

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL NUEVO TRATAMIENTO DEL AGUA
DE INYECCIÓN PARA EL PROYECTO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL
CAMPO MOQUETÁ

JUAN SEBASTIÁN BEJARANO PACHÓN
CAROLINA VICTORIA GONZALEZ ILLIDGE

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL NUEVO TRATAMIENTO DEL AGUA
DE INYECCIÓN PARA EL PROYECTO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL
CAMPO MOQUETÁ

JUAN SEBASTIÁN BEJARANO PACHÓN
CAROLINA VICTORIA GONZALEZ ILLIDGE

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DAVID MICHAEL DOLBERG
Geólogo

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

Nota de aceptación

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Ing. Juan David Rengifo

Ing. Jorge Andrés Tovar

Bogotá, D.C., febrero de 2019

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A Dios, por acompañarme en todo momento, por concederme la sabiduría necesaria y darme la fortaleza para sacar todos mis proyectos adelante.

A mis padres Gilma Pachón y John Bejarano, quienes son mi ejemplo a seguir. Gracias por todo el amor, el apoyo que me brindan a diario, por motivarme en los momentos más difíciles, por acompañarme y creer siempre en mí.

A Nico y a mi abuelita Marujita, gracias por guiarme y acompañarme desde el cielo en todo momento. Siempre estarán en mi corazón.

A mis abuelos Lucy y Jorge, por demostrarme su apoyo incondicional, su amor infinito y por acogerme y hacerme sentir como en casa.

A Carolina Gonzalez, gracias por la amistad que desde el primer día tuvimos, por el apoyo y la confianza el uno por el otro que nos permitió sacar este proyecto adelante.

Juan Sebastián Bejarano Pachón.

DEDICATORIA

Mi dedicatoria va para todas las personas que me apoyaron con mi proyecto, que me alentaron a seguir adelante, que me animaron cuando ya no podía más y que por sobretodo nunca dejaron de creer en mí, hasta cuando yo lo deje de hacer.

Dedicado a mis padres, fuente de inspiración, las personas que han dedicado su vida a mi pasado, presente y sobretodo mi futuro.

A mi abuela, tías y tíos, modelos de esfuerzo, dedicación y amor, por siempre estar ahí para mí cuando los necesitaba.

A mi hermana, hermanos, primas y primos, quienes me alegraron y me acompañaron en todo momento.

A mis amigas y amigos, quienes nos hemos apoyado mutuamente en nuestra formación profesional sin dejar de lado nuestra amistad.

A mi raro, con quien pase los mejores y peores momentos durante la realización de mi proyecto.

A mi mejor amigo y compañero de tesis, quien fue uno de los pilares más importantes no sólo en la realización de nuestro proyecto de grado, sino también en todo el camino a cumplir la primera meta en nuestro camino profesional.

Los amo a todos, gracias.

Carolina Victoria Gonzalez Illidge.

AGRADECIMIENTOS

Nos sentimos muy agradecidos con todas las personas que de una u otra forma aportaron para que pudiéramos completar de la mejor manera tan ardua labor.

A María Victoria Reyes, quien nos ayudó con la mejor actitud a encontrar el tema de nuestro proyecto de grado.

A la empresa Gran Tierra Energy Inc. por la confianza y por el apoyo técnico durante la realización del proyecto.

Al geólogo David Dolberg, quien creyó en nosotros y fue quien nos ayudó brindándonos el tema y apoyándonos en todo momento.

A los ingenieros Freddy Torres, Andrés Maya, Edgar Carvajal y Gustavo Rueda que nos ayudaron en el desarrollo de este proyecto, siempre con la mejor actitud y aportándonos sus conocimientos.

A nuestra querida orientadora Yatnielah Pirela, que siempre de la manera más amable nos compartió su conocimiento para poder presentar este proyecto de manera satisfactoria.

Por último, a todos nuestros docentes de la universidad, ya que fueron quienes nos aportaron su conocimiento para que lográramos llegar a esta primera meta en nuestro camino profesional.

A todos de nuevo muchas gracias.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DEL CAMPO MOQUETÁ	29
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Basamento	32
1.3.2.2 Formación Motema	32
1.3.2.3 Formación Saldaña	32
1.3.2.4 Formación Caballos	33
1.3.2.5 Formación Villeta	33
1.3.2.6 Formación Rumiyaco	34
1.3.2.7 Formación Pepino	35
1.3.2.8 Formación Orteguaza	35
1.3.2.9 Grupo Orito: Formación Belén y Formación Ospina	35
1.3.3 Geología estructural	35
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca Generadora	36
1.3.4.2 Roca Reservorio	36
1.3.4.3 Migración de Hidrocarburos	36
1.3.4.4 Roca Sello	37
1.3.4.5 Trampa	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	37
1.4.1 Método de Producción	38
1.4.2 Tiempo de Producción	38
1.4.3 Número de Pozos	39
1.4.4 Gráfica de Producción Acumulada	39
2. PROYECTO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL CAMPO MOQUETÁ	41
2.1 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO MOQUETÁ	41
2.1.1 Características de la inyección de agua	41
2.1.1.1 Tiempo de inicio del proceso de inyección de agua	41
2.1.1.2 Fluido seleccionado	41
2.1.1.3 Esquemas de inyección	43

2.1.1.4 Pozos inyectoros y productores	43
2.1.1.5 Infraestructura para la inyección del agua	44
2.1.1.6 Monitoreo del proyecto de inyección	45
2.1.2 Historial de inyección del campo	46
2.2 TRATAMIENTO DE AGUA ANTIGUO	46
2.2.1 Equipos.	48
2.2.1.1 Tanque pre-sedimentador	48
2.2.1.2 Clarificador ascendente	49
2.2.1.3 Filtros descendentes	50
2.2.1.4 Microfiltrador	51
2.2.1.5 Espesadores de lodos	52
2.2.1.6 Deshidratador de lodos	53
2.2.2 Otros equipos	54
2.2.2.1 Sistema de bombeo	55
2.2.2.2 Medidor de Caudal	56
2.2.2.3 Dosificación de Químicos	56
2.2.2.4 Tablero de potencia y control	57
3. TRATAMIENTO NUEVO	59
3.1 CHILLER	59
3.1.1 Componentes básicos del Chiller	60
3.1.1.1 Compresor	60
3.1.1.2 Evaporador	60
3.1.1.3 Condensador	60
3.2 SECUESTRANTE DE OXIGENO	61
3.2.1 Sulfito Sódico	61
3.2.2 Hidrazina	62
3.2.3 Carbohidrazida	62
3.2.4 Eritorbato Sódico	63
3.2.5 Metiletilcetoxima	63
3.2.6 Hidroquinona	63
3.2.7 Dietilhidroxilamina	63
3.3 BIOCIDAS	64
3.3.1 THPS	64
3.3.2 Hipoclorito de Sodio	65
3.3.3 Glutaraldehído	65
3.4 OTROS PRODUCTOS QUIMICOS	66
3.4.1 Inhibidores de corrosión	66
3.4.2 Soda caustica	66
3.4.3 Coagulante	67
3.5 CANTIDAD DE PRODUCTOS QUÍMICOS	67

4. PRUEBAS DE LABORATORIO	68
4.1 PRUEBAS REALIZADAS	69
4.1.1 Salinidad	69
4.1.2 Alcalinidad	70
4.1.3 Dureza	70
4.1.3.1 Procedimiento Dureza total	71
4.1.3.2 Procedimiento Dureza de Calcio	71
4.1.4 Medición de pH	71
4.1.5 Temperatura	72
4.1.6 Sólidos Suspendidos Totales	72
4.1.7 Oxígeno disuelto	73
4.2 RESULTADO DE LAS PRUEBAS	74
4.2.1 Agua no tratada	74
4.2.2 Agua tratada con el antiguo tratamiento	80
4.2.3 Agua tratada con el nuevo tratamiento	85
5. COMPARACIÓN DEL AGUA	91
5.1 FUENTE DE CAPTACION DE AGUA	91
5.1.1 Comparación de las fuentes de captación	91
5.2 AGUA TRATADA CON EL NUEVO TARATAMIENTO VS. AGUA NO TRATADA	94
5.3 AGUA TRATADA CON EL ANTIGUO TRATAMIENTO VS. CON EL NUEVO TRATAMIENTO	100
6. ANÁLISIS FINANCIERO	108
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	108
6.1.1 CAPEX	108
6.1.2 OPEX	109
6.2 INGRESOS PARA LA COMPAÑÍA	109
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	110
6.3.1 Valor Presente Neto	110
6.3.2 Tasa Interna de Retorno	110
6.3.3 Relación Beneficio/Costo	111
6.3.4 Flujo de Caja	111
6.3.5 Resultados	113
6.3.6 Interpretación de resultado	113
7. CONCLUSIONES	114
8. RECOMENDACIONES	116

BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	123

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Relación estequiométrica y molar entre el Sulfito Sódico y el Oxígeno.	62
Ecuación 2. Relación estequiométrica entre la Hidrazina y el Oxígeno.	62
Ecuación 3. Relación molar entre la Hidrazina y el Oxígeno.	62
Ecuación 4. Relación estequiométrica entre la Carbohidrazina y el Oxígeno.	62
Ecuación 5. Relación estequiométrica entre la Metiletilcetoxima y el Oxígeno.	63
Ecuación 6. Relación estequiométrica entre la Dietilhidroxilamina y el Oxígeno.	64
Ecuación 7. Valor Presente Neto.	110
Ecuación 8. Tasa Interna de Retorno.	111
Ecuación 9. Relación Beneficio/Costo.	111

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Moquetá.	30
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca Putumayo.	31
Figura 3. Mapa ríos América del Sur.	42
Figura 4. Distribución de Pozos Productores e Inyectores.	43
Figura 5. Locaciones del Campo Moquetá.	44
Figura 6. Modelo Planta de Tratamiento de Agua en el Campo Moquetá.	47
Figura 7. Proceso del sistema de tratamiento de agua.	48
Figura 8. Tanque pre-sedimentador.	49
Figura 9. Clarificador ascendente y filtro descendente.	51
Figura 10. Microfiltrador.	52
Figura 11. Espesador de lodos.	53
Figura 12. Deshidratador de lodos	54
Figura 13. Bombas Centrifugas.	55
Figura 14. Medidor de Caudal.	56
Figura 15. Dosificadores de químicos	57
Figura 16. Tablero de Potencia y control	58
Figura 17. Chiller YORK YCAL	60
Figura 18. Proceso del sistema del tratamiento nuevo del agua.	61
Figura 19. Formula estructural del THPS.	64
Figura 20. Estructura Química del Glutaraldehído.	65
Figura 21. Escamas de Soda Caustica.	67
Figura 22. Escala de valores de pH.	72
Figura 23. Diagrama del Flujo de Caja de la implementación de la planta de tratamiento de agua.	112

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de Producción del Campo Moquetá	38
Gráfica 2. Producción acumulada Campo Moquetá.	40
Gráfica 3. Historial de Inyección del Campo Moquetá.	46
Gráfica 4. Cantidad de Productos Químicos.	68
Gráfica 5. Salinidad del agua no tratada.	75
Gráfica 6. Alcalinidad del agua no tratada.	76
Gráfica 7. Dureza del agua no tratada.	76
Gráfica 8. pH del agua no tratada.	77
Gráfica 9. Temperatura del agua no tratada.	78
Gráfica 10. Sólidos suspendidos totales del agua no tratada.	79
Gráfica 11. Oxígeno disuelto del agua no tratada.	79
Gráfica 12. Salinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento.	80
Gráfica 13. Alcalinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento.	81
Gráfica 14. Dureza del agua tratada con el antiguo tratamiento.	82
Gráfica 15. pH del agua tratada con el antiguo tratamiento.	83
Gráfica 16. Temperatura del agua tratada con el antiguo tratamiento.	83
Gráfica 17. Sólidos suspendidos totales del agua tratada con el antiguo tratamiento.	84
Gráfica 18. Oxígeno disuelto del agua tratada con el antiguo tratamiento.	85
Gráfica 19. Salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento.	86
Gráfica 20. Alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento.	87
Gráfica 21. Dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento.	87
Gráfica 22. pH del agua tratada con el nuevo tratamiento.	88
Gráfica 23. Temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento.	89
Gráfica 24. Sólidos suspendidos totales del agua tratada con el nuevo tratamiento.	89
Gráfica 25. Oxígeno disuelto del agua tratada con el nuevo tratamiento.	90
Gráfica 26. Representación del volumen de agua tomado de cada fuente hídrica.	92
Gráfica 27. Fuente de agua en porcentaje.	93
Gráfica 28. Comparación de las fuentes de captación de agua.	93
Gráfica 29. Comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.	94
Gráfica 30. Comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.	95
Gráfica 31. Comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.	96

Gráfica 32. Comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.	97
Gráfica 33. Comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.	98
Gráfica 34. Comparación del contenido de SST del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.	99
Gráfica 35. Comparación del contenido de OD del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.	100
Gráfica 36. Comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	101
Gráfica 37. Comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	102
Gráfica 38. Comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	103
Gráfica 39. Comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	104
Gráfica 40. Comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	105
Gráfica 41. Comparación del contenido de SST del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	106
Gráfica 42. Comparación del contenido de OD del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.	107

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Eventos más importantes de la influencia de la inyección de agua en el Campo Moquetá.	39
Tabla 2. Características fisicoquímicas del Rio Caquetá.	43
Tabla 3. Convenciones de tipos de pozo.	44
Tabla 4. Principales eventos en el historial de inyección del Campo Moquetá.	46
Tabla 5. Parámetros del Agua.	47
Tabla 6. Especificaciones técnicas del Tanque Pre-sedimentador.	49
Tabla 7. Especificaciones técnicas del Clarificador Ascendente.	50
Tabla 8. Especificaciones técnicas del Filtro Descendente.	51
Tabla 9. Especificaciones técnicas del Espesador de lodos.	53
Tabla 10. Especificaciones técnicas del Deshidratador de Lodos.	54
Tabla 11. Especificaciones técnicas de las bombas centrífugas.	55
Tabla 12. Especificaciones técnicas del Medidor de Caudal.	56
Tabla 13. Especificaciones técnicas del equipo dosificador de químicos.	57
Tabla 14. Unidades de las propiedades estudiadas al agua.	69
Tabla 15. Salinidad del Agua.	69
Tabla 16. Rango de Alcalinidad del agua.	70
Tabla 17. Interpretación de la Dureza del agua.	71
Tabla 18. Clasificación de Solidos Suspendidos Totales en el agua.	73
Tabla 19. Propiedades promedio de las propiedades del agua no tratada.	74
Tabla 20. Propiedades promedio del agua tratada con el tratamiento antiguo.	80
Tabla 21. Propiedades promedio del agua tratada con el nuevo tratamiento.	85
Tabla 22. Propiedades promedios de las diferentes aguas.	91
Tabla 23. CAPEX de la implementación de la planta de tratamiento de agua en el Campo Moquetá.	109
Tabla 24. OPEX de la implementación de la planta de tratamiento de agua en el Campo Moquetá.	109
Tabla 25. Ingresos mensuales del Campo Moquetá.	110
Tabla 26. Flujo de Caja.	112
Tabla 27. Resultados de los indicadores financieros: VPN, TIR y B/C.	113

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Propiedades del ANT	124
Anexo B. Propiedades del agua tratada con el TA	127
Anexo C. Propiedades del agua tratada con el TN	130

ABREVIATURA

%: Porcentaje.
@: a.
”: Pulgadas.
°C: Celcius.
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
ANT: Agua No Tratada.
BAR: Bar.
BBL: Barriles.
BFPD: Barriles de Fluido por Día.
BOPD: Barriles de Petróleo por Día.
BS&W: Sedimentos básicos y agua.
BSR ó SRB: Bacterias Sulfato-Reductoras.
BWPD: Barriles de Agua por Día.
Cfu: Unidad Formadora de Colonias.
COP: Pesos Colombianos.
d: día.
E&E: Exploración y Explotación.
FIT: Medidor de Caudal.
Fm: Formación.
Ft: Pies.
g: Gramo.
Gal: Galones.
GPM: Galones por minuto
HP: Caballos de Fuerza.
Hr: Hora.
In: Pulgadas.
Inc: Incorporated.
Kc: Formación Caballos.
KCFD: Mil pies cúbicos por día.
Km: Kilometro.
L: Litro.
LPM: Litro por minuto.
LPS: Litro por segundo.
m: Metro.
m²: Metro cuadrado.
m³: Metro Cúbico.
mD: Mili-Darcy.
mg/L: mili-gramos / Litro.
Min: minutos.

MQT: Moquetá.
mS/cm: mili-Siemens / centímetros.
Mscfd: Mil pies cúbicos estándar por día.
NTU: Unidad Nefelométrica de Turbidez.
OD: Oxígeno Disuelto.
pH: Potencial de Hidrogeno.
ppb: Partes por Billón.
ppm: Partes por Millón.
Psi: Libra por Pulgada Cuadrada.
PTARD: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.
Qg: Caudal de Gas.
Qi: Caudal de Inyección.
Qwi: Caudal de Agua de Inyección.
s: Segundo.
TA: Tratamiento Antiguo.
TIR: Tasa Interna de Retorno.
TKC: Clarificador Ascendente.
TKE: Espesadores de lodos.
TKF: Filtros Descendentes.
TKP: Tanque Pre-Sedimentador.
TN: Tratamiento Nuevo.
TOC: Contenido Orgánico Total.
TSS ó SST: Sólidos Suspendidos Totales.
um: Micrometro.
UND: Unidad.
UPC: Unidades de Platino-Cobalto.
VPN: Valor Presente Neto.

GLOSARIO

AGUA CRUDA: es el agua que no ha pasado por ningún tratamiento, agua que es captada directamente de una fuente hídrica.

ALARMA: el aviso de alarma informa que deben seguir ciertas instrucciones debido a que cierto parámetro ha salido de su rango de normalidad.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria, textura detrítica, tamaño de grano inferior a 0,0039 mm, constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados.

ARENISCA: roca sedimentaria, textura detrítica, cuyo tamaño de grano oscila entre 0.0625 mm y 2mm. Compuesta por cuarzo y pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.¹

BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS: son un tipo de bacterias caracterizadas por su capacidad de utilizar el sulfato como agente oxidante, reduciendo este a sulfuro.

BOMBA CENTRIFUGA: es una máquina que funciona para bombear líquidos en general, que transforma la energía mecánica a hidráulica.

BOMBA PRESURIZADORA: las bombas presurizadoras son las maquinas adecuados para generar más presión en caudales de agua controlados.

CAMPO: zona o área restringida donde se encuentran uno o más yacimientos de petróleo y todas sus instalaciones anexas

CAUDAL: se refiere a un volumen específico que se mueve en el tiempo.

CHERT: roca sedimentaria muy dura y compacta de gran variedad de color con tamaños de grano entre 0.125 y 0.25 mm. Compuesta principalmente por cuarzo microcristalino, criptocristalino y microfibrroso.²

CLARIFICADOR ASCENDENTE: el proceso de separación y eliminación de materiales coloidales del agua mediante procesos químicos y mecánicos.

CORROSIÓN: proceso de acción erosiva o desgaste producido por distintos elementos sobre una superficie.

¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sandstone.aspx>

² WIKIPEDIA. Chert. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Chert_\(roca\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Chert_(roca))

CUENCA: depresión o hundimiento de la superficie terrestre que se ha llenado de sedimentos.

DECANTADOR: los decantadores son instalaciones normalmente de gran tamaño cuyo objeto es separar por medio de la fuerza de gravedad los sólidos en suspensión del líquido en que se encuentran.

DESHIDRATAR: retirar agua mediante procesos químicos y/o mecánicos de una sustancia.

DISCORDANCIA: es una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión.³

FACIE: representa las características de una unidad de roca como la fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes.⁴

FILTRACIÓN: el proceso de separación de los componentes de una lechada dejando los sólidos en suspensión como revoque de filtración en un medio filtrante mientras pasa el líquido. El proceso puede ser estático o dinámico⁵.

FILTRO ASCENDENTE: pertenece a los filtros rápidos de flujo vertical y se caracteriza por tener una serie de capas de grava con granos de diferentes tamaños permitiendo una mejor retención de sólidos suspendidos⁶.

FILTRO PRENSA: equipo encargado de separar los líquidos y sólidos mediante presión, además de tener la capacidad de comprimir y deshidratar sólidos⁷.

FLOCULACIÓN: es la acumulación de partículas desestabilizadas y se puede generar por cualquier actividad que incremente las fuerzas repulsivas entre dichas partículas⁸.

³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/disconformity.aspx>

⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/facies.aspx>

⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/filtration.aspx>

⁶ FUNDESYRAM. Biblioteca Agroecológica. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.fundesyr.am.info/biblioteca.php?id=3626>

⁷ QUIMINET. El funcionamiento del filtro prensa. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.quiminet.com/articulos/el-funcionamiento-del-filtro-prensa-23843.htm>

⁸ UNIVERSIDAD DE CASTILLA Y LA MANCHA. Tema 5. Coagulación - Floculación. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://www3.uclm.es/profesorado/giq/contenido/dis_procesos/tema5.pdf

FLUJO ASCENDENTE: es el encargado de reducir los efectos de la turbulencia del fluido⁹.

FORMACIÓN: es una unidad litoestratigráfica definidas por cuerpos de roca con propiedades litológicas comunes entre ellas y diferente a otros cuerpos de roca adyacentes.

HANDHOLE: punto acceso a un equipo estático en el que cabe un brazo.

INYECCIÓN DE AGUA: procedimiento por el cual se inyecta agua a los yacimientos con el fin de aumentar o mantener la producción de hidrocarburos o como método para disponer del agua producida.

LIMOLITA: roca sedimentaria, textura detrítica y cuyo diámetro de sus partículas va desde 1/16 mm hasta 1/256 mm. Su composición mineralógica corresponde a partículas de limo.¹⁰

LUTITAS: roca sedimentaria, textura pelítica, partículas de tamaño de las arcillas y del limo, que posee poros muy pequeños pero que no se encuentran bien comunicados entre ellos.¹¹

MANHOLE: punto acceso a un equipo estático en el que cabe una persona.

MEMBRANA: es un elemento de separación selectiva dependiendo del tamaño de la partícula. Algunas partículas pueden atravesar el material, mientras que otras no¹².

PARAMETRO: es todo aquel dato que sirve para evaluar y valorar la capacidad de un quipo o sustancia¹³.

POROSIDAD: “El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.”¹⁴

⁹ VARGAS DE CÁNEPA, Lidia. PLANTAS DE TRATAMIENTO DE FILTROS RAPIDOS. Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.bvsde.paho.org/eswww/fulltext/tratagua/rapida/rapida1.html>

¹⁰ D'ALESSANDRO, Manuel. Rocas y Minerales. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.rocasyminales.net/limolita/>

¹¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>

¹² COLINA IREZABAL, Maria Luisa. Filtracion por membrana. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/mlci/filtracion_por_membrana.pdf

¹³ DEFINICIÓN. Definición de Parametro. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://definicion.de/parametro/>

¹⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

POZO: “corresponde al agujero perforado incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El término pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado.”¹⁵

POZO DST: las siglas DST provienen de Drill Stem Test. Son pozos en los que se realizan pruebas mientras la sarta de perforación se encuentra aún en ellos. Las pruebas DST se utilizan para probar pozos nuevos¹⁶.

PURGA: es un proceso que se utiliza para eliminar una fracción de corriente a partir de una corriente de salida¹⁷.

SENSOR: son de gran importancia en la instrumentación y control de procesos, ya que es un dispositivo eléctrico o mecánico que tiene la capacidad de convertir magnitudes físicas en valores medibles¹⁸.

SOLIDOS SUSPENDIDOS: se refiere a la cantidad de sólidos insolubles en el agua y que pueden ser separados gracias a que se encuentran en suspensión¹⁹.

SUBTHRUST: “estructuras asociadas a fallamiento normal con inversión parcial, estructuras asociadas a sub-cabalgamientos, anticlinales producidos por transcurrencia y estructuras asociadas a sistemas de inversión.”²⁰

TANQUE PRESEDIMENTADOR: tiene como propósito reducir los niveles de turbidez y eliminar los sólidos suspendidos a partir de efectos gravitatorios²¹.

TRANSMISOR: es un instrumento que tiene como objetivo captar la señal de la variable de proceso y transmitirla a un indicador o controlador²².

¹⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/borehole.aspx>

¹⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dst.aspx>

¹⁷ SCRIBD. Que es una purga en ingeniería química. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/52300838/Que-es-una-purga-en-ingenieria-quimica>

¹⁸ UNIVERSIDAD DE VALLADOLID, Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Sensores. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.isa.cie.uva.es/~maria/sensores.pdf>

¹⁹ Wikipedia. Total de Sólidos en Suspensión. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Total_de_s%C3%B3lidos_en_suspensi%C3%B3n

²⁰ LINGUEE. Sub-thrust. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.linguee.com/english-spanish/translation/sub-thrust.html>

²¹ ENOHA ENTE NACIONAL DE OBRAS HÍDRICAS DE SANEAMIENTO. CAPÍTULO VII - 3. TRATAMIENTOS PRELIMINARES. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.itacanet.org/esp/agua/Seccion%206%20Tratamiento%20de%20agua/Tratamientos%20preliminares.pdf>

²² ECURED. Transmisor. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.ecured.cu/Transmisor>

TRATAMIENTO DE AGUA: ejecución de una secuencia de operaciones para lograr que el agua tenga las propiedades fisicoquímicas apropiadas.

VALVULA: son dispositivos mecánicos conectados a una tubería y con el objetivo de controlar, retener, regular o dar paso a un fluido²³.

VALVULAS MANUALES: son aquellas válvulas que son accionadas por personas o motores²⁴.

VALVULA TIPO MARIPOSA: su función es abrir o cerrar el paso al fluido y en algunos casos también sirve para regularlo²⁵.

²³ VALVIAS. ¿Qué es una válvula?. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.valvias.com/basio.php>

²⁴ UNIVERDIDAD DE SEVILLA. Open Course Ware: Dispositivos hidráulicos auxiliares. [Sitio WEB]. 2008. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://ocwus.us.es/ingenieria-agroforestal/hidraulica-y-riegos/temario/Tema%206.%20Elementos%20auxiliares/page_04.htm

²⁵ VALVULAS Y MEDIDORES. Valvula Tipo Mariposa. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.valvulasymedidores.com/>

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL NUEVO TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN PARA EL PROYECTO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL CAMPO MOQUETÁ.

El presente proyecto se desarrolló gracias a la colaboración de la empresa Gran Tierra Energy Inc., donde se recopila información de la planta de tratamiento de agua de inyección como método de recobro secundario del Campo Moquetá. Esto se hace con el fin de realizar una evaluación técnica y financiera a la viabilidad del proyecto de implementación de nuevos equipos y procesos para la planta de tratamiento, que dan solución a las principales problemáticas generadas por el vencimiento de la licencia ambiental anterior, como lo son: contenido de sólidos suspendidos totales, contenido de oxígeno disuelto y las bacterias sulfatoreductoras presentes en el agua.

Se realizó la descripción de la planta de tratamiento de agua antigua, así como de la implementación de los nuevos equipos. Posteriormente, se realizaron pruebas de laboratorio al agua no tratada, al agua tratada con el antiguo tratamiento y al agua tratada con el nuevo tratamiento.

Los resultados de las pruebas de laboratorio fueron comparados unos con otros para verificar la eficiencia de la implementación de la nueva planta de tratamiento de agua.

PALABRAS CLAVE: Planta tratamiento, Campo Moquetá, pruebas laboratorio, sólidos suspendidos, oxígeno disuelto, bacterias sulfatoreductoras.

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda de hidrocarburos y sus derivados en todo el mundo, las empresas operadoras de la industria petrolera tienen la necesidad de producir más hidrocarburos para su comercialización y satisfacer esa demanda. Por ende, la empresa canadiense Gran Tierra Energy Inc. ha buscado la manera de ser una empresa competitiva a nivel nacional, por medio de implementación de métodos de recobro secundario y terciario en los campos en los que se encuentra operando.

El Campo Moquetá se caracteriza por inyectar agua como método de recobro secundario, debido a que llegó al punto de no tener la suficiente energía para transportar los hidrocarburos a superficie. El agua inyectada en los pozos inyectoros del Campo Moquetá pertenecía a la captación de agua de la quebrada Trejos; sin embargo, debido al vencimiento de la licencia ambiental de ese entonces, la empresa Gran Tierra Energy Inc. inició la captación de agua del Río Caquetá.

La planta de tratamiento de agua de inyección que existía en el Campo Moquetá cumplía con los requerimientos necesarios para poder tratar el agua captada de la Quebrada Trejos; al empezar a tratar agua captada del Río Caquetá esta fue insuficiente, ya que se vieron problemas relacionados a altos niveles de contenido de sólidos suspendidos, oxígeno disuelto y bacterias sulfatoreductoras, que hacían que los equipos y procesos de inyección se vieran afectados por taponamientos, corrosión y hasta generación de H_2S . Además, esto provocó un descenso en la producción del campo, en el que se esperaba un factor de recobro de 40% y que solo se estaba logrando un 12%.

Para dar solución a estos problemas la empresa Gran Tierra Energy Inc. decidió implementar desde el mes de enero de 2018 una serie de equipos y productos químicos que complementaron a la planta de tratamiento de agua anterior y que cumplen con los requerimientos de la licencia ambiental global del Campo Moquetá (resolución 0976 del 29 de agosto de 2014, otorgada por el ANLA) para el agua de inyección como método de recobro secundario.

Es por esto, que el presente trabajo investigativo, tiene como fin realizar una evaluación a dicha implementación, mediante la comparación de resultados de pruebas de laboratorio al agua no tratada, al agua tratada con el antiguo tratamiento y al agua tratada con el nuevo tratamiento, y así poder verificar la eficiencia de los nuevos equipos y procesos implementados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el nuevo tratamiento del agua de inyección para el proyecto de recobro secundario en el Campo Moquetá.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Moquetá.
2. Describir el proceso de inyección y el antiguo tratamiento del agua en el Campo Moquetá para recobro secundario.
3. Describir la implementación del nuevo tratamiento al agua de inyección para recobro secundario en el Campo Moquetá.
4. Realizar las pruebas de laboratorio de las principales propiedades fisicoquímicas al agua no tratada y al agua tratada antes y después de la implementación del nuevo tratamiento del agua inyectada en el Campo Moquetá.
5. Comparar los resultados de las pruebas de laboratorio del agua no tratada y el agua tratada antes y después de la implementación del nuevo tratamiento del agua inyectada en el Campo Moquetá.
6. Evaluar la viabilidad financiera del nuevo tratamiento del agua de inyección para el recobro secundario del Campo Moquetá mediante los indicadores financieros del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO MOQUETÁ

En el presente capítulo se describen las principales características del Campo Moquetá; tales como su historia, su localización, el marco geológico y la historia de producción del mismo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El 27 de junio de 2005, la empresa canadiense Gran Tierra Energy inc. (antes Argosy Energy Internacional) suscribió un contrato E&E con la ANH en el Bloque Chaza en la Cuenca del Caguán – Putumayo²⁶.

El periodo de exploración en el Campo Moquetá tardó seis años con un total de seis perforaciones de pozos exploratorios. El primer pozo productor de Gran Tierra Energy con producción de hidrocarburos en dicho Campo fue el Pozo Moquetá-12, el cual interceptó la Formación Villeta a una profundidad de 4.825 pies y la Formación Caballos a 5.066 pies, demostrando el potencial hidrocarbúfero en ambas formaciones²⁷.

El Campo Moquetá fue declarado comercialmente viable el 23 de abril del año 2013; mientras que para el año de 2016, el Campo Moquetá ya fue uno de los 20 campos con mayor producción de hidrocarburos en todo el país, siendo este de gran relevancia para Gran Tierra Energy Inc²⁸.

Hasta noviembre de 2018, el Campo Moquetá continúa bajo la operación de Gran Tierra Energy, y tiene un total de 23 pozos perforados y se encuentra produciendo actualmente.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Moquetá se encuentra geográficamente ubicado en Colombia, en la Cuenca del Caguán-Putumayo, más específicamente en el departamento del Putumayo en la jurisdicción del municipio de Mocoa entre los Ríos Caquetá y Mocoa.

Para acceder es necesario realizar un viaje aéreo o terrestre desde Bogotá hasta el municipio de Villagarzón (Putumayo). El viaje aéreo cuenta con una distancia en línea recta de 478 Km y una duración del vuelo de aproximados 36 minutos; en cuanto al recorrido terrestre, la distancia en un vehículo es de 644 Km y una

²⁶ ANH. CONTRATOS E&P y TEAS. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [15, octubre, 2018] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Seguimiento-a-contratos/Exploracion/Documents/Estado-de-Contratos-Vigentes-31-ago-18.pdf>

²⁷BN AMERICAS. Campo Moquetá (Área Moquetá). [Sitio WEB]. [10, enero, 2018]. Disponible en: <https://subscriber.bnamericas.com/es/project-profile/petroleoygas/area-de-perforacion-exploratoria-Moquetá-Moquetá>

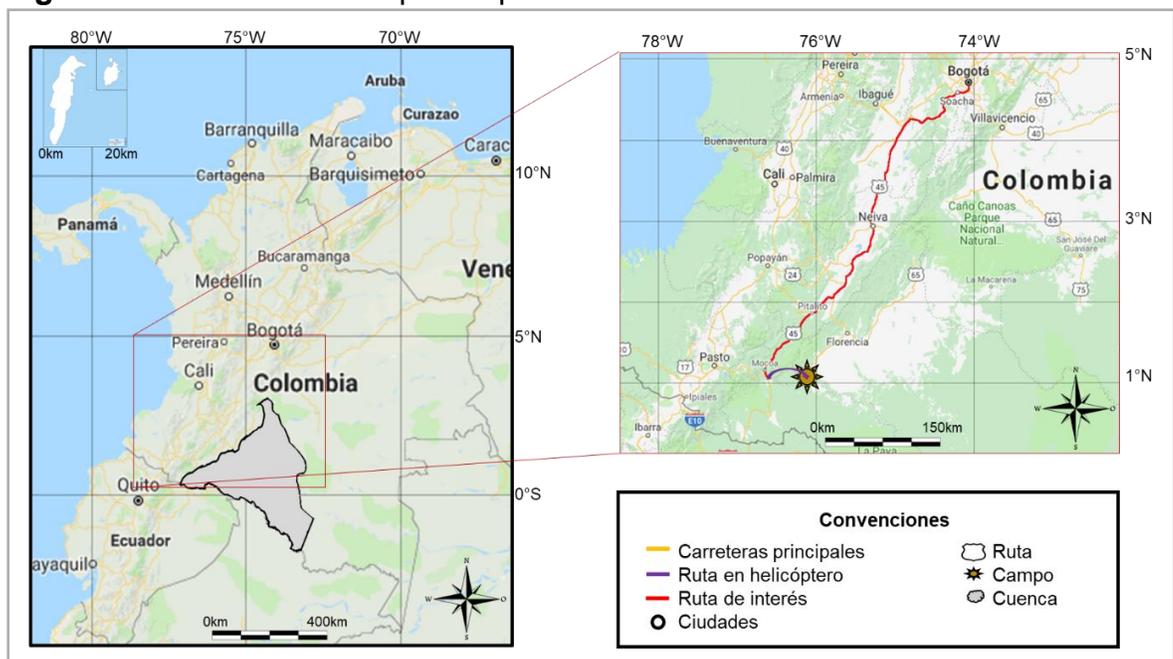
²⁸ EL TIEMPO. En 20 campos se produce el 66 % del petróleo del país. En: EL TIEMPO. Bogotá D.C. 5, Mayo, 2017. [Sitio WEB]. [19, febrero, 2018]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>

duración de viaje de 11 horas aproximadamente²⁹. Para dicho recorrido terrestre se sale de la ciudad de Bogotá D.C al sur por el municipio de Soacha y se continúa hacia el sur-oeste hacia la ciudad de Girardot (Cundinamarca); luego se toma la vía 45 que llega a la ciudad de Mocoa, pasando por las ciudades de Neiva, Pitalito y finalmente Villagarzón.³⁰

Posteriormente, se requiere helitransportarse desde el municipio de Villagarzón hasta el Campo Moquetá, ya que este no cuenta con vías de accesos terrestres ni fluviales.

En la **Figura 1** se puede apreciar la localización del Campo Moquetá en el mapa de Colombia.

Figura 1. Localización Campo Moquetá.



Fuente. Elaboración propia.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se realiza la descripción geológica del Campo Moquetá, teniendo en cuenta aspectos como la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo.

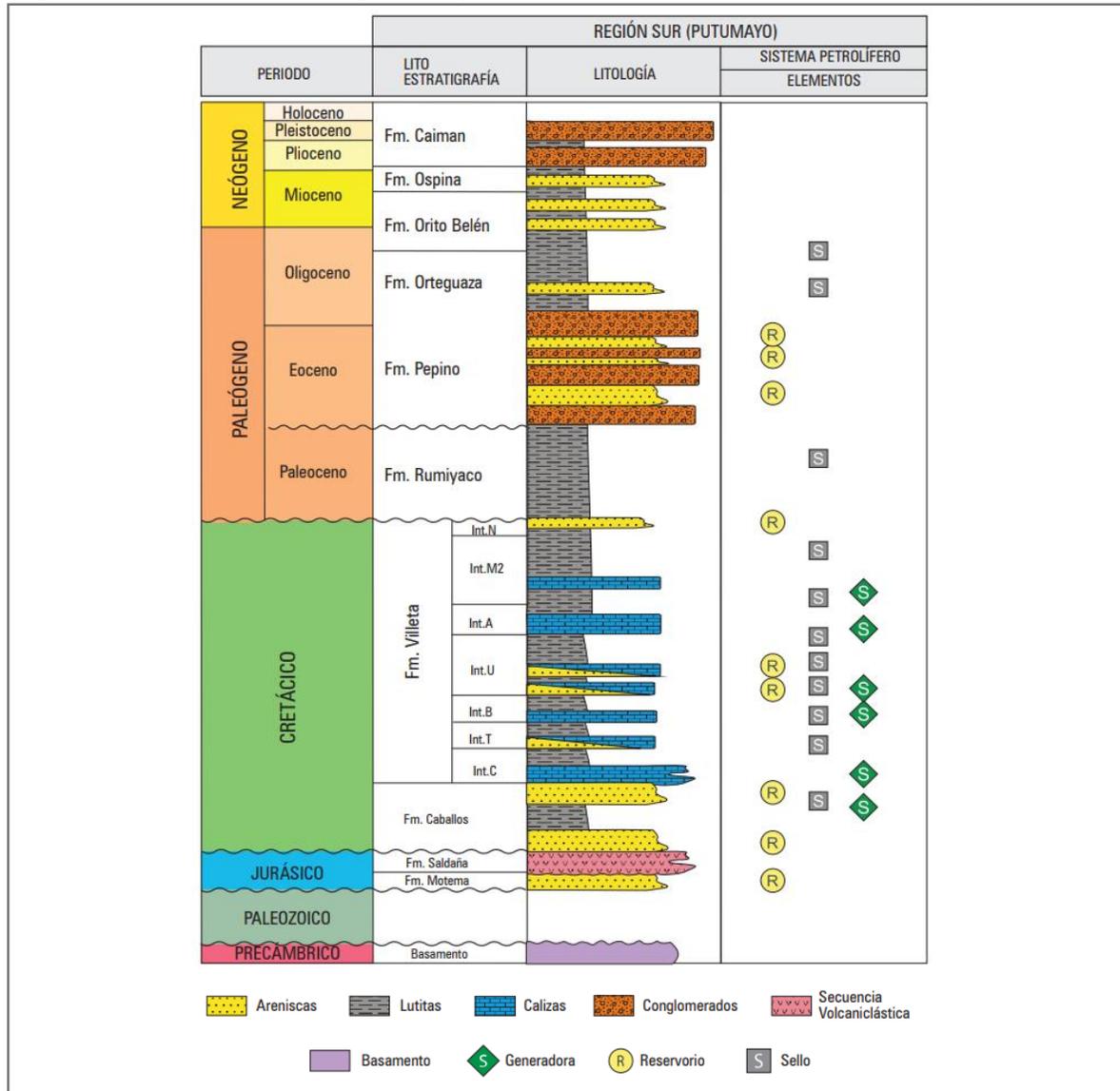
²⁹ HIMERA. Distancias kilométricas: Distancia Bogotá- Villagarzón. [Sitio WEB]. [25, enero, 2018]. Disponible en: http://es.distancias.himera.com/distancia_de_bogota_a_villagarzon_entre_mapa_carretera-87047.html

³⁰ YO TE LLEVO. Ruta desde Bogotá, Colombia hasta Villagarzón, Putumayo, Colombia. [Sitio WEB]. [25, enero, 2018]. Disponible en: <http://colombia.yotellevo.net/de-bogota-colombia-a-villagarzon-putumayo-colombia.htm>

1.3.1 Columna estratigráfica. Como el Campo Moquetá se encuentra ubicado en la zona sur de la Cuenca Caguán-Putumayo, se toma como referencia la columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca Putumayo perteneciente a la Cuenca Caguán-Putumayo. Esto se hace debido a las correlaciones existentes entre el campo y la subcuenca.

La **Figura 2** muestra la subcuenca del Putumayo, perteneciente a la Cuenca Caguán-Putumayo.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca Putumayo.



Fuente. ANH. Open Round Colombia 2010: Caguán-Putumayo. [En línea]. [5, marzo, 2018]. Bogotá D.C. La entidad. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las características de las formaciones pertenecientes a la subcuenca del Putumayo; tales como la edad, las características litológicas, el espesor, el ambiente de depositación y la relación con las rocas que suprayacen e infrayacen de cada una.

1.3.2.1 Basamento. La edad del basamento corresponde al periodo Precámbrico³¹ y “está compuesto de abundantes fragmentos de rocas ígneas de color gris claro, verde a verde pálido, crema y feldespato rosados y blancos, los cuales son fragmentos angulares. En la parte superior las rocas volcánicas son blancas, gris claras, blandas a moderadamente firmes y hacia la base son grises oscuras, cristalinas y duras”.³² El basamento infrayace discordantemente a la Formación Motema.³³

1.3.2.2 Formación Motema. La edad de esta formación corresponde al periodo Jurásico.³⁴ “Según un estudio realizado por la empresa REPSOL en 2006, la Formación Motema se caracteriza por tener capas rojas de limolitas, arenas y conglomerados; también por la existencia de tobas, brechas volcánicas e intrusiones de rocas hipoabisales; además es una formación con un espesor de 180 ft aproximadamente y que presenta un ambiente continental fluvial”.³⁵ La Formación Motema se encuentra en contacto discordante con el basamento que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Saldaña que la suprayace.³⁶

1.3.2.3 Formación Saldaña. la edad de esta formación también corresponde al periodo Jurásico³⁷. “Fue descrita por INGEOMINAS en el año 2003 como una secuencia vulcano sedimentaria con intercalaciones de tobas, flujos de lava, aglomerados, areniscas tobáceas y limolitas en la zona sur de la cuenca”³⁸. Además existen minerales con contenido de sulfuro, cobre y otros metales.

³¹ ANH. Open Round Colombia 2010: Caguan-Putumayo. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [5, marzo, 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf 1.

³² NUÑES TELLO, Alberto. En: RECONOCIMIENTO GEOLÓGICO REGIONAL DE LAS PLANCHAS 411 LA CRUZ, 412 SAN JUAN DE VILLALOBOS, 430 MOCOA, 431 PIAMONTE, 448 MONOPAMBA, 449 ORITO Y 465 CHURUYACO. DEPARTAMENTOS DE CAQUETA, CAUCA, HUILA, NARIÑO Y PUTUMAYO. 2003. p 146.

³³ ANH. Op. cit. p. 1.

³⁴ Ibid. p. 1.

³⁵ ANH. UPTC. CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DE 51267.45 Km² EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO A PARTIR DE SENSORES REMOTOS A ESCALA 1:100.000 Y 739 Km² CON CONTROL DE CAMPO A ESCALA 1:50.000 EN LAS PLANCHAS IGAC 413 Y 414 DEPARTAMENTOS DE META, CAQUETÁ, PUTUMAYO. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [6, marzo, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/INFORME.pdf#search=campos%20putumayo> p. 36.

³⁶ ANH. Op. cit. p. 1.

³⁷ ANH. Op. cit. p. 1.

³⁸ ANH. UPTC. Op. cit. p. 36.

La Formación Saldaña se caracteriza por la mineralización de pirita, calcopirita y molibdenita; en menor proporción también hay otros tipos de metales como magnetita, hematita y cuarzo³⁹. Esta Formación tiene un espesor aproximado de 120 ft y un ambiente continental fluvial similar al de la Formación Motema. Además, la Formación Saldaña se encuentra en contacto concordante con la Formación Motema que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Caballos que la suprayace.⁴⁰

1.3.2.4 Formación Caballos. La edad de esta formación corresponde al periodo Cretácico⁴¹. “Esta unidad litoestratigráfica fue descrita por Grosse en 1935, McGirk en 1949, Olso en 1956 y por REPSOL en 2006 como una formación compuesta por un paquete masivo de arenas translúcidas, cuarzosas, de grano muy grueso a grueso, ocasionalmente fino a medio, subangular a angular, localmente subredondeado, pobre selección, ocasionalmente con mancha visible de aceite pardo oscuro a negro, abundante fluorescencia natural amarillo verdoso a amarillo pálido y brillante; corte moderado a lento, blanco lechoso y residuos blancos lechosos”.⁴² Hacia el tope aparecen unas areniscas translúcidas, cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangular a subredondeado, regular selección, cemento calcáreo, con buena porosidad visible y manchas de aceite residual pardo oscuro a negro.⁴³

El espesor de la formación en el área del Río Mocoa, que está ubicado en el bloque 430 como el Campo Moquetá, se caracteriza por tener un promedio de 170 ft.⁴⁴ Además es una formación con un ambiente continental fluvial ⁴⁵ y que se encuentra en contacto discordante con la Formación Saldaña que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Villeta que la suprayace. ⁴⁶

1.3.2.5 Formación Villeta. La edad de esta formación corresponde al periodo Cretácico.⁴⁷ “Fue descrita por Grosse en 1935, McGirk en 1949, Olso en 1956 y por REPSOL en 2006.⁴⁸ Se compone especialmente por intercalaciones de lutitas, areniscas, calizas y por lodolitas finas grises muy oscuras o hasta negras, con laminación plano paralela a ondulosa paralela. Son frecuentes fragmentos de

³⁹ NUÑES TELLO. Op. cit., p 173.

⁴⁰ ANH. Op. cit. p. 1.

⁴¹ Ibid. p. 1.

⁴² ANH. UPTC. Op. cit., p 36-37

⁴³ FERRERA, Erwin. Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Chaza-Putumayo. Informe de Geología e Ingeniería Año 2017. Febrero 2018. p 12.

⁴⁴ Ibid. p. 13.

⁴⁵ BARRAGAN, Mario. PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA: Caguán and Putumayo basins. [Sitio WEB]. Medellín. Fondo editorial: Universidad EAFIT. [6, marzo, 2018]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_4_CAGUAN-PUTUMAYO_BASINS.pdf p. 57.

⁴⁶ ANH. Op. cit. p. 1.

⁴⁷ Ibid. p. 1.

⁴⁸ ANH. UPTC. Op. cit. p. 37-38.

materia orgánica e intensa bioperturbación. Tiene un espesor promedio de 850 ft; sin embargo, en la Formación Villeta se encuentran rocas con buen contenido de hidrocarburos y que son de interés para el Campo Moquetá, como lo es la Arena T, cuyo espesor es de aproximadamente 60 ft y que tiene intervalos de arena translúcidas, grano muy grueso a grueso, medio y ocasionalmente fino, subangular a angular, pobre selección y con manchas de aceite residual.”⁴⁹ Tiene un ambiente de depositación continental fluvial.⁵⁰

Actualmente se reconocen dos Miembros: el Villeta Inferior y el Villeta Superior.

- **Villeta Inferior (Albiano-Cenomaniano):** “se reconocen intervalos litoestratigráficos interrumpidos de sedimentación marina y continental. (BEICIP y FRANLAB, 1988). Las facies más gruesas, grainstone, packstone, packstone /wackstone se caracterizan por la presencia de bivalvos, ostreidos y en menor proporción gasterópodos y equinodermos, fragmentos de conchas generalmente recristalizados y sin una orientación preferencial, peloides micritizados y glauconita con bioclastos.”⁵¹ En este miembro se encuentra la Unidad operacional T, productora en el Campo Moquetá.
- **Villeta Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano):** “las facies de arcilla y limolita son las que predominan en esta sección; las facies calcáreas se encuentran en menor cantidad como pequeñas capas de wackestone y packstone de bioclastos. El cambio de facies se puede evidenciar con los altos niveles del registro Gamma Ray correspondientes a las arcillas.”⁵²

La Formación Villeta se encuentra en contacto concordante con la Formación Caballos que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Rumiyaco que la suprayace. ⁵³

1.3.2.6 Formación Rumiyaco. “fue descrita por Mc. Girk en 1949 como una formación cuya edad pertenece al periodo Paleógeno y por tener intercalaciones de arena y conglomerados en su parte inferior, mientras que en la parte superior de la unidad se pueden encontrar arcillas, limolitas rojas y algunos niveles arenosos. La parte central contiene intercalaciones delgadas de arenas arcillosas y limolíticas. El espesor de la formación es de aproximadamente 1500 ft y su ambiente de depositación varía de marino a continental.”⁵⁴ La Formación Rumiyaco se encuentra en contacto discordante tanto con la Formación Villeta que la infrayace como con la Formación Pepino que la suprayace.⁵⁵

⁴⁹ Ibid., p. 37-38

⁵⁰ BARRAGON. Op. cit. p. 39.

⁵¹ ANH. UPTC. Op. cit. p. 38.

⁵² Ibid., p. 38

⁵³ ANH. Op. cit. p. 1.

⁵⁴ FERRERA. Op. cit. p. 13

⁵⁵ Ibid., p. 39

1.3.2.7 Formación Pepino. “esta formación es descrita por Saville en 1943 y Miley & McGirk en 1948. La edad de esta formación corresponde al periodo Paleógeno. La sección inferior de esta formación está constituida principalmente por conglomerados de Chert en una matriz areno arcillosa; en el medio por arcillolitas, limolitas rojas ocasionalmente calcáreas y areniscas marrón con matriz arcillosa; en la parte superior presenta lentes de conglomerados gruesos intercalados con areniscas, arcillolitas duras y limolitas no calcáreas. El espesor de la unidad estratigráfica varía entre valores de 200 a 300 ft hasta valores superiores a los 1600 ft. Su ambiente de depositación es continental - fluvial.”⁵⁶ La Formación Pepino se encuentra en contacto discordante con la Formación Rumiayaco que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Orteguaza que la suprayace.⁵⁷

1.3.2.8 Formación Orteguaza. la edad de esta formación corresponde al periodo Paleógeno⁵⁸. “Descrita por Saville, 1943, en Miley & McGirk, 1948. Se caracteriza por una secuencia de Lutitas con inclusiones de Glauconita y trazas de yeso y pirita. Además, esta unidad contiene una intercalación de arcillolitas, limolitas grises, areniscas finas y delgadas capas carbonosas con abundantes intercalaciones de lignito, perteneciendo estas a un ambiente de depositación continental fluvial. Una erosión provocada por el tectonismo Andino provocó que el espesor de la formación disminuyera hacia la parte occidental. En el noreste del Putumayo la formación es prácticamente inexistente; sin embargo, puede llegar a los 700 ft en otras zonas de la formación.”⁵⁹

La Formación Orteguaza se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Pepino que la infrayace como con el Grupo Orito que la suprayace.⁶⁰

1.3.2.9 Grupo Orito: Formación Belén y Formación Ospina. la edad del Grupo Orito corresponde al periodo Neógeno⁶¹. Estas formaciones se caracterizan por tener intercalaciones de diferentes arcillas y limolitas con escasos lentes de arenisca arcillosa y gran cantidad de intercalaciones de lignito con trazas de yeso y carbón. También se pueden encontrar glauconitas y restos de microfósiles dentro de ellas. Este grupo tiene un espesor promedio de 3500 ft según estudios realizados en el Campo Moquetá.⁶² El Grupo Orito se caracteriza por su ambiente de depositación continental fluvial y porque se encuentra en contacto concordante con la Formación Orteguaza que la infrayace.⁶³

1.3.3 Geología estructural. “El Campo Moquetá pertenece al Bloque Chaza que está ubicado en la parte norte de la Cuenca Caguán - Putumayo y se caracteriza

⁵⁶ Ibid., p. 39-40

⁵⁷ ANH. Op. cit. p. 1.

⁵⁸ Ibid. p. 1.

⁵⁹ Ibid., p. 40

⁶⁰ ANH. Op. cit. p. 1.

⁶¹ Ibid. p. 1.

⁶² FERRERA. Op. cit. p. 15

⁶³ ANH. Op. cit. p. 1.

por ser una zona muy plegada y fallada. En la zona noroeste de la cuenca se tienen rasgos compresionales, siendo más alto el nivel de deformación (pliegues asimétricos y fallas inversas) hacia las cordilleras Central y Oriental.

Estas estructuras comenzaron a emerger durante el Eoceno creando la Cordillera Oriental debido a fuerzas tensionales y a las fallas de desplazamiento de rumbo. Adicionalmente el Eoceno Medio generó una mayor fuerza compresional evidenciando los pliegues de la zona.”⁶⁴

Se puede describir la estructura geológica del yacimiento del Campo Moquetá, como un anticlinal perteneciente al sistema de fallas de Urcusique con estructuras subthrust.⁶⁵

1.3.4 Geología del petróleo. La geología del Campo Moquetá se asocia a la de la Cuenca del Caguán-Putumayo por correlaciones geológicas. En esta sección del capítulo se describen los parámetros más relevantes asociados al sistema petrolífero del Campo Moquetá, como lo son la roca generadora, la roca reservorio, la roca sello, trampas y la migración de hidrocarburos.

1.3.4.1 Roca Generadora. “las formaciones Caballos y Villeta tienen un excelente potencial generador de hidrocarburos líquidos; presentando valores de TOC entre 2% y 10%, lo que indica un excelente contenido orgánico. El tipo de kerógeno ha sido identificado como de tipo II y tipo III con alto contenido de materia orgánica marina. El periodo de generación y expulsión se dio a partir del paleoceno medio.”⁶⁶

1.3.4.2 Roca Reservorio. “por excelencia las rocas almacenadoras presentes en la Cuenca Caguán - Putumayo se encuentran en las arenas de la Formación Caballos, que tiene una porosidad promedio de 12% y una permeabilidad de 150 mD aproximadamente; y en la Formación Villeta, sobresalen las arenas de la Unidad T que tienen una porosidad entre 14 y 19% y una permeabilidad aproximada de 70 mD⁶⁷. Aunque cabe resaltar que, hacia el piedemonte, estas rocas pierden gran parte de su capacidad para almacenar fluidos por diferentes eventos tectónicos que ocurrieron después de la migración y que han deformado y fracturado la roca.”⁶⁸

1.3.4.3 Migración de Hidrocarburos. “La zona del Caguán se caracteriza por su migración desde el oeste hasta la Serranía de la Macarena, desde la Cuenca Valle

⁶⁴ FERRERA. Op. cit. p. 16

⁶⁵ Ibid. p. 16.

⁶⁶ SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. ELABORACIÓN DE LA CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DE UN CONJUNTO DE PLANCHAS A ESCALA 1:100.000 UBICADAS EN CUATRO BLOQUES DEL TERRITORIO NACIONAL IDENTIFICADOS POR EL SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO GRUPO 2: ZONAS SUR A Y SUR B. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [7, marzo, 2018]. Disponible en:

<http://recordcenter.sgc.gov.co/B14/23008010024803/documento/pdf/2105248031101000.pdf> p. 63.

⁶⁷ Ibid. p. 63.

⁶⁸ FERRERA. Op. cit. p. 9

Superior del Magdalena hacia el piedemonte y zona de antepaís; y por zonas ubicadas al este de la Serranía de la Macarena. Además, en el sector del Putumayo es importante la migración vertical, viniendo del oeste o áreas sin perforar. También el hidrocarburo migra desde la Cordillera Oriental, sugiriendo una expulsión desde las Formaciones Caballos y Villeta durante el Mioceno-Plioceno.”⁶⁹

1.3.4.4 Roca Sello. “mediante la adquisición de información geológica sobre la Cuenca Caguán - Putumayo se ha definido como roca sello regional la Unidad N y la Unidad M2, ambas de la Formación Villeta; además de las facies arcillosas que se encuentran en la Formación Rumiyocho.

En cuanto a los sellos locales se encuentran los diferentes niveles arcillosos de la Formación Villeta, siendo los intervalos superior e inferior de la arena U los más relevantes, ya que estos se caracterizan por su hidráulica sin conexión con los niveles arenosos.”⁷⁰

1.3.4.5 Trampa. En la Cuenca Caguán-Putumayo, se encuentran trampas estructurales como “fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados, anticlinales relacionados con fallamientos tipo Thick Skinned y anticlinales relacionados con fallas inversas y back thrusts.”⁷¹ “En la parte este de la cuenca es posible encontrar trampas estratigráficas relacionadas con el pinchamiento contra el basamento de los niveles arenosos Cretácicos y/o eocénicos de la Formación Pepino en medio de una sucesión buzante al este.”⁷²

El área del contrato del Bloque Chaza, donde se ubica el Campo Moquetá, se caracteriza por ser una zona plegada y fallada sobre los restos de un extenso monoclinal que buza hacia el sur-este. Además, cuando la cordillera Oriental emergió, generó una reorientación que hizo que aparecieran fallas de desplazamiento de rumbo en esta zona.⁷³ Específicamente la estructura del Campo Moquetá obedece a una trampa estructural como lo es un anticlinal asociado a una falla inversa.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Gran Tierra Energy Inc. opera en el Campo Moquetá desde el año 2011; sin embargo, no fue sino hasta el año 2013 que este campo fue declarado comercialmente viable con producciones entre 3000 y 4000 BOPD aproximadamente. A partir de entonces, la producción de petróleo en el Campo Moquetá se ha mantenido en un promedio entre 4000 y 7000 BOPD, siendo los años 2015 y 2016 los años de mayor producción de petróleo. Actualmente, en

⁶⁹ANH. Op. cit. p. 1.

⁷⁰ FERRERA. Op. cit. p. 9

⁷¹ ANH. Op. cit. p. 1.

⁷² SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Op. cit. p. 64.

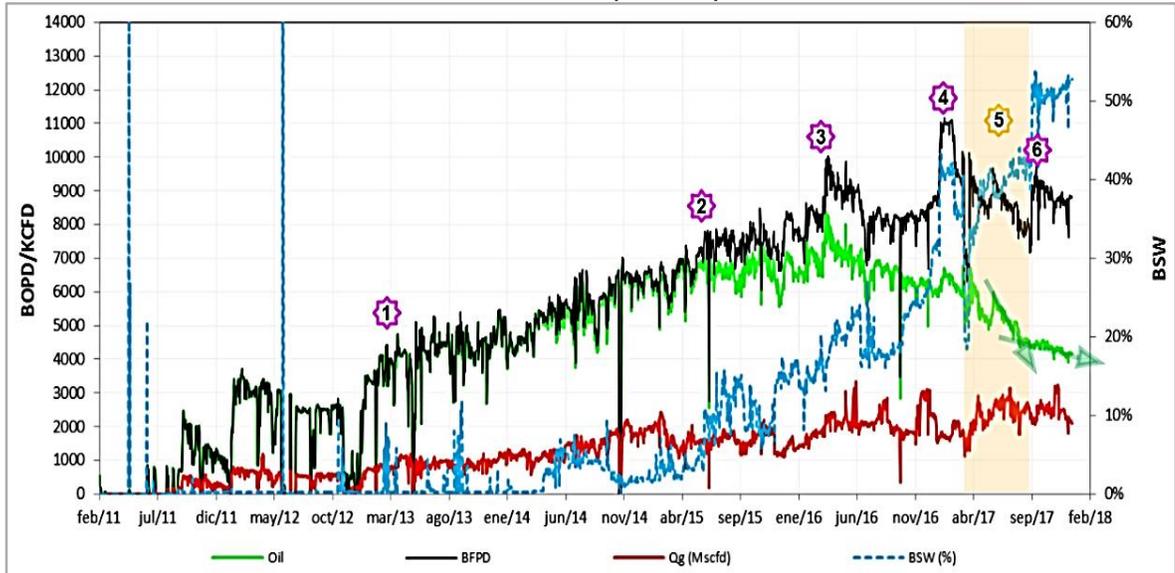
⁷³ FERRERA. Op. cit. p. 13

noviembre de 2018, gracias a la inyección de agua como método de recobro secundario, este campo aun cuenta con producción de hidrocarburos. En esta sección del capítulo, se describe el método y el tiempo de producción, el número de pozos, el historial de producción del Campo y la producción acumulada del mismo.

1.4.1 Método de Producción. El mecanismo de producción primario del Campo Moquetá fue expansión roca-fluido cuando el yacimiento era subsaturado. Una vez que la energía generada por este mecanismo de producción de hidrocarburos comenzó a declinar, se decidió implementar la inyección de agua como método de recobro secundario, esto desde el año 2013. Este método de recobro secundario ha sido de gran importancia para que este sea uno de los campos con mayor producción de hidrocarburo en Colombia con una producción entre 4000 y 6000 barriles de crudo al día.

1.4.2 Tiempo de Producción. Hasta noviembre de 2018, el Campo Moquetá lleva siete años produciendo hidrocarburos con periodos interrumpidos por eventos que se describen en la **Gráfica 1**. Estos eventos principalmente han sido generados por la inyección de agua como método de recobro secundario, logrando el aumento o disminución de la producción del petróleo en el campo. En el mes de julio del año 2011 la empresa Gran Tierra Energy empieza a contar con producción de hidrocarburos en el Campo Moquetá, pero no es hasta el 23 de abril de 2013 que el campo es declarado como comercialmente viable. Luego, en el año 2016 se obtienen los picos más altos de producción de petróleo.

Gráfica 1. Historial de Producción del Campo Moquetá



Fuente. Gran Tierra Energy Inc.

Tabla 1. Eventos más importantes de la influencia de la inyección de agua en el Campo Moquetá.

Número del evento	Evento
1	Inicio de la inyección de agua.
2	Etapa en la cual se da la ruptura del agua, en donde el agua inyectada comienza a llegar a los pozos productores aumentando la producción de agua.
3	MQT-8D: Arena T, declina rápidamente la producción.
4	MQT-5D: Arena T, alto BS&W por lo que se decidió volver a conectar producción a Kc.
5	Se genera la falta de soporte de presión y daño en algunos de los pozos productores (agua corrosiva).
6	MQT-5D: se genera un mayor BS&W debido a la proximidad al pozo al inyector MQT-10. Cambiado de la cabina a la Arena T.

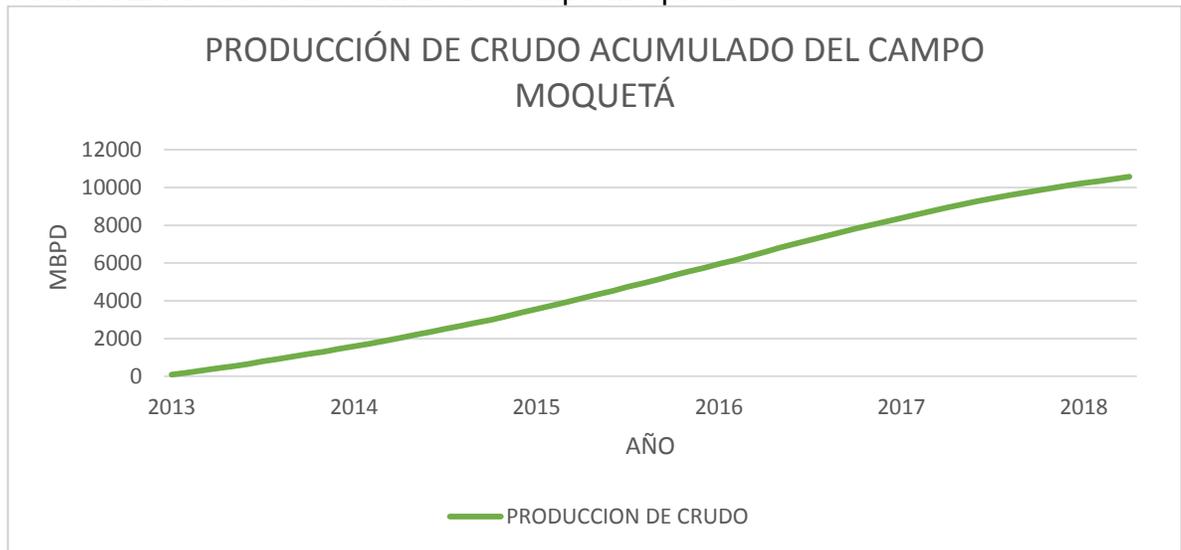
Fuente. Gran Tierra Energy Inc.

Adicionalmente, se puede apreciar en la **Grafica 1** una producción de agua inferior a los 3000 BWPD hasta mediados del año 2015. Esta producción aumentó de manera exponencial debido a que se dio la ruptura del agua de inyección haciendo que la producción de agua llegara a un valor máximo de 4000 BWPD aproximadamente. Esta agua es enviada al Campo Parayaco, el cual también es operado por la empresa Gran Tierra Energy Inc. en donde es llevado a cabo el proceso de tratamiento para su posterior inyección, esta agua no es tratada en el Campo Moquetá ya que este no cuenta con la infraestructura necesaria para esto.

1.4.3 Número de Pozos. Hasta octubre de 2018 se ha realizado la perforación de 23 pozos en el Campo Moquetá. De su totalidad, 14 de ellos son pozos productores de hidrocarburos, 4 pozos son destinados para la inyección de fluidos, 4 pozos están suspendidos, hay 1 pozo de monitoreo y 1 pozo abandonado.

1.4.4 Gráfica de Producción Acumulada. La **Gráfica 2** contiene la producción acumulada de petróleo en el Campo Moquetá desde el año 2013 hasta mayo de 2018. Se evidencia como a partir del año 2013, con el inicio de la inyección de agua, la producción de petróleo en el campo aumentó teniendo sus niveles más altos en el año 2016. Sin embargo, este método ya no ha tenido el mismo efecto y la producción ha declinado desde entonces.

Gráfica 2. Producción acumulada Campo Moquetá.



Fuente. ANH. Producción Mensual de Petróleo. [En línea]. Bogotá D.C. La entidad. [15, agosto, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

2. PROYECTO DE RECOBRO SECUNDARIO EN EL CAMPO MOQUETÁ

En este capítulo se describe el proyecto de recobro secundario que se desarrolla en el Campo Moquetá. Se expone la inyección de agua con sus características y esquemas, además de la planta de tratamiento de agua con sus respectivos equipos que son necesarios para poder realizar la debida inyección.

2.1 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO MOQUETÁ

La empresa canadiense Gran Tierra Energy es la encargada de extraer los hidrocarburos del Campo Moquetá en la Cuenca Caguán Putumayo. Para la realización de estas operaciones es necesario la ayuda de una fuente externa de energía, siendo la inyección de agua el método de recobro escogido.

2.1.1 Características de la inyección de agua. En esta sección se describen diferentes aspectos que permiten el buen desempeño de la inyección de agua en el Campo Moquetá, tales como el tiempo de inicio del proceso de inyección, el fluido seleccionado, el esquema de inyección, los pozos inyectoros y productores, la infraestructura para la inyección, el monitoreo del proyecto de inyección y el historial de inyección.

2.1.1.1 Tiempo de inicio del proceso de inyección de agua. A partir del 26 de enero de 2013 la empresa Gran Tierra Energy Inc. inicia el proceso de inyección de agua como método de recobro secundario para la extracción del hidrocarburo en el Campo Moquetá, esto con el fin de mantener la presión de fondo y así evitar que siguiera disminuyendo el caudal de producción de los hidrocarburos.

2.1.1.2 Fluido seleccionado. La selección del fluido de inyección para el proyecto de recobro secundario del Campo Moquetá se realiza principalmente por la facilidad en cuanto a la obtención del fluido, la cercanía de las fuentes y su fácil transporte. El agua de inyección del Campo Moquetá se caracteriza por ser agua cruda, captada del Río Caquetá, de la Quebrada Tabaco, de la Quebrada Parayaco y la PTARD, además de la Quebrada Trejos (vencimiento de licencia 30/noviembre/2015).

El Río Caquetá es la fuente hídrica de la que más se capta agua para el proyecto de inyección en el Campo Moquetá. Este río se caracteriza por nacer en el Páramo Letrero que se encuentra ubicado en el parque nacional Puracé, en los departamentos Cauca y Huila, Colombia; recorre el sur colombiano y pasa la frontera hacia Brasil, en donde toma el nombre de Río Japurá y desemboca en el Río Solimões, este río se extiende por 2280 km.⁷⁴ La **Figura 3** muestra la ubicación del Río Caquetá en Colombia y América del Sur.

⁷⁴ Wikipedia. Rio Caquetá. [Sitio WEB]. La entidad. [12, abril, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/R%C3%ADo_Caquet%C3%A1

Figura 3. Mapa ríos América del Sur.



Fuente. Wikipedia. Río Caquetá. [En línea]. La entidad. [12, abril, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/R%C3%ADo_Caquet%C3%A1

El agua del Río Caquetá cuenta con las características fisicoquímicas presentes en la **Tabla 2** Estas propiedades son importantes para la elección de la planta de tratamiento de agua que es necesaria en el Campo Moquetá, ya que se debe tener en cuenta la capacidad máxima de cada una de las propiedades en cada equipo.

Tabla 2. Características fisicoquímicas del Rio Caquetá.

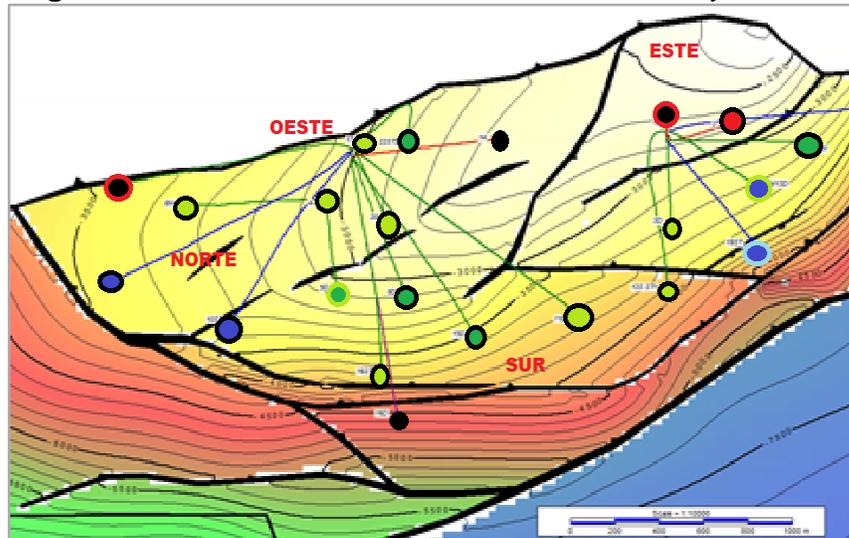
Parámetro	Unidad	Valor
Color	UPC	120
Turbiedad	NTU	20
Conductividad	mS/cm	ND
Sólidos Suspendidos Totales	mg/L	34
Dureza Total	mg/L CaCO3	52
Cloruros	mg/L	22
Hierro Total	mg/L	0,12

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. Informe Gran Tierra Moquetá PTAC. 21 abril 2018.

2.1.1.3 Esquemas de inyección. Los pozos de inyección se encuentran ubicados de manera desordenada o con geometría irregular, es decir no tiene una figura geométrica definida.

2.1.1.4 Pozos inyectoros y productores. El Campo Moquetá tiene un total de 23 pozos perforados, de los cuales 14 son pozos productores de hidrocarburos y 4 son pozos destinados para la inyección de agua. La distribución de los pozos se encuentra en la **Figura 4** y con su respectiva convención en la **Tabla 3**.

Figura 4. Distribución de Pozos Productores e Inyectoros.



Fuente. Gran Tierra Energy Inc. Modificado por los autores.

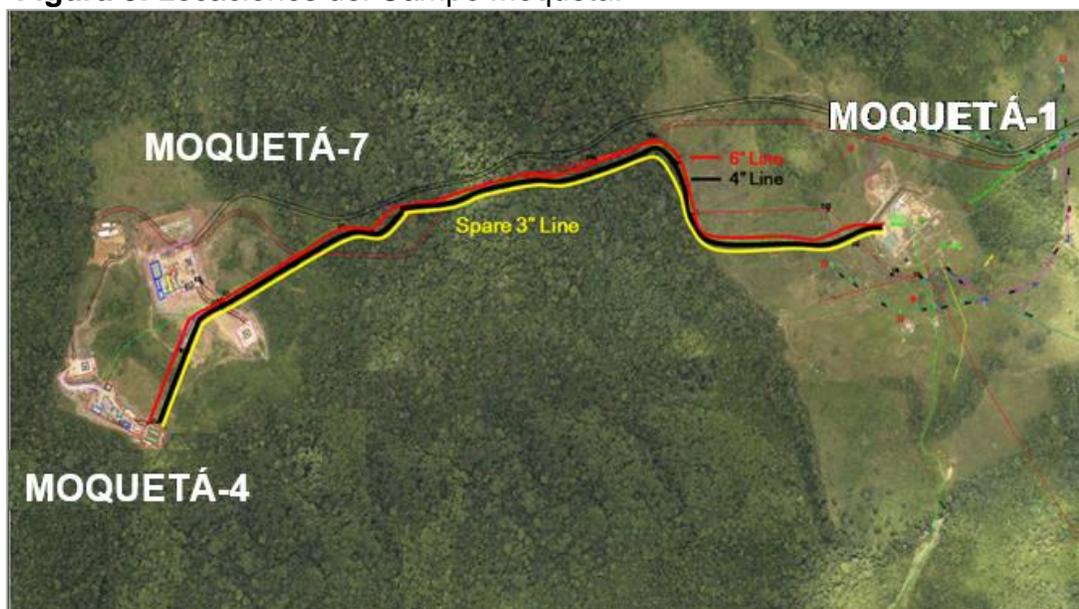
Tabla 3. Convenciones de tipos de pozo.

Figura	Tipo de pozo
● (rojo)	Pozos Suspendidos.
● (naranja)	Pozos de Monitoreo.
● (negro)	Pozos Taponados o Abandonados.
● (verde claro)	Pozos Productores de la Formación Caballos y la Arena T de la Formación Villeta.
● (verde oscuro)	Pozos KC.
● (verde brillante)	Pozos Productores de las arenas T.
● (azul oscuro)	Pozos Inyectores para arenas T y KC.
● (azul claro)	Pozos Inyectores de KC.
● (amarillo)	Pozos Inyectores para Arena T y Productor para KC.

Fuente. Gran Tierra Energy Inc. Modificado por los autores.

2.1.1.5 Infraestructura para la inyección del agua. El Campo Moquetá se divide en tres grandes locaciones, en las que se encuentran las diferentes operaciones y los equipos necesarios para el funcionamiento del proyecto de inyección de agua.

Figura 5. Locaciones del Campo Moquetá.



Fuente. Gran Tierra Energy Inc. Modificado por los autores.

En la **Figura 5.** se aprecian la distribución de las diferentes locaciones a partir de una imagen satelital del Campo Moquetá. A la locación Moquetá-1 llega el agua del río por las líneas de captación de agua (líneas verdes), allí el agua es llevada a un tanque almacenador. De la locación Moquetá-1 el agua es enviada a la locación Moquetá-4 (línea roja), en donde se encuentra ubicada la planta de tratamiento de agua y la torre desoxigenadora. Desde la locación Moquetá-4 el agua puede dirigirse de nuevo a Moquetá-1 o ser enviada a Moquetá-7, y a su vez a partir de estas dos locaciones ser enviada a los diferentes pozos de inyección del Campo Moquetá.

Para lograr la distribución de los fluidos en el campo, se tiene una tubería de 6 in que lleva el fluido desde Moquetá-1 hasta Moquetá-7; y una línea de 3 in para transportar el gas, un patín de separación bifásico y uno de compresión que se ubica en Moquetá-7. Adicionalmente, se encuentra una tubería de 4 in la cual permite el transporte del petróleo en el campo.

A continuación, se describen las diferentes locaciones del Campo Moquetá con sus respectivos equipos.

- **Locación MQT-1** (MQT-3D, MQT-12SST, MQT-13, MQT-19DST2 y MQT-21D): Esta locación es la encargada de la captación del agua de las diferentes fuentes hídricas nombradas anteriormente, así como del suministro del agua continuo y adecuado a la planta de tratamiento y de la inyección a los pozos MQT-19DST y MQT-13D. Para esto, esta locación cuenta con los siguientes equipos de superficie:

- 1 Tanque almacenador de agua (Filtración) con capacidad de 500 BBLS.
- 2 Bombas presurizadoras con capacidad para 5000 BWPD @56 PSIG (sin filtro de Moquetá-4).
- 1 Bomba de desplazamiento positivo (MQT-19DST y MQT-13D).

- **Locación MQT-4** (MQT-4, MQT-5D y MQT-6NST): En esta locación se encuentra ubicada la planta de tratamiento de agua, así como otros equipos en donde se llevan a cabo las diferentes fases del tratamiento, con el fin de llevar el agua a condiciones adecuadas para la inyección. Los equipos de superficie para esta locación son:

- 1 Planta de tratamiento de agua de capacidad de 20000 BFPD.
- 1 Torre desoxigenadora con capacidad para 20000 BFPD.
- 2 Tanques almacenadores de agua (Filtración) con capacidad de 500 BBLS.
- 4 Bombas presurizadoras (agua filtrada de MQT-7/MQT-1) con capacidad para 4000 BWPD.

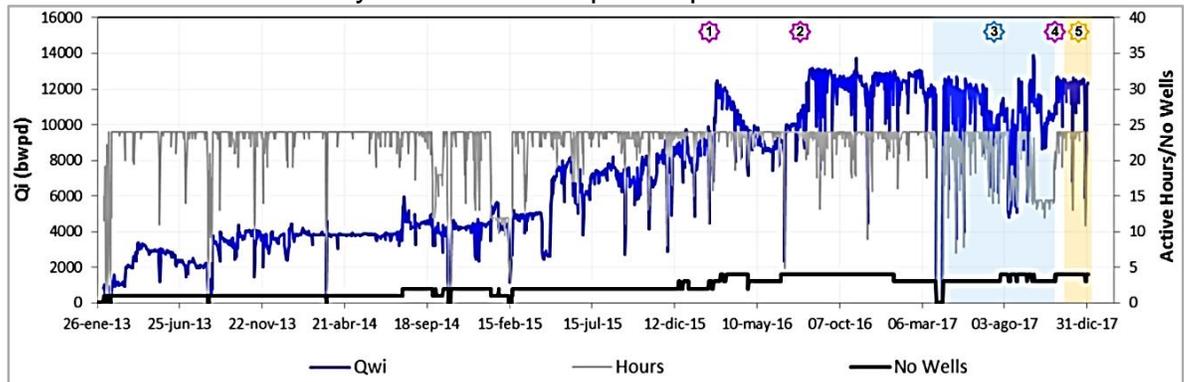
- **Locación MQT-7** (MQT-7D, MQT-8D, MQT-9DST, MQT-10DST, MQT-11D, MQT-16DST, MQT-20A, MQT-22DST3 y MQT-23D): esta locación es la última en la línea de infraestructura de inyección del campo y se encarga de la inyección de agua ya tratada a los pozos MQT-7D y MQT-10DST. Esta cuenta con los siguientes equipos para su funcionamiento:

- 3 bombas horizontales para Inyección de agua.
- 1 bomba de desplazamiento positivo.

2.1.1.6 Monitoreo del proyecto de inyección. En el Campo Moquetá se encuentra un pozo de monitoreo de capa de gas, MQT-2, que se encuentra ubicado en la zona Este del campo, en donde se mide el espesor de la capa de gas.

2.1.2 Historial de inyección del campo. La **Gráfica 3** representa el historial de inyección del Campo Moquetá en donde se resaltan los cinco eventos más importantes.

Gráfica 3. Historial de Inyección del Campo Moquetá.



Fuente. Gran Tierra Energy Inc.

La **Tabla 4.** muestra cada uno de los eventos que se presentaron en la inyección de agua del Campo Moquetá.

Tabla 4. Principales eventos en el historial de inyección del Campo Moquetá.

Número del evento	Evento
1	MQT-13 realiza inyección en la Arena T, caudal de agua de inyección aumentada gradualmente para alcanzar los volúmenes deseados logrando el equilibrio extracción / inyección en el bloque Este.
2	Aumento en la tasa de inyección en MQT-10DST junto con MQT7 que equilibra la inyección de agua de los bloques Este y Oeste.
3	Se generan tasas de inyección inestables, daños y corrosión en los pozos inyectoras, MQT-7D y MQT-10DST.
4	Se genera una tasa de inyección estable en MQT-10DST después de trabajos SL.
5	Realizó un Work Over en MQT-7D para recuperar la fracción Media y Baja de la Formación Caballos.

Fuente. Gran Tierra Energy Inc.

2.2 TRATAMIENTO DE AGUA ANTIGUO

Para llevar a cabo la inyección del agua en el Campo Moquetá, es necesario una planta de tratamiento para el agua, con el fin de mejorar las condiciones y características del fluido que llega de diferentes fuentes hídricas con ciertas concentraciones de sólidos suspendidos, bacterias sulfato-reductoras y oxígeno disuelto.

La **Figura 6** muestra el modelo de la planta de tratamiento de agua que se ha implementado en el Campo Moquetá.

Figura 6. Modelo Planta de Tratamiento de Agua en el Campo Moquetá.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 1.

El diseño de la planta de tratamiento está basado en los parámetros presentados en la **Tabla 5** Las magnitudes de estos parámetros son los valores máximos a los que el agua a tratar debe ingresar al sistema para lograr llegar a las características deseadas. Estos parámetros se realizaron en base al agua captada de la Quebrada Trejos.

Tabla 5. Parámetros del Agua.

Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura	°C	25
Color	UPC	30
Turbiedad	NTU	18
Conductividad	mS/cm	38
Sólidos Suspendidos Totales	mg/L	4
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	40
Cloruros	mg/L	1
Hierro Total	mg/L	0,27
pH	Adimensional	7.5

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 2.

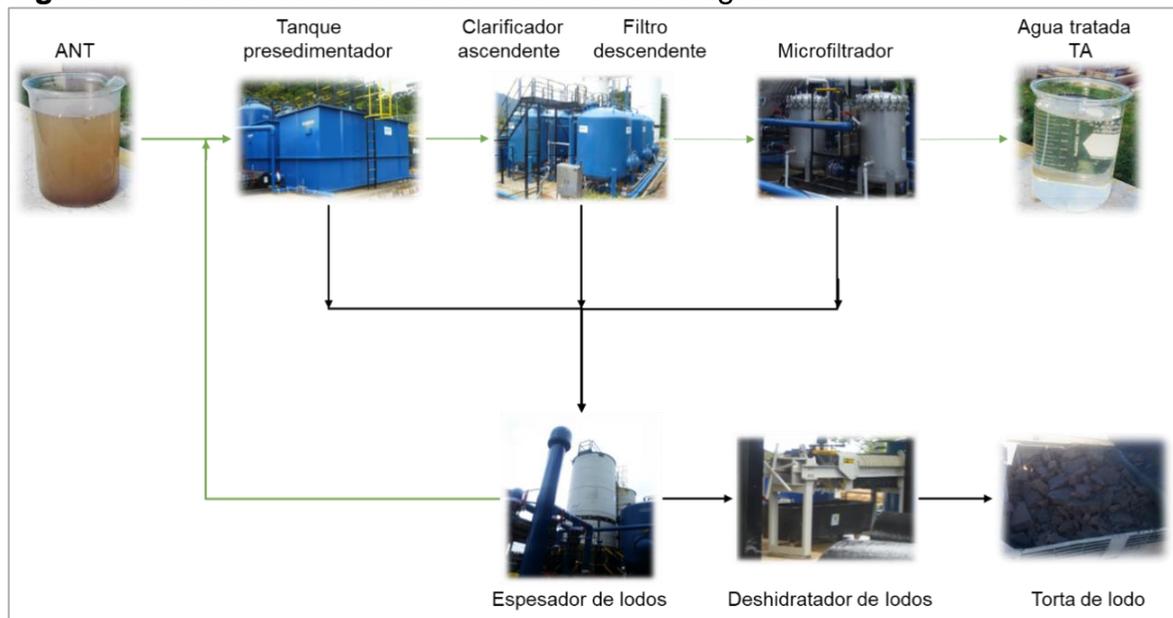
La planta de tratamiento de agua se caracteriza por tener una capacidad para 20.000 BWPD provenientes de diferentes fuentes hídricas y porque se extiende en

un área total de 3000 m² aproximadamente, contando todos los equipos que permiten su correcto funcionamiento.

A continuación, se describen los equipos que están implementados en la planta de tratamiento de agua del Campo Moquetá.

2.2.1 Equipos. La planta de tratamiento de agua contiene una serie de equipos que permiten corregir problemas provenientes del agua captada de las diferentes fuentes hídricas. En la **Figura 7** se muestra el esquema del proceso del sistema de tratamiento de agua en el Campo Moquetá.

Figura 7. Proceso del sistema de tratamiento de agua.



Fuente. Elaboración propia.

2.2.1.1 Tanque pre-sedimentador (TKP). Estos realizan la operación de pre-sedimentación con el fin de remover arenas que no fueron removidas por los desarenadores. También tienen como función almacenar el agua cruda del río que es captada a partir de una tubería de 6 in y que será tratada en la planta. Estos tanques cuentan con un dosificador químico (DP 101A), con la intención de controlar el pH del agua. Este equipo cuenta con la siguiente instrumentación:

- 1 Válvula neumática tipo mariposa doble efecto de 6”.
- 1 Switch de flujo.
- 1 Sistema de inyección químico con el que se adiciona al agua Hidróxido de Sodio.
- 2 Válvulas manuales tipo mariposa de 2”, una en cada uno de los tanques para drenar el lodo obtenido de cada uno
- 4 Válvulas manuales tipo mariposa de 6”, para la regulación de la entrada de agua
- 2 Válvulas manuales tipo mariposa de 6”, para la regulación de la salida de agua

- 2 Sensores ultrasónicos de nivel.
- 1 Plataforma de acceso con escalera.⁷⁵

La **Tabla 6** muestra las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 8** representa el tanque presedimentador utilizado en la planta de tratamiento de agua.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del Tanque Pre-sedimentador.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Ancho	W	2.5	M
Largo	L	6	M
Profundidad efectivas	He	2	M
Volumen	V	30	m ³
Área	A	15	m ²
Caudal	Q	36.8	LPS
Caudal	Q	3179.52	m ³ /d
Numero de tks	N	2	UND
Caudal * tk	q	1589.76	m ³ /d
Tiempo de residencia	t	27.17	Min
Carga hidráulica	qh	105.98	m ³ /m ² d
Velocidad horizontal	vh	0.00368	m/s

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 7.

Figura 8. Tanque pre-sedimentador.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 7.

2.2.1.2 Clarificador ascendente (TKC). Estos cumplen con la mitad de las funciones de la operación de clarificación ascendente y filtración descendente. Se

⁷⁵ Ibid., p 7-9.

caracteriza por tener tres unidades, cada una con un fondo falso de grava gruesa, el cual distribuye el flujo y promueve una mezcla lenta donde se generan pequeñas aglomeraciones de sólidos, las cuales se van adhiriendo unas a otras formando flóculos de mayor tamaño. A medida que van ascendiendo estos flóculos son absorbidos, así logrando remover cerca del 90% del color y la turbidez del agua. Este equipo cuenta con la siguiente instrumentación:

- 7 Válvulas neumáticas tipo mariposa de doble efecto de 6", para cada tren de filtros ascendentes.
- 1 Válvula tipo mariposa de 2", para drenar cada tren de filtros.
- 1 Transmisor indicador de presión.
- 1 Manhole y handhole, para acceso y mantenimiento.⁷⁶

La **Tabla 7** expone las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 9** muestra el clarificador ascendente implementado en el Campo Moquetá.

Tabla 7. Especificaciones técnicas del Clarificador Ascendente.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	36.8	LPS
Caudal	Q	3179.52	m ³ /d
Número de trenes	Nt	3	UND
Número de trenes operando	No	2	UND
Caudal * tren	q	1589.76	m ³ /d
Velocidad de clarificación	Vf	300	m ³ /m ² d
Área clarificador ascendente	A	5.30	m ²
Diámetro	D	2.60	M
Longitud del clarificador	L	2.7	M

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 9.

2.2.1.3 Filtros descendentes (TKF). Estos filtros complementan la operación de clarificación ascendente y filtración descendente. Tienen otras tres unidades con medios porosos como arena y grava cada una; su objetivo es remover turbiedad, flóculos, suelo, metales oxidados y microorganismos que no pudieron ser removidos en los anteriores equipos. Este equipo al igual que el clarificador ascendente contiene la siguiente instrumentación:

- 7 Válvulas neumáticas tipo mariposa de doble efecto de 6", para cada tren de filtros ascendentes.
- 1 Válvula tipo mariposa de 2", para drenar cada tren de filtros.
- 1 Transmisor indicador de presión.
- 1 Manhole y handhole, para acceso y mantenimiento.⁷⁷

⁷⁶ Ibid., p 9-10.

⁷⁷ Ibid., p 11-13.

La **Tabla 8** muestra las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 9** expone el filtro descendente utilizado para el tratamiento de agua para inyectar en el Campo Moquetá.

Tabla 8. Especificaciones técnicas del Filtro Descendente.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	36.8	LPS
Caudal	Q	3179.52	m ³ /d
Número de trenes	Nt	3	UND
Número de trenes operando	No	2	UND
Caudal * tren	Q	1589.76	m ³ /d
Velocidad de filtración	Vf	300	m ³ /m ² d
Área filtración	A	5.30	m ²
Diámetro	D	2.60	M
Longitud del filtración	L	2.7	M

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPd. 21 abril 2014. p 11.

Figura 9. Clarificador ascendente y filtro descendente.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPd. 21 abril 2014. p 9.

2.2.1.4 Microfiltrador. La operación de microfiltración es llevada a cabo gracias este equipo, ya que cuenta con dos unidades que usan cartuchos con poros de 5µm. Los cartuchos serán cambiados cuando se llegue al diferencial de presión definido para el cambio y que no debe exceder a los 30 psi. Una sola unidad puede operar en el momento en que la otra unidad se encuentre en cambio de cartuchos o filtros, ya que el caudal de diseño de cada unidad es el mismo caudal máximo. Adicionalmente se tienen sistemas de dosificación química que funcionarán sólo si la bomba de filtración se encuentra encendida.⁷⁸

⁷⁸ Ibid., p 5.

La **Figura 10** representa el equipo microfiltrador implementado en la planta de tratamiento de agua del Campo Moquetá.

Figura 10. Microfiltrador.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 16.

2.2.1.5 Espesadores de lodos (TKE). Estos decantadores pertenecen a la operación de tratamiento de lodos y tienen como función eliminar a modo de lodos los sólidos que se removieron en los clarificadores y filtros. Este equipo cuenta con instrumentos como:

- 3 Válvulas neumáticas tipo mariposa doble efecto de 6", para cada decantador.
- 2 Sensores ultrasónicos.⁷⁹

La **Tabla 9** representa las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 11** muestra el decantador utilizado para espesar lodos en el Campo Moquetá.

⁷⁹ Ibid., p 13-14.

Tabla 9. Especificaciones técnicas del Espesador de lodos.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Volumen de lodos * filtro	VI	53	m ³
Número de decantadores	Nd	2	UND
Volumen * decantador	Vd	31.8	m ³
Diámetro de decantador	Dd	2.6	M
Altura del decantador	Hd	6	M
Tiempo de decantación	td	60	min
Angulo de la tolva	β	45	(°)

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 13.

Figura 11. Espesador de lodos.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 13.

2.2.1.6 Deshidratador de lodos. Pertenece a la operación de tratamiento de lodos, al igual que los espesadores. El lodo espesado que fue purgado del tanque de lodos es acondicionado con un polímero para ser bombeado a una filtro prensa y las

“tortas” de lodo se entregarán a un tercero para su disposición final. Este sistema opera gracias a una bomba neumática de diafragma.⁸⁰

La **Tabla 10** muestra las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 12** representa el deshidratador de lodos que es implementado en la planta de tratamiento de agua.

Tabla 10. Especificaciones técnicas del Deshidratador de Lodos.

Parámetro	Valor	Unidad
Bomba neumática de diafragma WILDEN	0.5	Pulgadas
Bomba neumática de diafragma WILDEN	12.7	Mm
Caudal	56.1	LPM
Caudal	14.8	GPM
Presión máxima	8.6	BAR
Presión máxima	125	PSI

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 17.

Figura 12. Deshidratador de lodos



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 16.

2.2.2 Otros equipos. Existen otros equipos o accesorios de instrumentación y control que complementan los anteriormente mencionados, entre estos están:

⁸⁰ Ibid., p 16-17

2.2.2.1 Sistema de bombeo. Consta de tres bombas centrífugas de 50 HP y contienen tres variadores de velocidad.⁸¹ El sistema de bombeo permite que el agua fluya a través de toda la planta de tratamiento.

La **Tabla 11** muestra las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 13** representa las Bombas centrífugas utilizadas para hacer fluir el agua por la planta de tratamiento de agua.

Tabla 11. Especificaciones técnicas de las bombas centrífugas.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	50	HP
Caudal Max	132.48	m ³ /hr
Cabeza Max	80	PSI
Voltaje	480	
Marca	SIHI HALBERG	
Motor	Siemes – Uso Severo	

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 14-15.

Figura 13. Bombas Centrífugas.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 15.

⁸¹ Ibid., p 14-15.

2.2.2.2 Medidor de Caudal (FIT). Mide el caudal y combinado con un variador de velocidad controla la velocidad de los equipos de bombeo.⁸² El medidor de caudal tiene las especificaciones técnicas que se muestran en la **Tabla 12**

Tabla 12. Especificaciones técnicas del Medidor de Caudal.

Parámetro	Valor	Unidad
Capacidad	132	m ³ /h
Diámetro	6	Pulgadas
Cantidad	1	UND

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 17.

La **Figura 14** representa el medidor de caudal implementado en la planta de tratamiento de agua.

Figura 14. Medidor de Caudal.



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 17.

2.2.2.3 Dosificación de Químicos. Cuenta con tres sistemas de dosificación, uno a la entrada del proceso y otros dos a la salida, con 10 bombas en total en donde se añaden 4 diferentes productos. Su función es controlar la dosificación de productos químicos como soda cáustica, coagulantes, polímeros y secuestrantes de oxígeno.⁸³

⁸² Ibid., p 17-18

⁸³ Ibid., p 18-19.

La **Tabla 13** expone las especificaciones técnicas del equipo y la **Figura 15** muestra el sistema dosificador de químicos utilizado en la planta de tratamiento de agua.

Tabla 13. Especificaciones técnicas del equipo dosificador de químicos.

Producto	Capacidad (L/h)	Presión de inyección (psi)
Ajuste de pH	9	30
Coagulante	6	80
Polímero	12	Presión atmosférica
Secuestrante de oxígeno	24	50
Disponibles	9	50

Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BHPD. 21 abril 2014. p 19.

Figura 15. Dosificadores de químicos



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BHPD. 21 abril 2014. p 18.

2.2.2.4 Tablero de potencia y control. Contiene información de la tensión del servicio, potencia, barras principales, corriente, frecuencia, barras de tierra y neutras.⁸⁴ La **Figura 16** Muestra el tablero de potencia y control de la planta de tratamiento de agua.

⁸⁴ Ibid., p 20.

Figura 16. Tablero de Potencia y control



Fuente. GRAN TIERRA ENERGY INC. VALREX. Manual de Operación y Mantenimiento. Construcción, Instalación y Puesta en marcha de una Planta de Tratamiento para Agua de Inyección con capacidad de 20.000 BWPD. 21 abril 2014. p 20.

3. TRATAMIENTO NUEVO

Debido a la finalización de la licencia para la captación de agua de la quebrada Trejos, el Campo Moquetá inició la captación de agua del Rio Caquetá. Esto trajo consecuencias como aumento en las concentraciones de Oxígeno Disuelto, Bacterias Sulfato-reductoras y Solidos Suspendidos, que a su vez generaron principalmente problemáticas de corrosión e incrustación de sólidos.

Para la solución de dichas problemáticas Gran Tierra Energy Inc. implementó en el Campo Moquetá un nuevo tratamiento a partir de enero de 2018, el cual consiste en una ampliación de la antigua planta de tratamiento.

A continuación, se describen los equipos y productos químicos correspondientes a la implementación del nuevo tratamiento de agua de inyección para el Campo Moquetá.

3.1 CHILLER

Para solucionar los problemas generados en las bombas de vacío que eran provocados por altas temperaturas del agua tratada, la empresa Gran Tierra Energy Inc. implementó la unidad Chiller en el Campo Moquetá, un equipo refrigerante que mejora la eficiencia de las bombas y las condiciones de vacío, mediante la reducción de la temperatura hasta un rango de 8 a 14°C⁸⁵.

La unidad Chiller se caracteriza por su alta eficiencia, operación sencilla, fácil instalación y mantenimiento y porque es una unidad que integra de la mejor manera las funciones del compresor, el condensador y el evaporador⁸⁶. Este equipo también puede incorporar torres de enfriamiento con el propósito de mejorar las condiciones termodinámicas del mismo⁸⁷.

Además, en algunos casos este equipo puede incluir soluciones de glicol para evitar el congelamiento del agua; sin embargo, esto implica realizar correcciones a la capacidad y a la caída de presión en la unidad⁸⁸.

⁸⁵ GRAN TIERRA ENERGY INC.

⁸⁶ Ecochillers Corporation S.A. AIR COOLED, WATER COOLED CHILLER ECCL MODEL SERIES A, MANUAL. p.10

⁸⁷ Ecochillers Corporation S.A. [Sitio WEB]. [20, abril, 2018]. Disponible en: <http://ecochillers.com/Que-es-un-Chiller>

⁸⁸ Ibid. p.1

Figura 17. Chiller YORK YCAL



Fuente. Ecochillers Corporation S.A. [Sitio WEB]. [20, abril, 2018]. Disponible en: https://ecochillers.net/chillers-york.html?gclid=Cj0KCQiAnNXiBRCoARIsAJe_1cp6rGB6u4GTR6IFRWEEiaIYZ3AvTv0dhkRlboL1PxXojWqcoyYuWYQaAikDEALw_wcB

3.1.1 Componentes básicos del Chiller. El Chiller tiene tres componentes básicos dentro de su mecanismo y estos son:

3.1.1.1 Compresor. Su función es generar un aumento de presión y temperatura para hacer que el fluido refrigerante se comprima y circule por los otros componentes del Chiller⁸⁹.

3.1.1.2 Evaporador. Tiene el mismo principio de un intercambiador de calor, siendo su función transferir el calor del fluido a enfriar hacia el refrigerante por medio de evaporación⁹⁰.

3.1.1.3 Condensador. Su función es extraer el calor del refrigerante y transferirlo al agua haciendo que esta se condense⁹¹.

⁸⁹ Ibid. p.1

⁹⁰ Ibid. p.1

⁹¹ Ibid. p.1

Existen otros componentes como válvulas termostáticas, sistemas de expansión, circuitos de control, líneas y accesorios de refrigeración y el refrigerante. El chiller se implementó en el Campo Moquetá con la finalidad de reducir la temperatura del agua y poder de este modo incorporar químicos como los secuestrantes de oxígeno en equipos dosificadores. La ubicación del chiller en la secuencia de la planta de tratamiento de agua del Campo se muestra en la **Figura 18**

Figura 18. Proceso del sistema de tratamiento nuevo del agua.



Fuente. Elaboración propia.

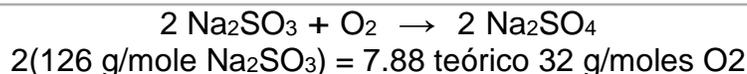
3.2 SECUESTRANTE DE OXIGENO

La corrosión a las tuberías de inyección puede ser controlada por medio de la adición de un químico con la capacidad de capturar las partículas de oxígeno disueltas en el agua destinada a este proceso. En la planta de tratamiento nueva estos químicos son adicionados en la torre desoxigenadora existente en el Campo Moquetá y en los sistemas dosificadores ubicados en el microfiltrador. Los químicos usados principalmente para estos procesos son:

3.2.1 Sulfito Sódico. El Sulfito Sódico (Na_2SO_3) es un producto químico, en cristales o polvo y de color blanco; usado frecuentemente en diferentes industrias para eliminar el oxígeno disuelto en el agua y para evitar la corrosión de los diferentes equipos y accesorios que se encuentran en contacto con esta agua con alto contenido de oxígeno disuelto. Este producto químico es adicionado como sulfito sódico líquido catalizado.

La cantidad de este reactivo es de aproximadamente 8ppm por cada ppm de Oxígeno (O_2) con exceso de casi un 40%, cantidad que se obtuvo de la relación estequiométrica descrita en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Relación estequiométrica y molar entre el Sulfito Sódico y el Oxígeno.

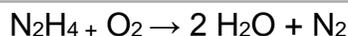


Fuente. ARKEMA. ORGANIC CHEMICALS: Oxygen Scavengers. p.2

Este se caracteriza por su bajo costo y facilidad de adquisición, así como su alta reactividad. Por otra parte este producto se descompone a bajas presiones generando hidróxido de sodio (NaOH) y sulfato de sodio (Na₂SO₄), ambos gases altamente corrosivos. Adicionalmente, el sulfito no es volátil por lo que no proporciona protección a los sistemas de condensación.

3.2.2 Hidrazina. La hidracina (N₂H₄) es un compuesto químico líquido incoloro, viscoso y de baja volatilidad. Este producto es utilizado al igual que el sulfito para eliminar el oxígeno disuelto del agua, pero para procesos de alta presión ya que no genera gases corrosivos a altas presiones y temperaturas. Esta al entrar en contacto con el oxígeno genera agua y nitrógeno, como se puede apreciar en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Relación estequiométrica entre la Hidrazina y el Oxígeno.



Fuente. ARKEMA. ORGANIC CHEMICALS: Oxygen Scavengers. p.2

Para el uso de este producto se utiliza de una relación 1ppm de Hidrazina por cada ppm de Oxígeno (O₂) con un exceso del 100%.

Ecuación 3. Relación molar entre la Hidrazina y el Oxígeno.

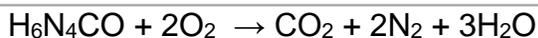
$$\frac{32 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \text{N}_2\text{H}_4}{32 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \text{O}_2} = 1$$

Fuente. ARKEMA. ORGANIC CHEMICALS: Oxygen Scavengers. p.2

Además, la hidrazina no aporta sólidos al sistema y promueve la formación de una capa protectora de magnetita, que convierte al sistema en el que es adicionado de un secuestrante no pasivante a uno que pasiva.

3.2.3 Carbohidrazida. La Carbohidrazida (H₆N₄CO) es un producto químico sólido cristalino, color blanco, volátil y soluble en agua, que al entrar en contacto con el oxígeno disuelto en el agua genera dióxido de carbono, nitrógeno y agua, como se puede apreciar en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Relación estequiométrica entre la Carbohidrazina y el Oxígeno.



Fuente. ARKEMA. ORGANIC CHEMICALS: Oxygen Scavengers. p.3

Para la adición de este producto se ha estimado por relaciones estequiométricas que por cada ppm de oxígeno (O₂) se deben de agregar 1,4 ppm de carbohidrazida.

3.2.4 Eritorbato Sódico. El Eritorbato Sódico (C₆H₇O₆Na) es un producto químico sólido, cristalino, color blanco, que se produce a partir de la sacarosa⁹², este al ser adicionado al sistema genera un proceso antioxidante que previene la corrosión de los metales. Se dosifica adicionando 11ppm de Eritobato Sódico por cada ppm de Oxígeno (O₂).

3.2.5 Metiletilcetoxima. La metiletilcetoxina 2H₃C(C=N-OH) CH₂CH₃ o MECO es producida a partir de Metiletilcetona y amoniaco con ayuda de un catalizador⁹³, es un producto líquido, incoloro, volátil, con característica secuestrante de oxígeno, que tiene la capacidad de pasivar el metal. Su dosificación teórica es de 5.4 ppm por cada ppm de Oxígeno (O₂).

Ecuación 5. Relación estequiométrica entre la Metiletilcetoxima y el Oxígeno.



Fuente. ARKEMA. ORGANIC CHEMICALS: Oxygen Scavengers. p.3

3.2.6 Hidroquinona. La Hidroquinona (C₆H₄(OH)₂) es un producto químico con propiedades antioxidantes que se adiciona a fluidos para reaccionar con el oxígeno disuelto para poder ser retirado posteriormente, se hace uso de 6,9 ppm por cada ppm de Oxígeno (O₂).

3.2.7 Dietilhidroxilamina. La dietilhidroxilamina ((C₂H₅)₂NOH) o DEHA es un producto químico líquido e incoloro empleado en la industria de tratamiento de agua como eliminador de Oxígeno disuelto por medio de la depuración de agua. La DEHA se caracteriza por presentar mejor volatilidad que otros químicos y mejor seguridad.⁹⁴ Su alta volatilidad genera una protección a todo el equipo mediante la pasivación del metal de la superficie interna del sistema. Se dosifica 1,24 ppm por cada ppm de Oxígeno (O₂).

Es reconocido como el mejor producto secuestrante de oxígeno por su alta reactividad.

⁹² WIKIPEDIA. Eritorbato Sodico. [Sitio WEB]. La entidad. [13, agosto, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/%C3%81cido_erit%C3%B3rbico

⁹³Caro Muñoz, César Augusto, Sossa, Elkin Antonio Alfonso, Montes de Correa, Consuelo, Producción limpia de metil etil cetoxima (MEKO). Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia [Sitio WEB]. [13, agosto, 2018]. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=43003105>

⁹⁴ THE ANALYST: THE VOICE OF THE WATER TREATMENT INDUSTRY. p.3 [Sitio WEB]. [15, agosto, 2018]. Disponible en: <https://www.awt.org/pub/014e996c-fa59-3bff-67c3-fcd3627f94c7>

Ecuación 6. Relación estequiométrica entre la Dietilhidroxilamina y el Oxígeno.



FUENTE. THE ANALYST: THE VOICE OF THE WATER TREATMENT INDUSTRY. p.3 [en línea]. Disponible en: <https://www.awt.org/pub/014e996c-fa59-3bff-67c3-fcd3627f94c7>

3.3 BIOCIDAS

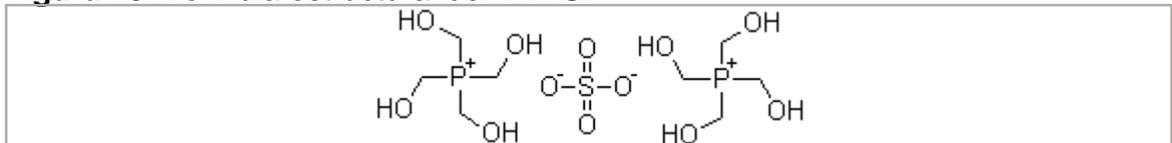
Normalmente en los proyectos de inyección de agua se genera la proliferación de bacterias en los pozos, ocasionando distintos problemas en los equipos y procesos. Para solucionar estos problemas, comúnmente se suelen usar biocidas para controlar o eliminar dichas bacterias. Algunos de los biocidas utilizados en el Campo Moquetá son el THPS, el Hipoclorito de Sodio y el Glutaraldehído. Estos son introducidos en los sistemas dosificadores ubicados en los tanques pre-sedimentadores de la planta de tratamiento.

3.3.1 THPS (Tetrakis (Hidroximetil) Fosfonio Sulfato). Las bacterias sulfato reductoras son las más comunes en los pozos inyectoras ya que reciben los nutrientes y materias primas en general para su supervivencia. Estas bacterias suelen generar agriamiento en los fluidos y corrosión en las tuberías.

El tetrakis (hidroximetil) fosfonio sulfato (**Figura 19**) es comúnmente conocido como THPS y es un biocida utilizado en la industria del petróleo debido a su potencial para prevenir y remediar los problemas ocasionados por las bacterias. Además, se caracteriza por ser un producto eficiente, que se disuelve fácilmente en agua y que no es tóxico.

El THPS convencional tiene un mayor efecto cuando se tienen yacimientos fracturados o altamente permeables; en estos casos la dosificación se realiza en baches y a altas concentraciones. Sin embargo, con el avance de la tecnología, las nuevas generaciones de este tipo de biocida deben presentar una dosificación continua y a bajas concentraciones para obtener resultados igualmente eficientes, cuando los yacimientos tienen una baja permeabilidad^{95 96}.

Figura 19. Fórmula estructural del THPS.



Fuente. IRO GROUP Inc. BIOCIDAS. [En línea]. [14, agosto, 2018] Disponible en: <http://www.irooildrilling.com/span/Biocidas/THPS.htm>

⁹⁵ DOWNWAR, Brian et al. A NOVEL APPROACH TO USING THPS FOR CONTROLLING RESERVOIR SOUSING. NACE INTERNACIONAL, CORROSION 2011. p 3-7.

⁹⁶ EDMUNDS, Stephanie. THE USE OF REALISTIC PHYSIOCHEMICAL CONDITIONS TO DEMONSTRATE THE ABILITY OF THIRD GENERATION THPS TO OCNTROL RESERVOIR SOURING AND MIC. CORROSION 2014. p 6-12.

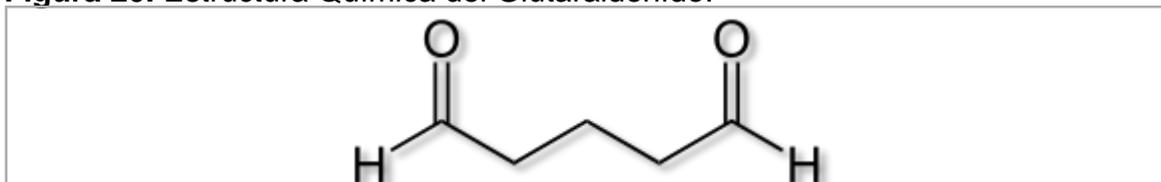
3.3.2 Hipoclorito de Sodio (NaOCl). El hipoclorito de sodio es otro tipo de biocida utilizado en la industria del petróleo para la eliminación de residuos bacterianos que generan daño en la formación. Además, debido a sus propiedades desinfectantes se suele utilizar para la potabilización del agua y para tratar aguas residuales, e incluso también se suele usar en el proceso de refinación⁹⁷.

Al ser el hipoclorito de sodio corrosivo para el acero, la industria lo dosifica en concentraciones no mayores a 100 ppm y a altas temperaturas en periodos de 48 horas.

En los pozos de inyección de agua se suelen utilizar como técnica de tratamiento; esto se hace en dos etapas: la primera es una etapa de oxidación con el NaOCl para eliminar las bacterias sulfato-reductoras presentes, y la segunda etapa consiste en acidificar para disolver el contenido de material inorgánico aun presente y para neutralizar la solución del NaOCl⁹⁸.

3.3.3 Glutaraldehído (C₅H₈O₂). Es un líquido aceitoso e incoloro perteneciente al grupo de los aldehídos; sin embargo, posee propiedades químicas totalmente diferentes a las de los otros aldehídos⁹⁹. La **Figura 20** representa la estructura química del glutaraldehído.

Figura 20. Estructura Química del Glutaraldehído.



Fuente. WIKIPEDIA. Glutaraldehído. [En línea]. La entidad. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Glutaraldeh%C3%ADdo>

Este producto químico se ha utilizado en la industria petrolera en los últimos 40 años aproximadamente, debido a su buen desempeño en los ambientes anaeróbicos¹⁰⁰, evitando así la formación de biopelículas y la proliferación de Bacterias Sulfato Reductoras¹⁰¹. Esto a su vez impide la generación de corrosión en las tuberías y equipos que son utilizados en la industria.

⁹⁷ BOLIVAR, Gabriel. Hipoclorito de Sodio (NaClO): Fórmula, Usos y Propiedades. p1. [Sitio WEB]. [20, agosto, 2018] Disponible en: <https://www.lifeder.com/hipoclorito-sodio/>

⁹⁸ CROWE, C.W.. New Treating Technique to Remove Bacterial Residues From Water-Injection Wells. Dowel Div, Dow Chemical Co. Tulsa, Okla. p2.

⁹⁹ DOW. Hitos del Glutaraldehído. [Sitio WEB]. [16, agosto, 2018] Disponible en: https://www.dow.com/microbial/la/es/glutaraldehyde/Milestones_spa.pdf

¹⁰⁰ CANALIZO HERNANDEZ, Monica. Biocidas usados comunmente en la industria del petroleo y gas. [Sitio WEB]. [16, agosto, 2018] Disponible en: <https://www.dow.com/microbial/la/es/pdfs/monicacanalizo1pptx.pdf>

¹⁰¹ GANZER, G.A. et all. APPLICATIONS OF GLUTARALDEHYDE IN THE CONTROL OF MIC. Corrosion 2001. Union Carbide Corporation. p. 1-5

Los avances tecnológicos han permitido que las nuevas generaciones de glutaraldehídos tengan una buena sostenibilidad con el medio ambiente, los yacimientos en general y los aditivos químicos que lo acompañan en el agua de inyección¹⁰².

3.4 OTROS PRODUCTOS QUIMICOS

Para el tratamiento nuevo, se incluyeron otros productos químicos con el fin de amortiguar los efectos colaterales generados por los Biocidas y Secuestrantes de oxígeno. Estos productos son adicionados en la planta clarificadora ubicada en la locación MQT-1 a excepción de los inhibidores de corrosión, que son dosificados en los tanques almacenadores de agua.

3.4.1 Inhibidores de corrosión. Es un producto elaborado a base de agua o aceite cuyo objetivo es cubrir la superficie metálica y generar una película protectora que evita la acción del medio ambiente para corroerlo. Además, tiene la capacidad de formar una barrera contra la humedad y el oxígeno y neutralizar la alcalinidad o acidez presentes en la superficie metálica¹⁰³.

Los inhibidores de corrosión tienen una función similar a la de los biocidas; sin embargo, ellos no atacan las SRB, sino que disminuyen el efecto que estas ocasionan, es decir la corrosión generada en tuberías y equipos¹⁰⁴.

3.4.2 Soda caustica (NaOH). Se caracteriza por ser un líquido viscoso, transparente, inodoro y libre de impurezas detectables a simple vista¹⁰⁵. Se trata de una base fuerte que es extremadamente soluble en agua y se disocia formando iones sodio (Na+) e hidroxilo (OH-) en solución¹⁰⁶. En la **Figura 21**, se muestra las escamas de Soda caustica que usualmente se adicionan a los productos en campo. Es usada principalmente para el control del pH y la neutralización de ácidos residuales; en la industria del petróleo, tiene aplicaciones en la producción y elaboración de productos, siendo de gran importancia en los lodos de perforación y en la inyección alcalina para aumentar la recuperación de petróleo¹⁰⁷.

¹⁰² ENZIEN, Michael. Et all. BIOCIDE FORMULATIONS WITH ENHANCED PERFORMANCE ON SESSILE AND PLANKTONIC BACTERIA CONTROL. NACE international. Corrosion 2012. p. 3-5

¹⁰³ QUIMICOS SIAMEX. Productos químicos para la industria. [Sitio WEB]. México. [21, agosto, 2018] Disponible en: http://www.productosquimicosmexico.com.mx/inhibidor_de_corrosion.aspx

¹⁰⁴ VOORDOUW, Gerrit. Et all. EFFECT OF BIOCIDES AND CORROSION INHIBITORS ON SRB-MEDIATED MIC UNDER FLOW CONDITIONS. Nace international. Corrosion 2017. p. 2-6

¹⁰⁵ QUIMPAC DE COLOMBIA. Soda Caustica. [Sitio WEB]. Cali, Colombia. [22, agosto, 2018] Disponible en: <http://www.quimpac.com.co/index.php/soda-caustica>

¹⁰⁶ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual Fluidos de Perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, Estados Unidos. p. 662.

¹⁰⁷ ERCO WORLDWIDE. Soda Caustica. [Sitio WEB]. Toronto, Canada. [22, agosto, 2018] Disponible en: <http://www.ercoworldwide.com/index.php/products/caustic/?lang=es>

Figura 21. Escamas de Soda Caustica.



Fuente. SOLOSTOKS. Hidróxido de sodio. [Sitio WEB]. [21, agosto, 2018] Disponible en: <https://www.solostocks.com/venta-productos/quimicos-inorganicos/alcalis/hidroxido-de-sodio-11881709>

3.4.3 Coagulante. La adición del material coagulante tiene como objetivo la clarificación del agua para poder así retirar los sólidos suspendidos. Esto se puede lograr gracias a que este proceso ayuda a la formación de partículas que pueden ser removidas con mayor facilidad, eliminando las impurezas del agua.

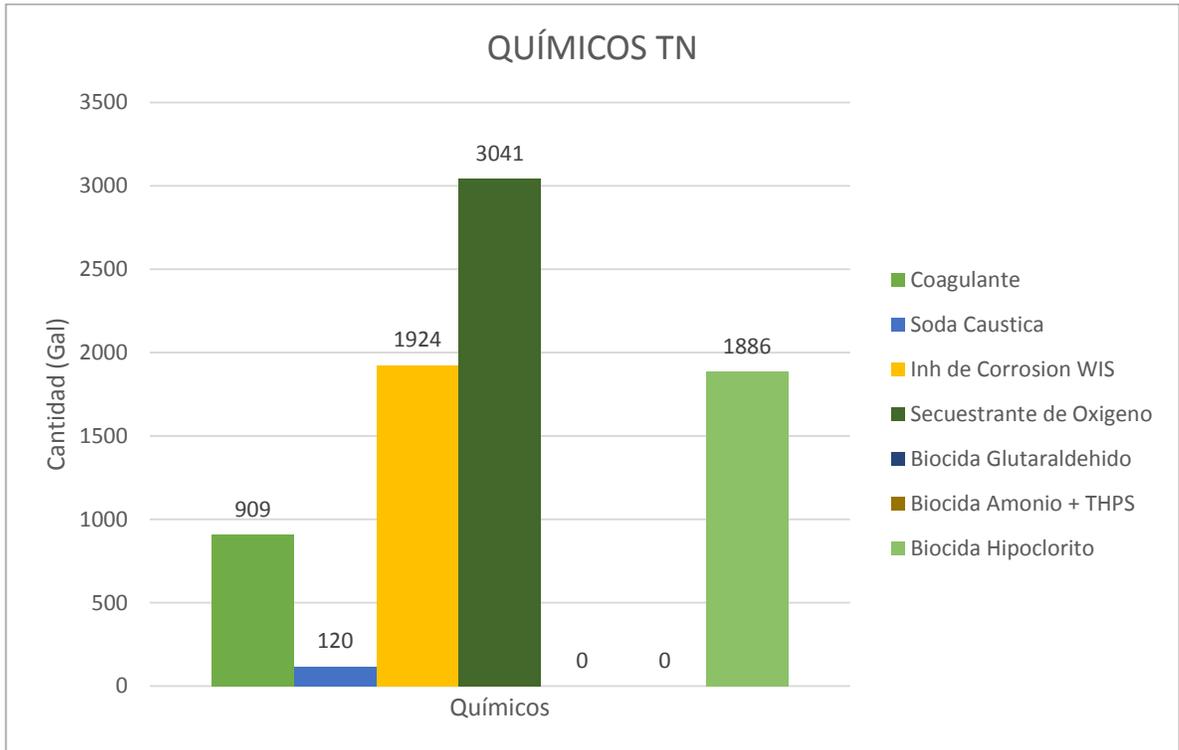
Los coagulantes suelen ser materiales polimerizados o compuestos inorgánicos de aluminio o hierro. Estos productos se caracterizan por trabajar a cierto rango de pH, por lo que es necesario la adición de soda caustica para cumplir con los parámetros requeridos y poder cumplir con su función de la mejor manera¹⁰⁸.

3.5 CANTIDAD DE PRODUCTOS QUÍMICOS

En la **Gráfica 4** se muestra la cantidad utilizada de cada uno de los productos químicos durante los cuatro meses evaluados. Se aprecia como los secuestrantes de oxígeno se adicionan en mayor cantidad; productos como el inhibidor de corrosión, el coagulante y el hipoclorito también son adicionados en cantidades significativas y como la soda caustica es adicionada en menor cantidad. También se evidencia como el glutaraldehido y el THPS no se han incorporado en este periodo, sin embargo, estos productos han sido utilizados en la planta de tratamiento posteriormente.

¹⁰⁸ COGOLLO FLÓREZ, Juan Miguel. CLARIFICACIÓN DE AGUAS USANDO COAGULANTES POLIMERIZADOS: CASO DEL HIDROXICLORURO DE ALUMINIO. DYNA, Volumen 78, Número 165, p. 18-27, 2011. ISSN electrónico 2346-2183. ISSN impreso 0012-7353. [Sitio WEB]. [23, agosto, 2018] Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/25636>

Gráfica 4. Cantidad de Productos Químicos.



Fuente. Elaboración propia.

4. PRUEBAS DE LABORATORIO

En el presente capítulo se exponen las respectivas pruebas de laboratorio realizadas al agua tratada y no tratada del Campo Moquetá para el proyecto de recobro secundario. Se describe cada una de las pruebas con su correspondiente procedimiento, además de los resultados obtenidos a partir de las mismas, mediante gráficos y su análisis.

4.1 PRUEBAS REALIZADAS

En esta sección se definen las pruebas de laboratorio realizadas al agua y el debido procedimiento para su realización. La elaboración de estas pruebas de laboratorio se basa en la normativa API RP 45, en la que se encuentran las recomendaciones prácticas del análisis del agua. La **Tabla 14** muestra las propiedades evaluadas con sus unidades y las respectivas normas que las definen.

Tabla 14. Unidades de las propiedades estudiadas al agua.

Propiedad	Unidad	Norma
Salinidad	Ppm	ASTM D 4458-85
Alcalinidad	Ppm	API RP 13-B
Dureza	Ppm	API RP 13-B
pH	Adimensional	API RP 13-B
Temperatura	°C	--
Sólidos Suspendidos Totales	Ppm	NACE TMO 173-92
Oxígeno disuelto	Ppb	ASTM D 888-92

Fuente. Elaboración propia.

4.1.1 Salinidad. La prueba de laboratorio utilizada para su determinación es la de cloruros, ya que estos son una de las sales de mayor abundancia en el agua. Los cloruros se caracterizan por ser muy solubles y porque pueden ocasionar corrosión en tuberías y equipos.¹⁰⁹ La **Tabla 15** muestra la clasificación de la salinidad del agua.

Tabla 15. Salinidad del Agua.

Agua dulce	Agua salobre	Agua de mar	Salmuera
< 0,05 %	0,05 – 3 %	3 – 5 %	> 5 %
< 0,5 g/L	0,5 – 30 g/L	30 – 50 g/L	> 50 g/L

Fuente. LEWIS, Lyn Edward. *The Practical Salinity Scale 1978 and its antecedents*. IEEE J. of Oceanic Engineering. 1980. Vol. OE-5. 3-8 p.

La prueba se realiza a partir de titulación de agua que contiene ion de cloruro, con una solución de Nitrato de Plata y Cromato de Potasio como indicador. A continuación, se describe el procedimiento para su realización:

¹⁰⁹ PÉREZ GARRIDO, Claudia Et all. Tratamiento de aguas. Manual de laboratorio. Ciudad de Mexico. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2013. 113 p.

- Medir la cantidad de muestra que es indicada en la cja porta muestra y depositar en el recipiente (cápsula de porcelana).
- Adicionar una pequeña porción de agua destilada para apreciar con mayor facilidad el punto final de la titulación.
- Agregar dos gotas de Cromato de Potasio y agitar.
- Titular la solución con Nitrato de Plata hasta que haya un cambio de color de amarillo a rosado tenue.¹¹⁰

4.1.2 Alcalinidad. Corresponde a la medida de los componentes básicos del agua. Normalmente se debe a iones como bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos. Esta propiedad se caracteriza por su capacidad para neutralizar ácidos o aceptar protones.¹¹¹ La **Tabla 16** muestra los rangos de alcalinidad del agua.

Tabla 16. Rango de Alcalinidad del agua.

Rango	Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)
Baja	< 75
Media	75 – 150
Alta	> 150

Fuente. KEEVERN, R.N. Alkalinity water, classification system. Michigan. vol. 1. 1989.

La titulación es el método elegido para la determinación de la alcalinidad del agua del Campo Moquetá. Esta se realiza de la siguiente manera:

- “Medir 25 ml de muestra en una probeta y depositar en la capsula de porcelana.
- Agregar 3 o 4 gotas de fenolftaleína.
- Si se presenta coloración roja o rosada, titular con la solución acida hasta que el color desaparezca (reportar ml de ácido utilizados).
- Si no hay coloración, se reporta CERO alcalinidad a la fenolftaleína y agregar 2 gotas de Metil Naranja. Si la muestra toma un color amarillo, titular con ácido sulfúrico hasta que cambie a color salmón claro (reportar ml de ácido gastado). Si la coloración es roja, se termina la prueba y reportar CERO de alcalinidad al Metil Naranja.”¹¹²

4.1.3 Dureza. La dureza del agua equivale a los cationes metálicos que no sean sodio o potasio, que en su mayoría son básicamente iones de calcio y magnesio. La dureza se suele medir en términos de ppm de carbonato de calcio.¹¹³ La **Tabla 17** muestra los rangos que permiten interpretar el nivel de dureza del agua.

¹¹⁰ ASTM internacional. Standard Test Method for Chloride Ions in Brackish Water, Seawater, and Brines. ASTM D-4458-85. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos. El instituto. 1994. 2 p.

¹¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. API RP 13B-1. Texas, Dallas, Estados Unidos. 2017. 29 p.

¹¹² *Ibid.*, 30-31 p.

¹¹³ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Op. Cit., B.7 p.

Tabla 17. Interpretación de la Dureza del agua.

Dureza como CaCO ₃	Interpretación
0-60	Agua blanda
61-120	Agua moderadamente dura
121-180	Agua dura
>180	Agua muy dura

Fuente. RODRÍGUEZ ZAMORA, Johel. Parámetros fisicoquímicos de dureza total en calcio y magnesio, pH, conductividad y temperatura del agua potable analizados en conjunto con las Asociaciones Administradoras del Acueducto, (ASADAS), de cada distrito de Grecia, cantón de Alajuela, noviembre del 2008. 2009.129 p.

Para la determinación de la dureza del agua se realiza el siguiente procedimiento:

4.1.3.1 “Procedimiento Dureza total:

- Depositar en la capsula de porcelana el contenido de muestra que es indicado por la caja porta muestra.
- Agregar 1 ml de solución estabilizadora y agitar.
- Agregar 1 medida de polvo indicador y agitar hasta disolver.
- Titular con EDTA hasta que haya un cambio de color de purpura a azul y reportar el volumen de EDTA gastado.

4.1.3.2 Procedimiento Dureza de Calcio:

- Depositar en la capsula de porcelana el contenido de muestra que es indicado por la caja porta muestra.
- Agregar 1 ml de solución estabilizadora y agitar.
- Agregar 1 medida de polvo indicador y agitar hasta disolver.
- Titular con EDTA hasta que haya un cambio de color de rojo a purpura y reportar el volumen de EDTA utilizado.

Dureza de Magnesio = Dureza Total – Dureza de Calcio.”¹¹⁴

4.1.4 Medición de pH. Se realiza para saber el nivel de acidez o alcalinidad que tiene el agua, además de tener influencia en la tendencia corrosiva e incrustante de la misma. La escala de pH varía entre valores de 0 y 14, siendo 7 un pH neutro, los valores por debajo de 7 ácidos y los que se encuentran por encima de 7 básicos.¹¹⁵ La **Figura 22** muestra la escala de valores de pH.

La técnica utilizada para realizar la prueba de laboratorio es el pH-metro, y el procedimiento se describe a continuación:

- “Limpiar el electrodo con agua destilada.
- Llevar el medidor de temperatura del equipo a la temperatura de la muestra.

¹¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op.Cit., 34 p.

¹¹⁵ Ibid., 26 p.

- Estandarizar el medidor por medio de la solución Buffer pH 7.0.
- Lavar el electrodo con agua destilada.
- Sumergir el electrodo en la muestra de análisis.
- Tomar la lectura una vez el medidor este estabilizado.”¹¹⁶

Figura 22. Escala de valores de pH.

pH	[H ⁺]		[OH ⁻]	pOH
0	1	Ácidos	10 ⁻¹⁴	14
1	10 ⁻¹		10 ⁻¹³	13
2	10 ⁻²		10 ⁻¹²	12
3	10 ⁻³		10 ⁻¹¹	11
4	10 ⁻⁴		10 ⁻¹⁰	10
5	10 ⁻⁵		10 ⁻⁹	9
6	10 ⁻⁶		10 ⁻⁸	8
7	10 ⁻⁷	Neutro	10 ⁻⁷	7
8	10 ⁻⁸		10 ⁻⁶	6
9	10 ⁻⁹		10 ⁻⁵	5
10	10 ⁻¹⁰		10 ⁻⁴	4
11	10 ⁻¹¹		10 ⁻³	3
12	10 ⁻¹²		10 ⁻²	2
13	10 ⁻¹³		10 ⁻¹	1
14	10 ⁻¹⁴	Bases	1	0

Fuente. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de Perforación. Dallas, Texas. 14 febrero 2001. p. 4A-19.

4.1.5 Temperatura. La temperatura del agua evaluada es de gran importancia para el correcto funcionamiento de otras pruebas realizadas a la misma. Para la determinación de la temperatura se ha utilizado un termómetro de mercurio, el cual se ingresa a la muestra de análisis, para posteriormente reportar dicha temperatura.

4.1.6 Sólidos Suspendidos Totales. Se refieren a la materia suspendida en el agua o en aguas residuales. Estos pueden causar diferentes problemas, ya que a mayor concentración de sólidos suspendidos totales, menor es la calidad del agua.¹¹⁷

La clasificación de los sólidos suspendidos se basa en la norma NACE TMO 173-92, estos valores son presentados en mg/L como se muestra en la **Tabla 18**.

¹¹⁶ *Ibíd.*, 26 p.

¹¹⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. API RP 45. Texas, Dallas, Estados Unidos. 2017. 45 p.

Tabla 18. Clasificación de Sólidos Suspendidos Totales en el agua.

Despreciable	Muy Bajo	Bajo	Moderado	Alto	Excesivo
0-0.49	0.5-0.99	1.0-2.49	2.5-4.99	5.0-9.99	>10

Fuente. NARANJO SUAREZ, carlos. Et All. Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas mugrosa del Campo Lisama. Revista Fuentes: El Reventon Energetico. 2015. 9 p.

El procedimiento realizado en el laboratorio para determinar la cantidad de sólidos suspendidos totales se realiza a partir de la prueba de la Retorta, como se muestra a continuación:

- “Dejar que la muestra llegue a la temperatura ambiente.
- Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso con la muestra. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y eliminar el exceso.
- Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas atraparán los sólidos extraídos por ebullición.
- Introducir el tubo de drenaje en la extremidad del condensador.
- Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener encendido hasta el fin de la destilación (aproximadamente 25 minutos).
- Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
- Leer el porcentaje de sólidos en la probeta graduada.”¹¹⁸

4.1.7 Oxígeno disuelto. Los niveles de oxígeno disuelto presentes en el agua dependen de actividades físicas, químicas y bioquímicas del agua. El análisis de esta propiedad permite conocer el estado de contaminación del agua y el control del tratamiento de la misma.¹¹⁹

La prueba de laboratorio se basa en el método de Winkler, el cual se realiza según el siguiente procedimiento:

- “Agregar 1 ml de Sulfato Manganeso al fondo del recipiente que contiene toda la muestra.
- Agregar 1 ml de Yoduro alcalino al fondo del recipiente que contiene toda la muestra.
- Tapar el frasco y agitar invirtiéndolo entre 4 y 5 veces. Dejar reposar 3 minutos. La agitación debe ser suave.
- Agregar 2 ml de Ácido Sulfúrico.
- Tapar el frasco y volver a agitar hasta la dilución de los flóculos. A partir de la adición del ácido se realiza la determinación durante los siguientes 5 minutos.
- Medir 200 ml de la muestra y depositar en el Erlenmeyer. Agregar gotereado del indicador. (Si hay coloración, existe presencia de oxígeno. Si no hay coloración, no hay presencia de oxígeno).

¹¹⁸ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Op. Cit., 3.12 p.

¹¹⁹ INORGANIC NONMETALS (4000). PAPER SM 4500-O OXYGEN (DISSOLVED)*. 1-8 p.

- Si hay coloración azul, titular con Sodio Tiosulfato hasta que el color desaparezca. Suspender la adición una vez no haya coloración. Reportar el volumen de Tiosulfato de Sodio gastado.”¹²⁰

4.2 RESULTADO DE LAS PRUEBAS

Para interpretar de manera correcta las características del agua que se está inyectando como método de recobro secundario en el Campo Moquetá, se realizaron primero pruebas generales al agua no tratada y al agua tratada, tales como salinidad, alcalinidad, dureza, pH y temperatura. Luego se realizaron las pruebas para los principales problemas presentes en el Campo, como lo son cantidad de sólidos suspendidos y oxígeno disuelto. A continuación, se muestran los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas al agua en un periodo de cuatro meses.

4.2.1 Agua no tratada. La muestra de agua es tomada a la entrada de la planta de tratamiento de agua del Campo Moquetá, esta muestra es la mezcla de la captación de agua de diferentes fuentes hídricas. Los resultados son presentados por medio de gráficos de cada una de las propiedades estudiadas.

La **Tabla 19** muestra los resultados promedio de las propiedades del agua no tratada en el Campo Moquetá de enero a abril de 2018.

Tabla 19. Propiedades promedio de las propiedades del agua no tratada.

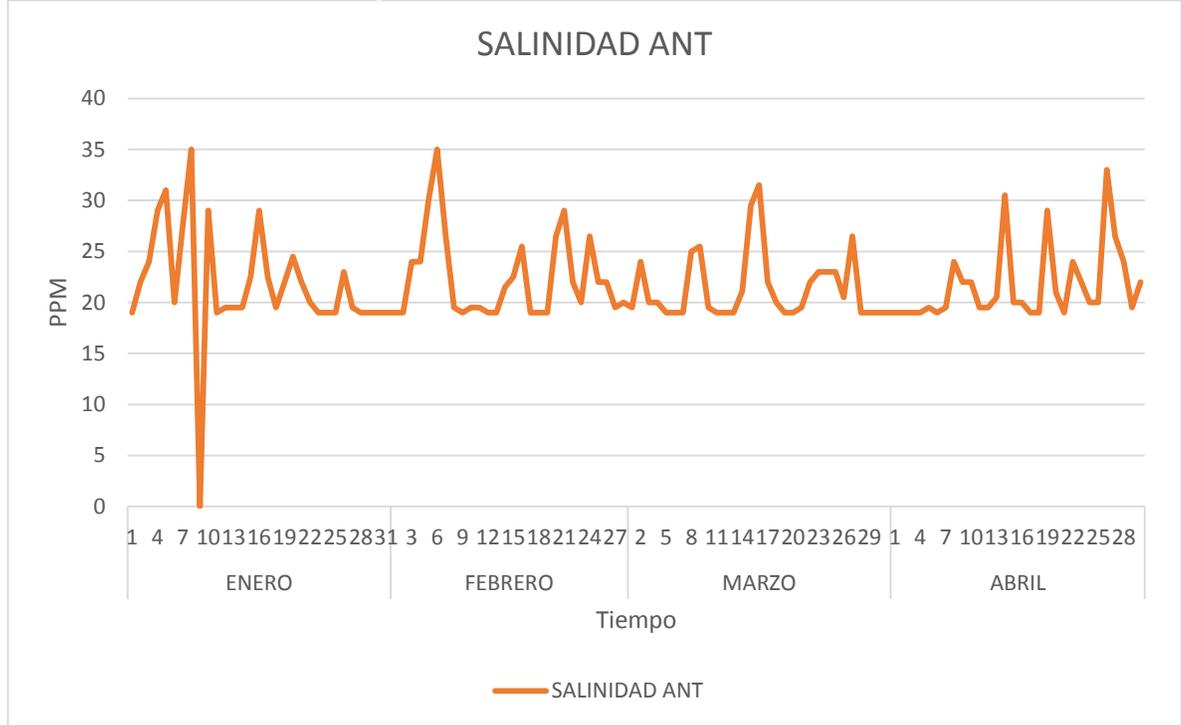
Agua no tratada ANT					
Propiedad		Periodo evaluado			
	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Salinidad	ppm	21.66	22.39	21.39	21.67
Alcalinidad	ppm	20.59	21.26	21.55	21.80
Dureza	ppm	45.83	47.00	45.71	46.72
pH	adimensional	6.16	6.42	6.40	6.39
Temperatura	°C	22.82	23.79	23.86	23.18
SST	ppm	45.99	46.96	29.89	34.17
OD	ppb	9354.84	9714.29	9192.10	9300.00

Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 5** se aprecia la salinidad del agua no tratada en el Campo Moquetá. En esta se puede observar que esta propiedad varía entre salinidades de 19 ppm y 35 ppm, lo cual indica que es un agua dulce debido a que se encuentra por debajo de los 500 ppm. Además, se tiene un evento en el que la salinidad del día 9 de enero de 2018 es de 0 ppm ya que no se realizaron pruebas al agua en el campo.

¹²⁰ ASTM internacional. Standard Test Methods for Dissolved Oxygen in Water. ASTM D 888-92. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos. 1996. 1-8 p.

Gráfica 5. Salinidad del agua no tratada.

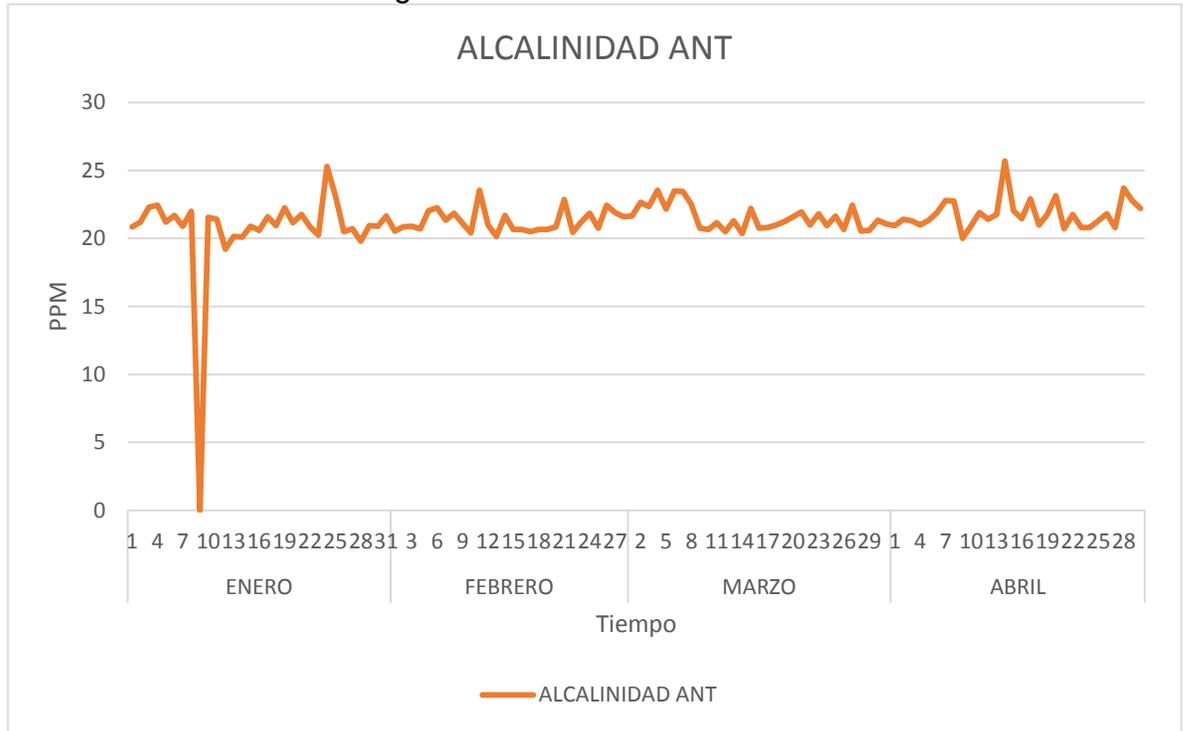


Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 6** se observa la alcalinidad del agua no tratada en el Campo Moquetá y como sus valores se encuentran en un rango entre 19 ppm y 26 ppm, lo cual indica que es un agua con baja alcalinidad, ya que son valores inferiores a los 75 ppm. También se puede apreciar como el día 9 de enero de 2018 la alcalinidad es de 0 ppm, debido a que no se realizaron pruebas al agua en el campo ese día.

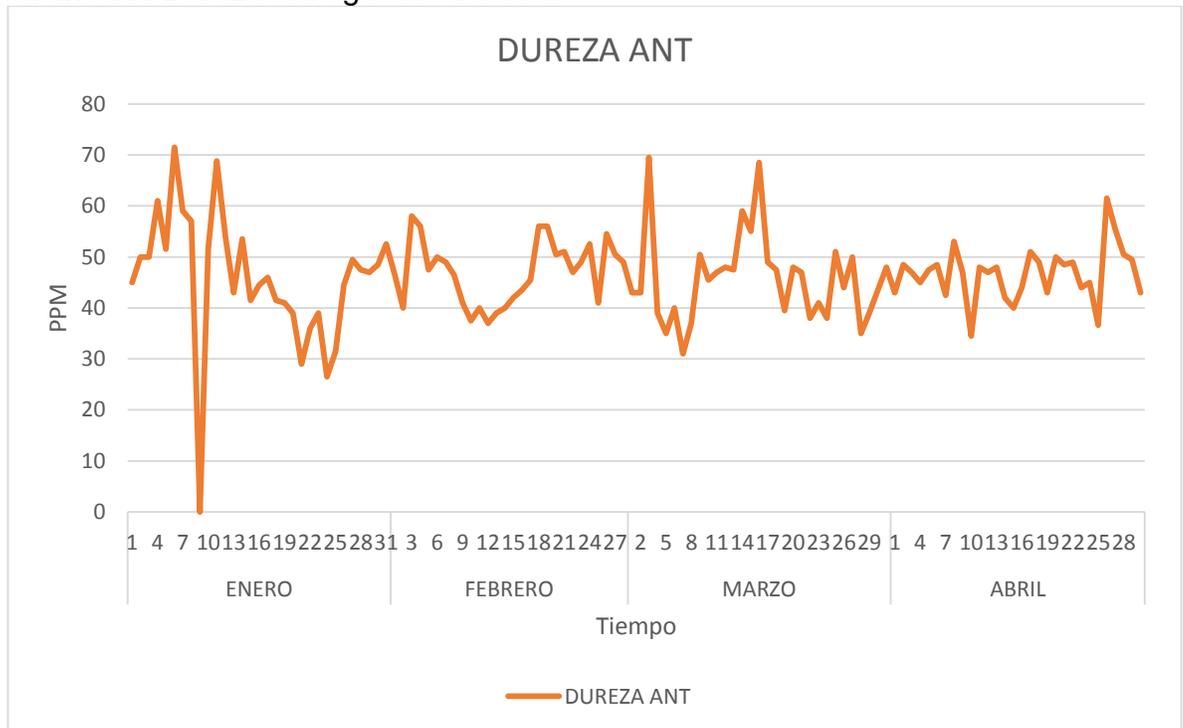
En la **Gráfica 7** se puede apreciar la dureza del agua no tratada en el Campo Moquetá y como sus valores varían entre 25 ppm y 72 ppm. Se tiene la tendencia a ser un agua blanda, ya que en su mayoría los valores de dureza son inferiores a 60 ppm. Sin embargo, se tienen 6 picos que superan este valor (agua moderadamente dura) y que son generados por eventos ambientales, tales como lluvias o deslizamiento de tierra en la falda de los ríos que provocan a su vez un mayor arrastre de minerales de calcio y magnesio. Adicionalmente, se tiene un evento en el que se tiene una dureza de 0 ppm debido a que el día 9 de enero de 2018 no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el Campo Moquetá.

Gráfica 6. Alcalinidad del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

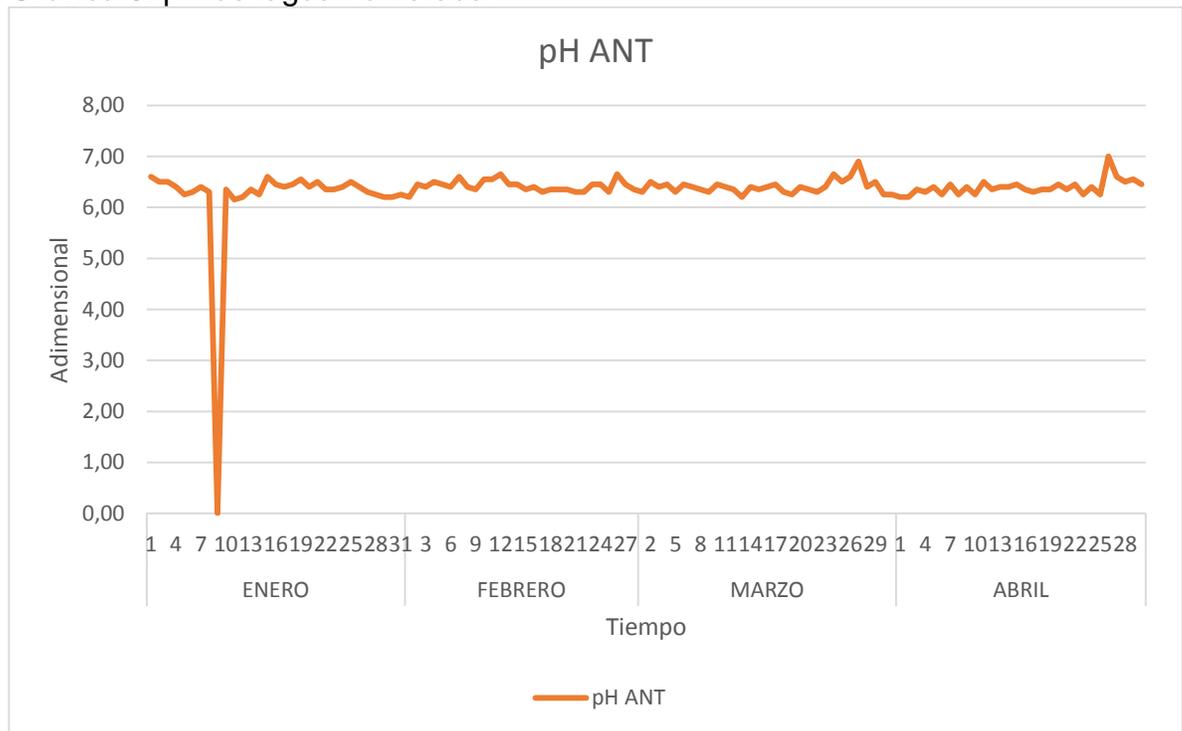
Gráfica 7. Dureza del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 8** muestra el pH del agua no tratada en el Campo Moquetá y como sus valores se encuentran entre 6 y 7, lo que equivale a un agua ligeramente ácida. También se puede observar como el día 9 de enero de 2018 el pH es de 0 ya que no se realizó esta prueba al agua ese día.

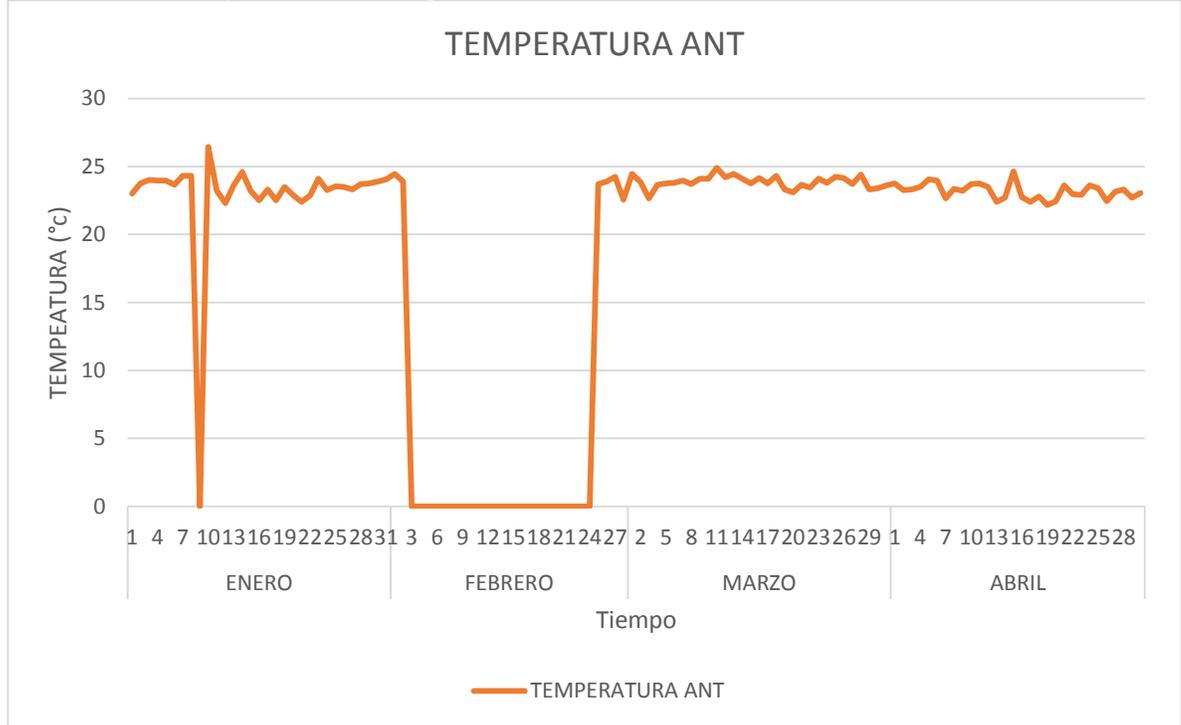
Gráfica 8. pH del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 9** se puede apreciar la temperatura del agua no tratada en el Campo Moquetá. Estos valores se encuentran cercanos a la temperatura ambiente que es de 24 °C en el campo. Además, se pueden observar dos eventos: el primero, el 9 de enero de 2018 en el que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo y el segundo, entre el 3 de febrero y el 24 de febrero de 2018 en el que el termómetro se averió.

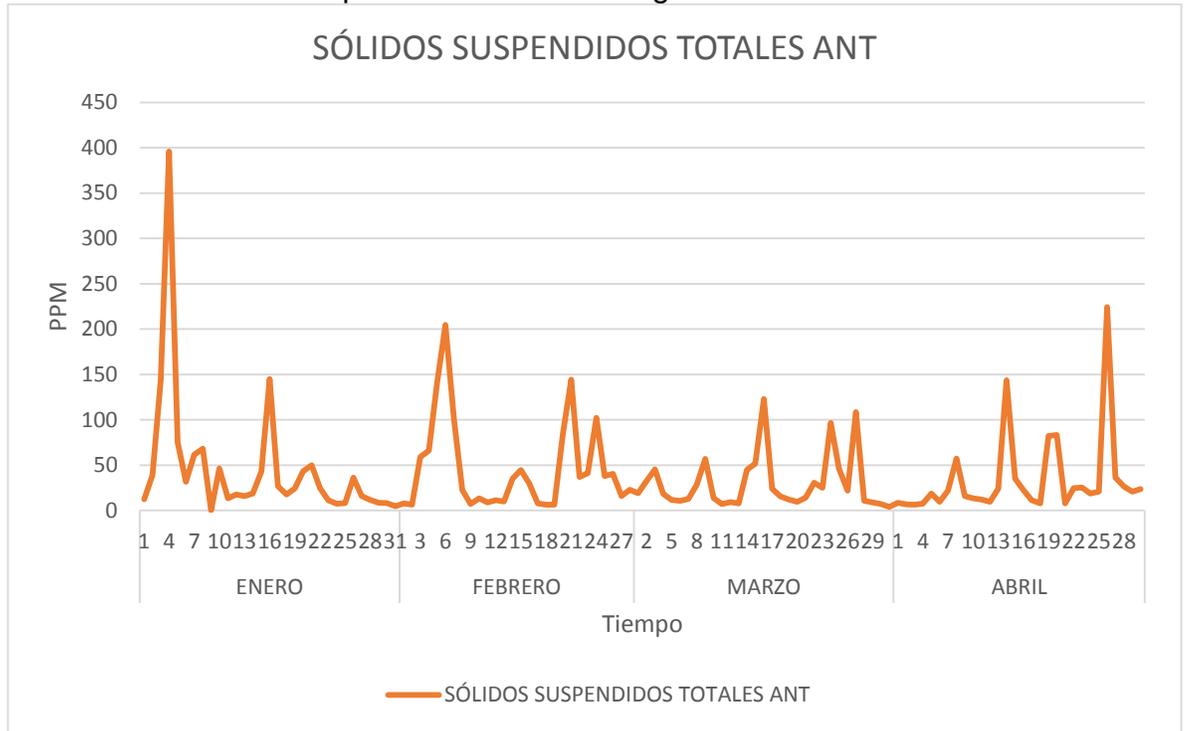
Gráfica 9. Temperatura del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

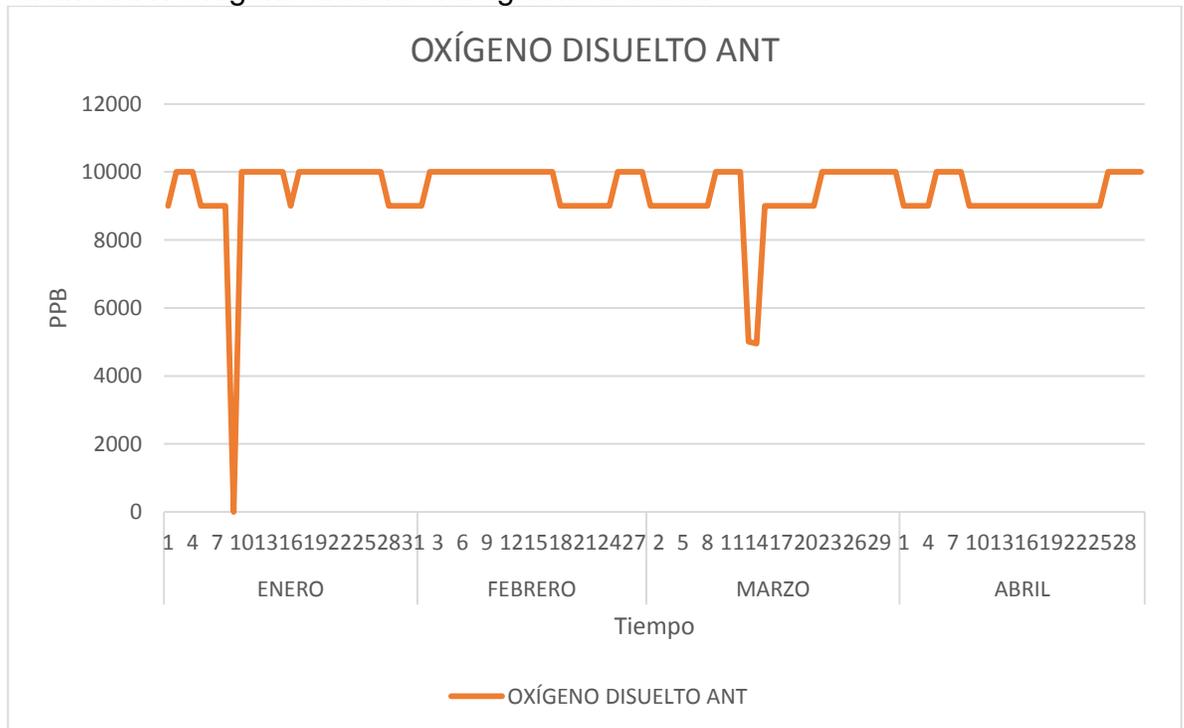
La **Gráfica 10** representa el contenido de sólidos suspendidos totales del agua no tratada en el Campo Moquetá. Se puede apreciar un alto y excesivo contenido de sólidos suspendidos, ya que se tienen valores superiores a 5 ppm. Estas concentraciones se deben a que se está captando agua de un río de alto caudal con la capacidad de transportar mayor cantidad de sólidos en su trayecto. También se presenta un evento en el que se tiene una concentración de 0 ppm el 9 de enero de 2018 en el que no se le realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo. El alto contenido de sólidos suspendidos totales en el agua no tratada hace que esta sea una de las principales problemáticas del agua que se desea inyectar en el Campo Moquetá, ya que se ha establecido por la empresa Gran Tierra Energy Inc. un target de 3 ppm que indica el valor deseado para una correcta condición de inyección. Esto se ve evidenciado en problemas como taponamiento de tuberías, disminución de la cara de la formación y daño en los equipos de inyección.

Gráfica 10. Sólidos suspendidos totales del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 11. Oxígeno disuelto del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 11** se aprecia el contenido de oxígeno disuelto del agua no tratada en el Campo Moquetá. Se observan valores de oxígeno disuelto de 9000 y 10000 ppb; estos valores tan exactos se deben a un error humano al momento de la lectura final en el laboratorio. También existe un evento el 9 de enero de 2018 en el que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo.

Estos son valores muy elevados con respecto al target de 20 ppb establecido por Gran Tierra Energy Inc. como una correcta condición del oxígeno disuelto del agua para poder ser inyectada en el campo. Esto ha generado que esta propiedad del agua sea una de las principales problemáticas del Campo Moquetá, ya que ha generado corrosión en tuberías de inyección y daños en la cara de la formación.

4.2.2 Agua tratada con el antiguo tratamiento. Es la muestra de agua que fue tomada al final del recorrido de la planta de tratamiento de agua antigua, es decir, sin la implementación del Chiller y los productos químicos que fueron mencionados en el capítulo anterior. Los resultados de las pruebas de laboratorio son presentados mediante el uso de gráficos.

En la **Tabla 20** se muestran los promedios mes a mes de cada una de las propiedades del agua tratada con el antiguo tratamiento durante cuatro meses consecutivos en 2017.

Tabla 20. Propiedades promedio del agua tratada con el tratamiento antiguo.

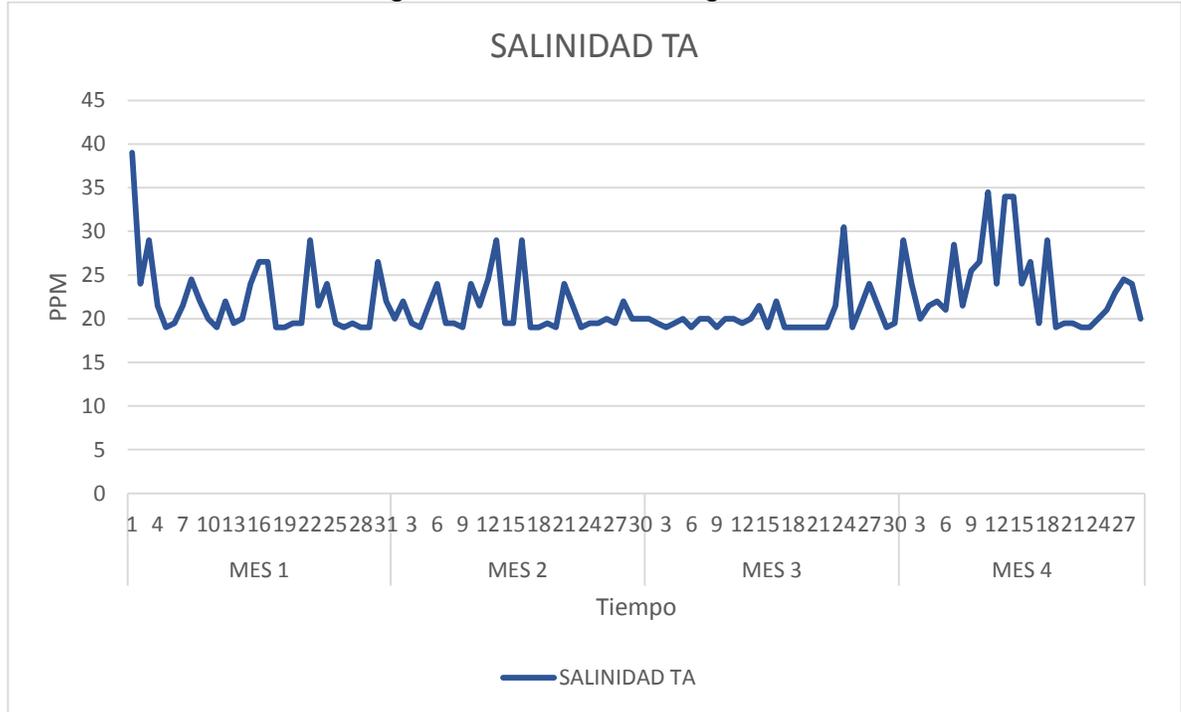
Agua tratada TA					
Propiedad		Periodo evaluado			
	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
Salinidad	ppm	22.37	21.05	20.32	23.77
Alcalinidad	ppm	21.53	21.80	21.67	21.79
Dureza	ppm	45.81	39.84	38.05	41.30
pH	adimensional	6.76	6.77	6.76	6.76
Temperatura	°C	23.98	23.61	24.23	24.21
SST	ppm	21.94	20.75	12.97	40.02
OD	ppb	422.90	473.66	487.47	386.93

Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 12** se observa la salinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá. Se pueden observar valores de salinidad entre 19 ppm y 40 ppm, lo que indica que es un agua dulce debido a que se encuentra por debajo de 500 ppm.

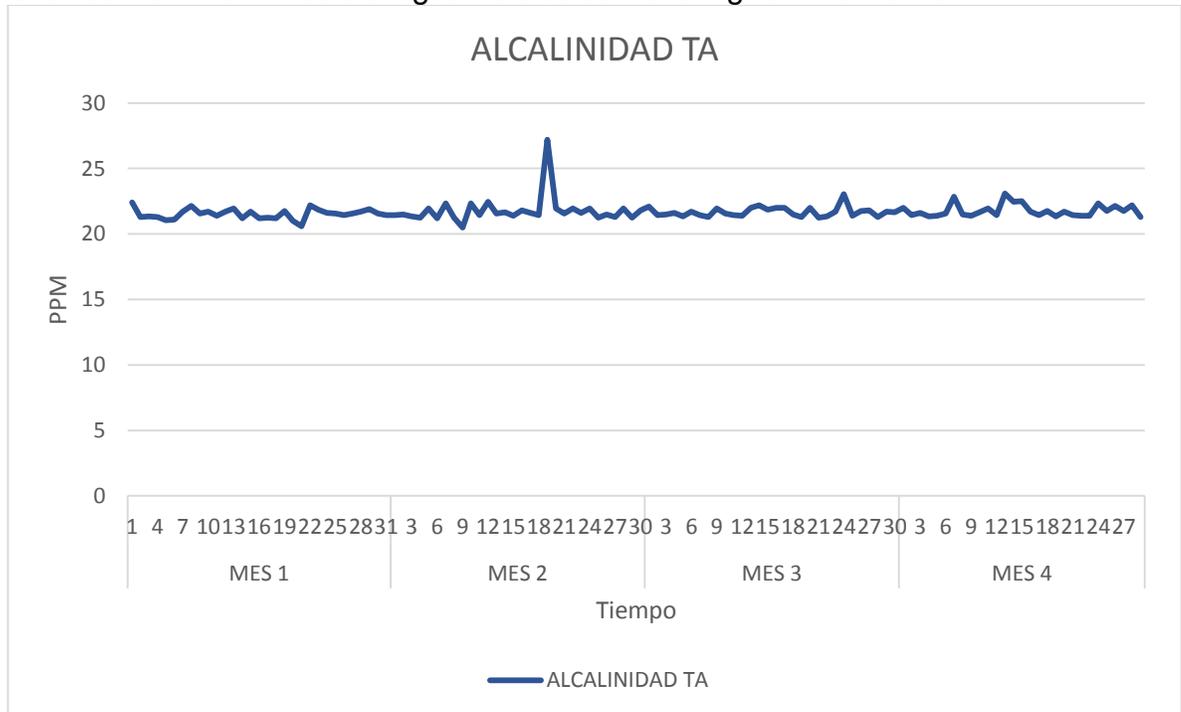
En la **Gráfica 13** se puede apreciar la alcalinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá y como sus valores permanecen casi constantes durante los cuatro meses evaluados entre los 20 ppm y los 23 ppm; esta es un agua con baja alcalinidad ya que sus valores se encuentran por debajo de los 75 ppm.

Gráfica 12. Salinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

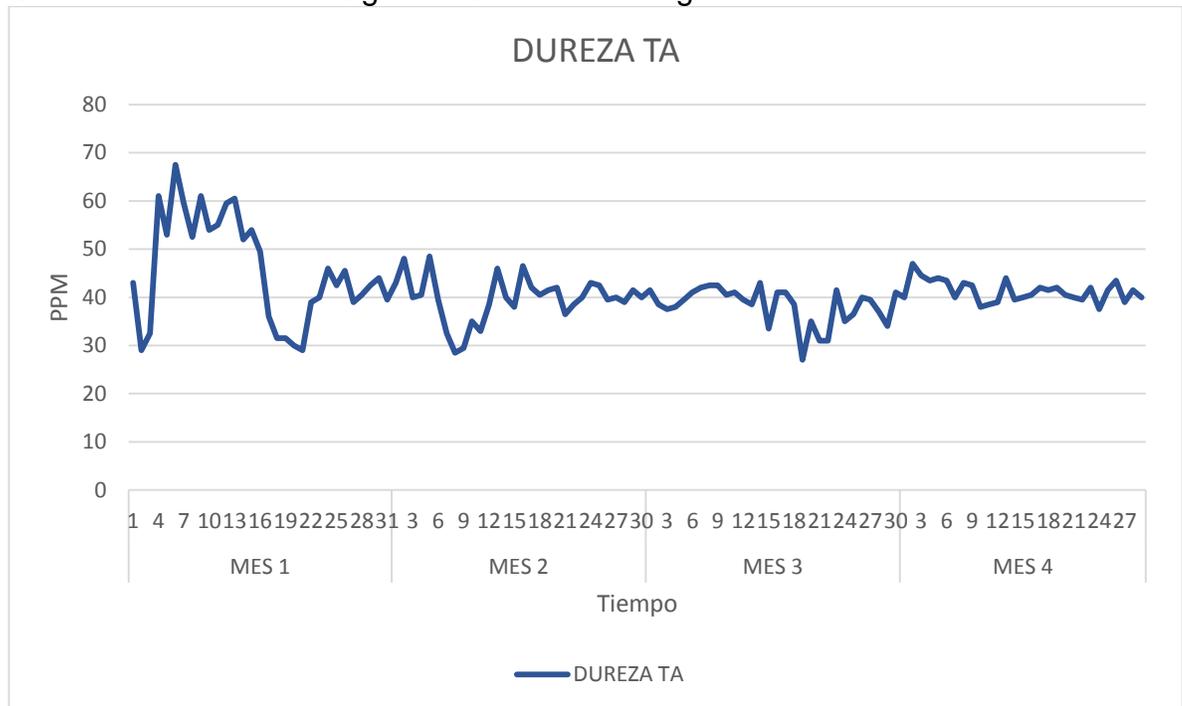
Gráfica 13. Alcalinidad del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 14** se presenta la dureza del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá y se puede apreciar valores entre 25 ppm y 68 ppm. Estas muestras se catalogan como un agua blanda, ya que la mayoría de estos valores se encuentran por debajo de los 60 ppm. Sin embargo, se tiene 4 picos en el primer mes en los que el agua es moderadamente dura; esto ocasionado por precipitaciones de agua más fuertes en la zona durante este mes.

Gráfica 14. Dureza del agua tratada con el antiguo tratamiento.

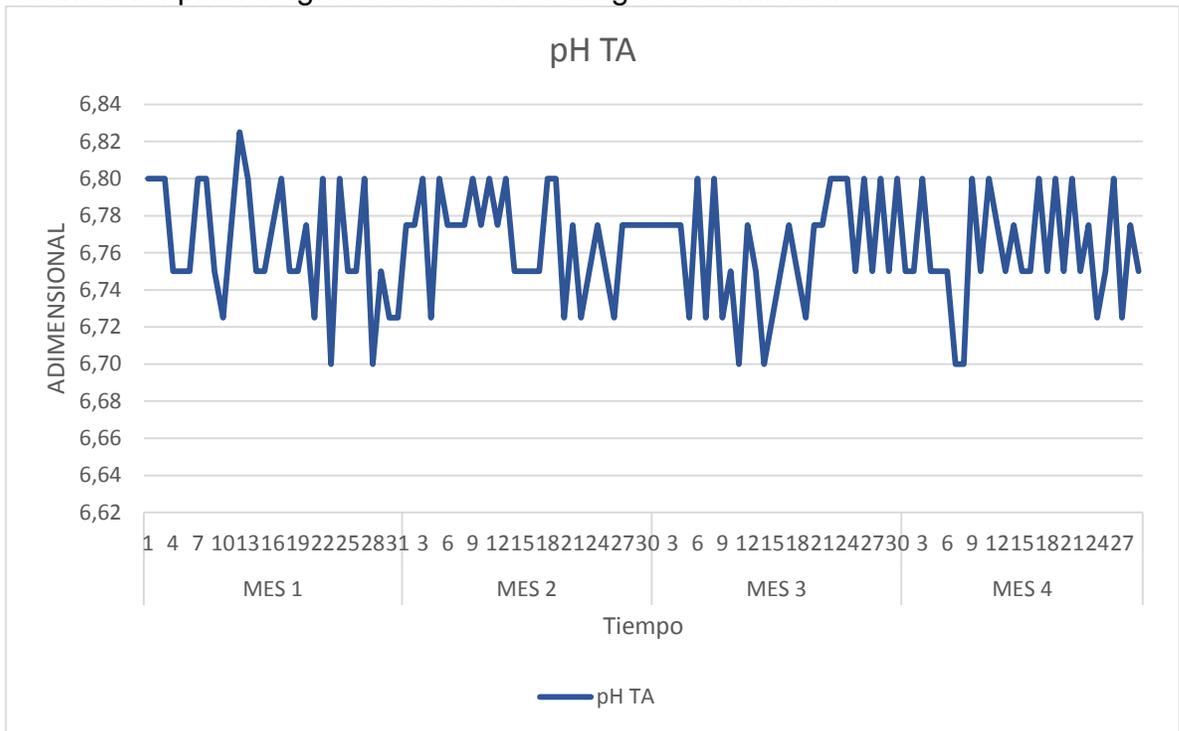


Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 15** se observa el pH del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá. Sus valores varían entre 6.70 y 6.83 lo que equivale a un agua ligeramente ácida.

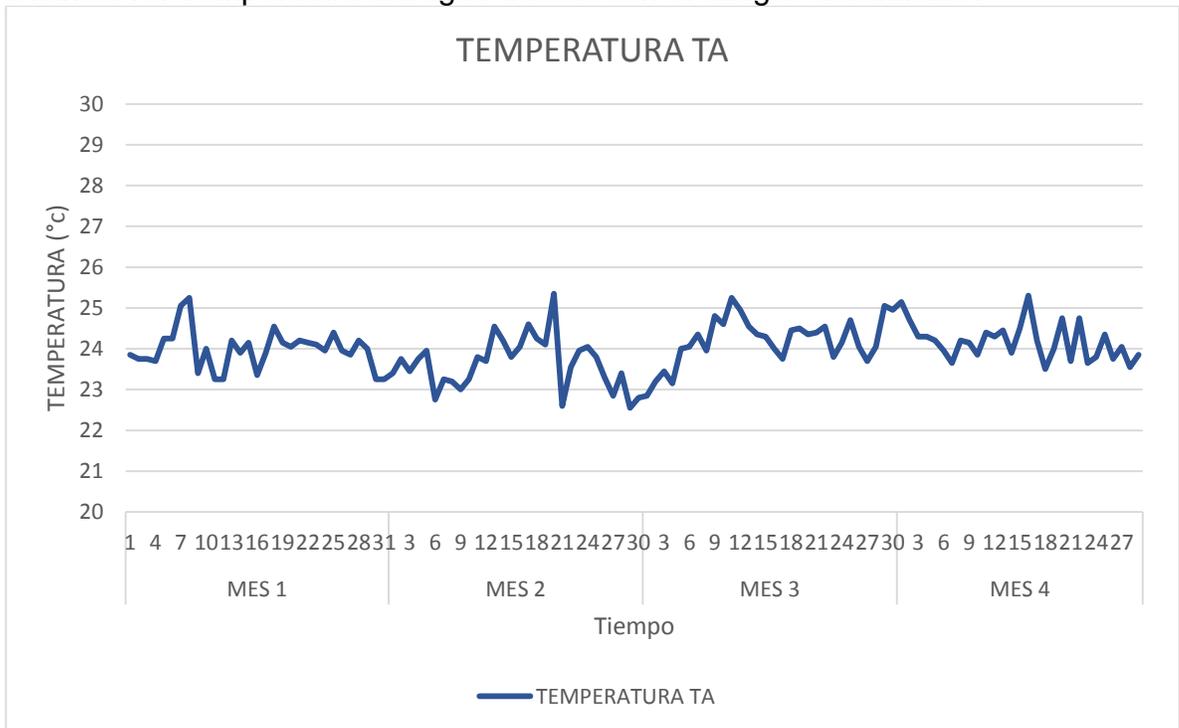
En la **Gráfica 16** se puede apreciar la temperatura del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá. La temperatura de estas muestras se encuentra muy cercana a la temperatura ambiente de la zona que es de 24 °C.

Gráfica 15. pH del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

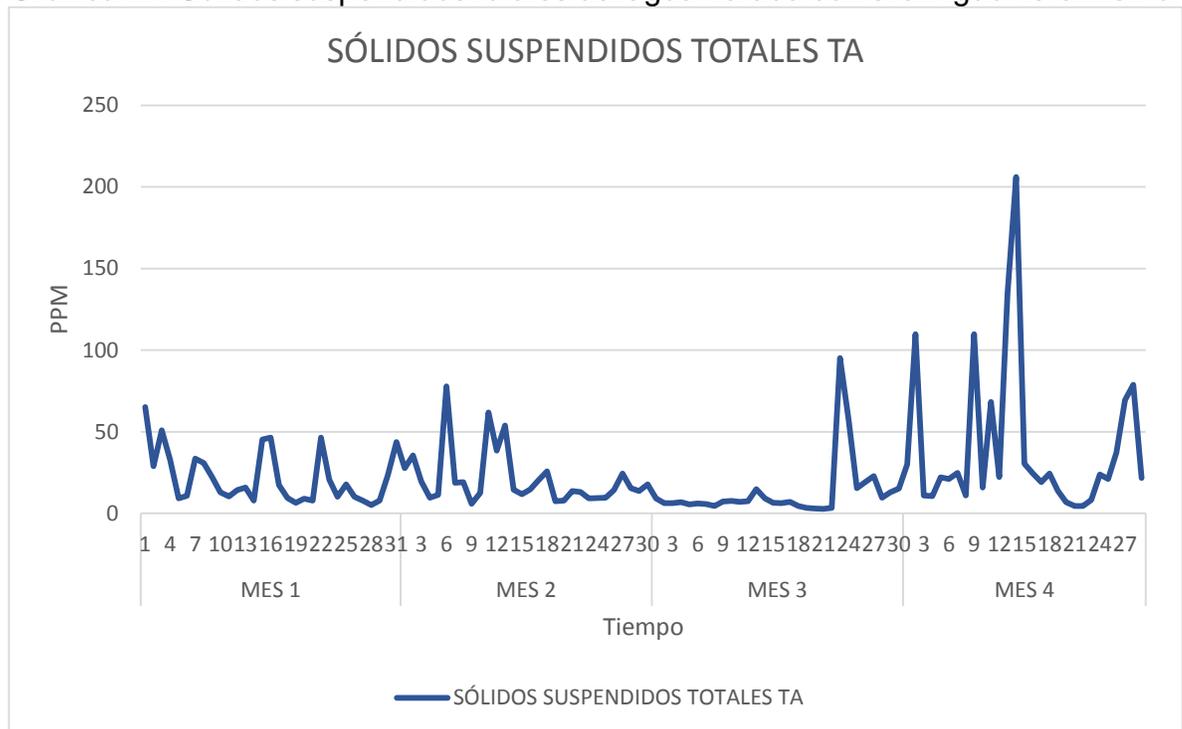
Gráfica 16. Temperatura del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 17** muestra la concentración de sólidos suspendidos totales del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá. Se pueden apreciar valores que varían entre moderados y excesivos niveles de sólidos suspendidos, ya que son valores iguales o superiores a 3 ppm; esto se debe a la captación de agua de un río con altos caudales que tiene la capacidad de arrastrar más sólidos. Estos valores se acercan al target de 3 ppm establecido por la empresa Gran Tierra Energy Inc. como el valor deseado para que la inyección de agua no se vea afectada por esta propiedad; sin embargo, queda en evidencia que el tratamiento antiguo de agua no tenía la suficiente capacidad para solucionar esta problemática.

Gráfica 17. Sólidos suspendidos totales del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 18** se aprecia el contenido de oxígeno disuelto del agua tratada con el antiguo tratamiento en el Campo Moquetá. Estos valores varían entre 300 ppb y 600 ppb, siendo valores aun elevados comparados a los 20 ppb esperados por la empresa Gran Tierra Energy Inc. Estos altos niveles indican que la planta de tratamiento de agua necesitaba productos químicos que complementarían a los procesos físicos.

Gráfica 18. Oxígeno disuelto del agua tratada con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.3 Agua tratada con el nuevo tratamiento. La muestra de agua es tomada a la salida de la planta de tratamiento de agua, es decir, esta agua ha atravesado por el nuevo tratamiento completo, incluyendo la implementación del chiller y la dosificación de los productos químicos. Los resultados son presentados en gráficos individuales para cada propiedad.

La **Tabla 21** muestra las propiedades promedio del agua tratada con la implementación de los nuevos equipos y productos químicos en la planta de tratamiento de agua desde enero a abril de 2018.

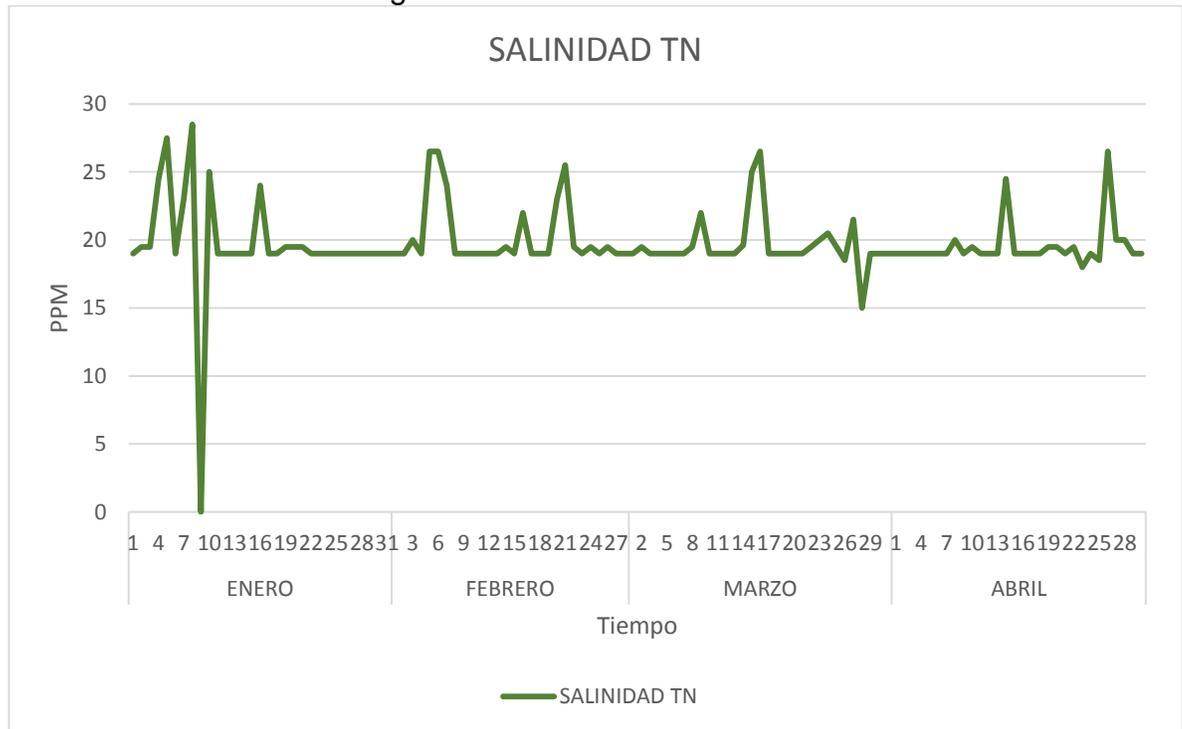
Tabla 21. Propiedades promedio del agua tratada con el nuevo tratamiento.

Agua tratada TN					
Propiedad	Unidad	Periodo evaluado			
		Enero	Febrero	Marzo	Abril
Salinidad	ppm	19.71	20.30	19.63	19.55
Alcalinidad	ppm	20.59	21.26	21.55	21.80
Dureza	ppm	45.83	47.00	45.71	46.72
pH	Adimensional	6.54	6.64	6.69	6.68
Temperatura	°C	22.98	23.95	24.00	23.25
SST	ppm	13.74	13.71	10.27	10.21
OD	ppb	76.77	51.01	49.96	37.96

Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 19** muestra la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá. Sus valores están en un rango entre 15 ppm y 28 ppm, siendo un agua dulce ya que se encuentran por debajo de 500 ppm. También se puede apreciar un evento el 9 de enero de 2018 en el que la salinidad es de 0 ppm, debido a que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo ese día.

Gráfica 19. Salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 20** se aprecia la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá. Se evidencia un agua con baja alcalinidad ya que sus valores son inferiores a 75 ppm. Estos varían entre 19 ppm y 26 ppm, a excepción de la muestra del 9 de enero de 2018 en el que se tiene 0 ppm, debido a que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua ese día en el campo.

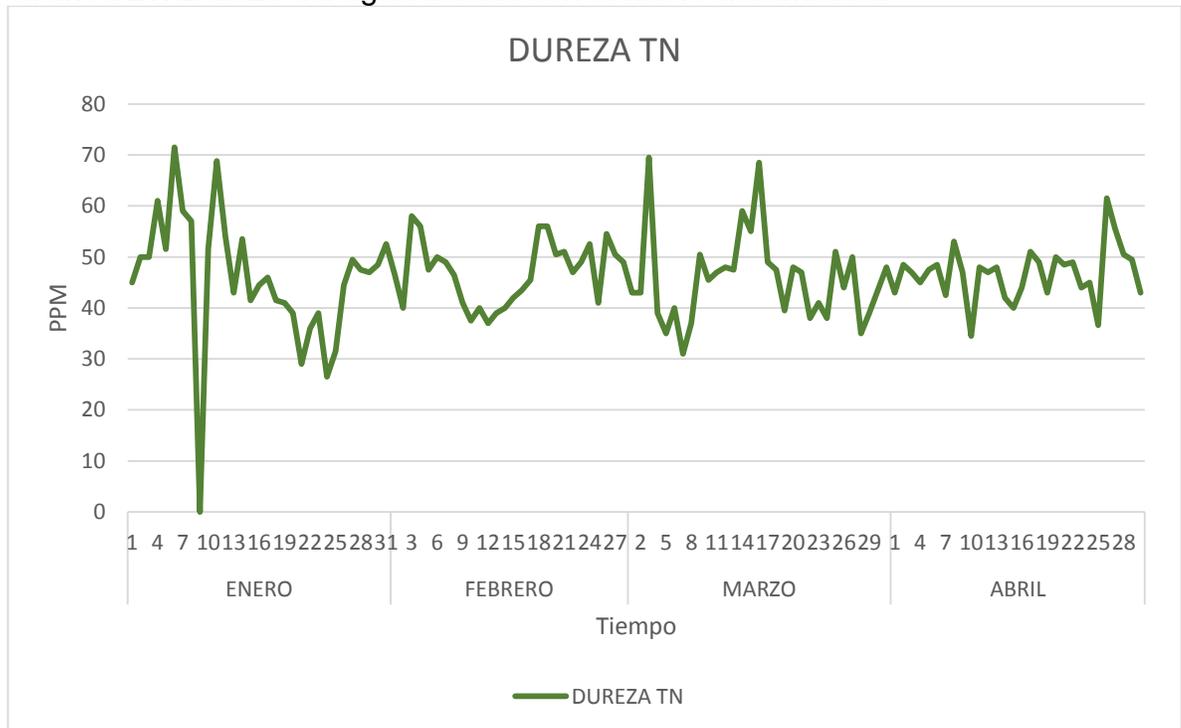
La **Gráfica 21** muestra la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá. Se tiene la tendencia a ser un agua blanda, debido a que la mayoría de sus valores se encuentran por debajo de los 60 ppm; sin embargo, se tienen 6 picos que evidencian un agua moderadamente dura ya que superan este valor, esto ocasionado por eventos ambientales ocurridos en la fuente de captación de agua. Además, se presenta un evento el 9 de enero de 2018 en el que la dureza es de 0 ppm puesto que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo ese día.

Gráfica 20. Alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

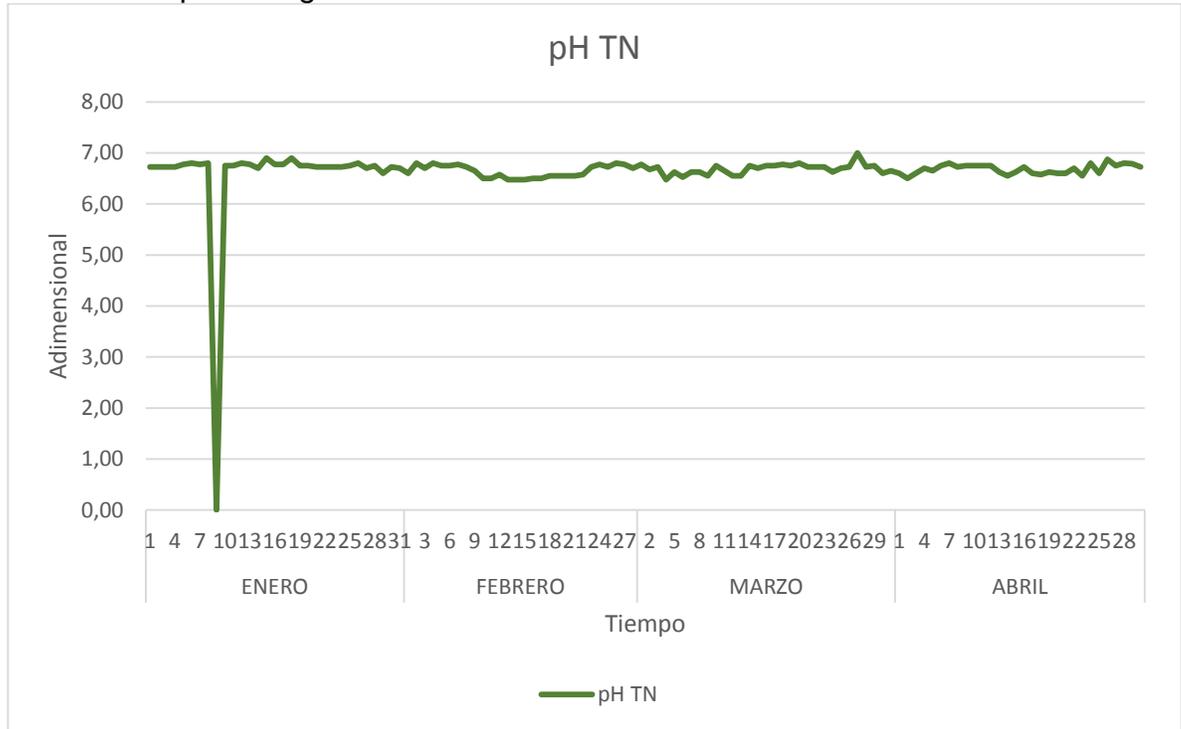
Gráfica 21. Dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 22** se observa el pH del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá y como sus valores son muy cercanos a 7, con lo que se puede inferir que es un agua ligeramente ácida. También se puede apreciar como el 9 de enero de 2018 el pH es de 0, ya que ese día no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo.

Gráfica 22. pH del agua tratada con el nuevo tratamiento.

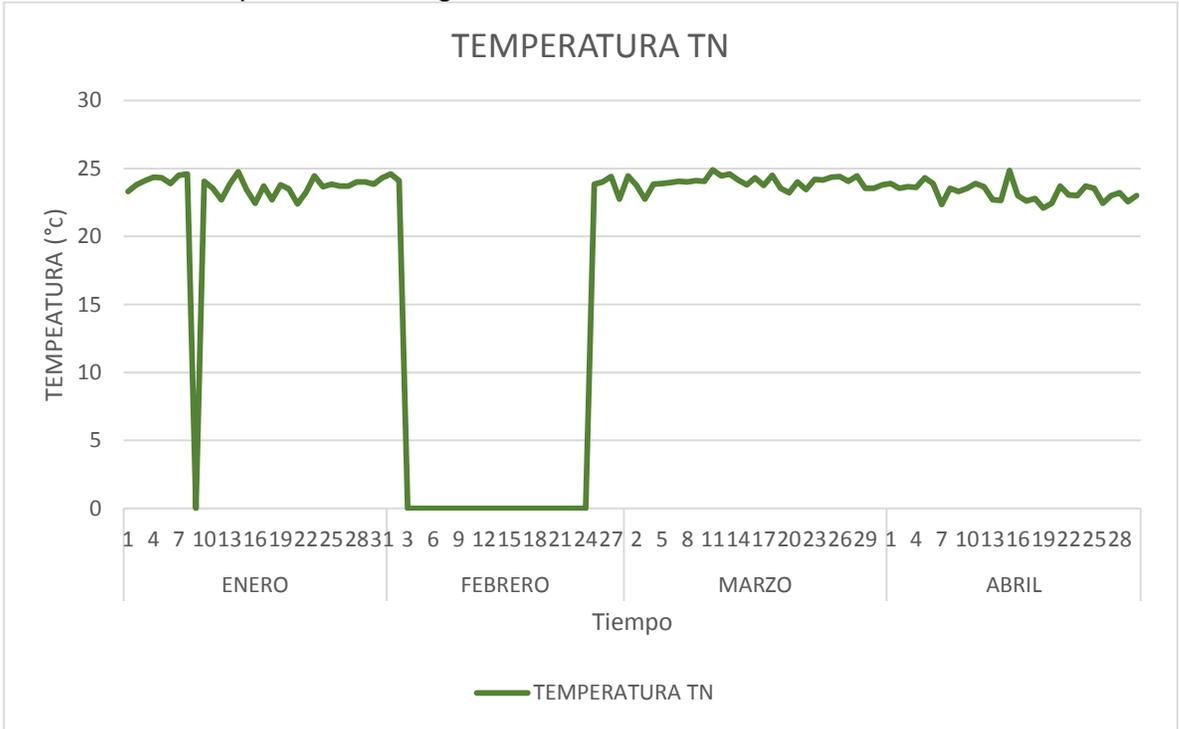


Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 23** evidencia la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá y como estos valores son muy cercanos a la temperatura ambiente de la zona que es de 24 °C. Además, se pueden apreciar dos eventos: el primero, el 9 de enero de 2018 en el que se tiene 0°C ya que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua ese día en el campo y el segundo, del 3 al 24 de febrero de 2018 en el que el termómetro se averió y no fue tomada esta prueba.

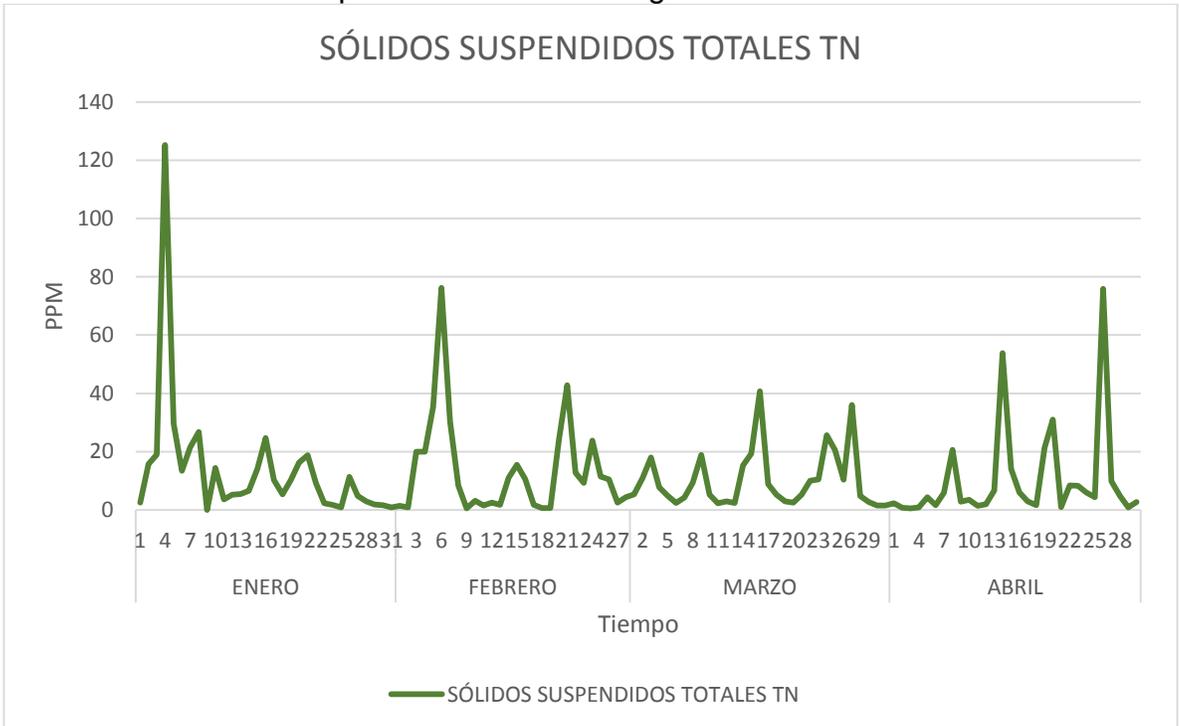
En la **Gráfica 24** se puede apreciar el contenido de sólidos suspendidos totales del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá. Se pueden observar que estos valores varían entre 1 ppm y 125 ppm, lo que equivale a concentraciones que presentan desde un bajo nivel de sólidos suspendidos, hasta algunos que presentan un nivel excesivo. La mayoría de estos valores se acercan al target de 3 ppm establecido por Gran Tierra Energy Inc. como el valor deseado para una correcta inyección de agua. También se tiene un evento el 9 de enero de 2018 en el que se tiene una concentración de 0 ppm, ya que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua ese día en el campo.

Gráfica 23. Temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 24. Sólidos suspendidos totales del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 25** muestra la concentración de oxígeno disuelto del agua tratada con el nuevo tratamiento en el Campo Moquetá. Se puede observar que la mayoría de los valores se encuentra en un rango entre 30 ppb y 70 ppb, acercándose al target de 20 ppb establecido por Gran Tierra Energy Inc. como una correcta condición de esta propiedad del agua para poder ser inyectada. Además, se pueden apreciar 3 picos que superan los 120 ppb, ocasionados por una mayor oxigenación del agua captada del río y un evento el 9 de enero de 2018 en el que se tiene una concentración de 0 ppb, ya que no se realizaron pruebas de laboratorio al agua en el campo ese día.

Gráfica 25. Oxígeno disuelto del agua tratada con el nuevo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

5. COMPARACIÓN DEL AGUA

Para el presente proyecto se realizan las comparaciones de las propiedades del agua tratada con el antiguo tratamiento versus el agua tratada con el nuevo tratamiento y la comparación del agua tratada con el nuevo tratamiento versus el agua no tratada. No se realiza la comparación de los tres eventos al mismo tiempo debido a que es imposible tener en un mismo mes el tratamiento antiguo y el nuevo, es decir, el agua no tendría las mismas especificaciones y no sería relevante su comparación.

Estas comparaciones se realizan a través de gráficos con el fin de ver la eficiencia de la planta de tratamiento con los nuevos equipos y productos químicos que la empresa Gran Tierra Energy Inc. ha implementado. Adicionalmente se realizó un estudio de la fuente de captación de agua, para comprobar su relevancia en las propiedades del agua a tratar.

Adicionalmente se presenta la **Tabla 22** en donde se encuentra resumida la información presentada en el capítulo anterior a modo de promedios totalizados, con el objetivo de poder llevar a cabo la comparación de las diferentes propiedades del agua.

Tabla 22. Propiedades promedios de las diferentes aguas.

ANT Vs TA Vs TN

Propiedad	Unidades	Agua		
		ANT	TA	TN
Salinidad	ppm	21.76	21.9	19.79
Alcalinidad	ppm	21.30	21.70	21.30
Dureza	ppm	46.29	41.33	46.29
pH	Adimensional	6.34	6.76	6.63
Temperatura	°C	23.32	24.00	23.45
SST	ppm	39.10	24.06	11.96
OD	ppb	9382.96	442.09	51.38

Fuente. Elaboración propia.

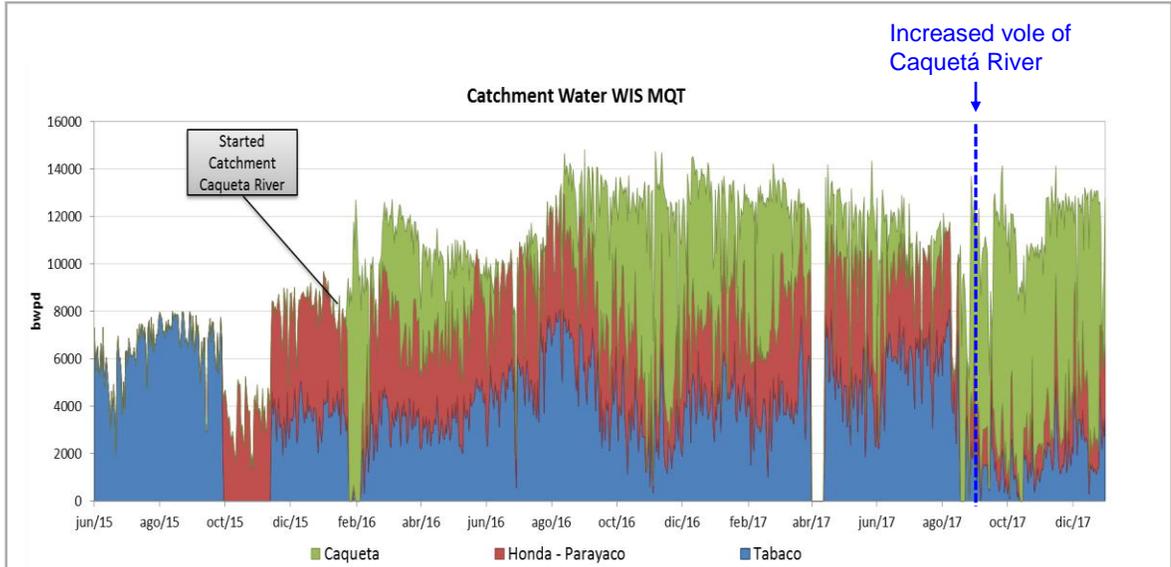
5.1 FUENTE DE CAPTACION DE AGUA

Las fuentes hídricas de las que recibe agua el Campo Moquetá para las diferentes operaciones son las quebradas Tabaco y Parayaco, el Río Caquetá y la PTARD; siendo el Río Caquetá el de mayor relevancia, ya que es el de mayor caudal y del que se toma más agua para inyectar en el campo.

5.1.1 Comparación de las fuentes de captación. El Campo Moquetá al estar limitado por el Río Caquetá y después del vencimiento de la licencia ambiental que permitía a la empresa Canadiense Gran Tierra Energy Inc. captar el agua de la quebrada Trejos, se tomó la decisión de captar agua de este río para inyectarlo a las arenas petrolíferas del campo y mantener así su producción de hidrocarburos.

El volumen de agua tomado de las tres principales fuentes actuales por el Campo Moquetá se puede apreciar en la **Gráfica 26** en donde se resaltan dos eventos, el primero el inicio de la captación de agua del Rio Caquetá y el segundo, el incremento del volumen de agua captado del Rio Caquetá.

Gráfica 26. Representación del volumen de agua tomado de cada fuente hídrica.

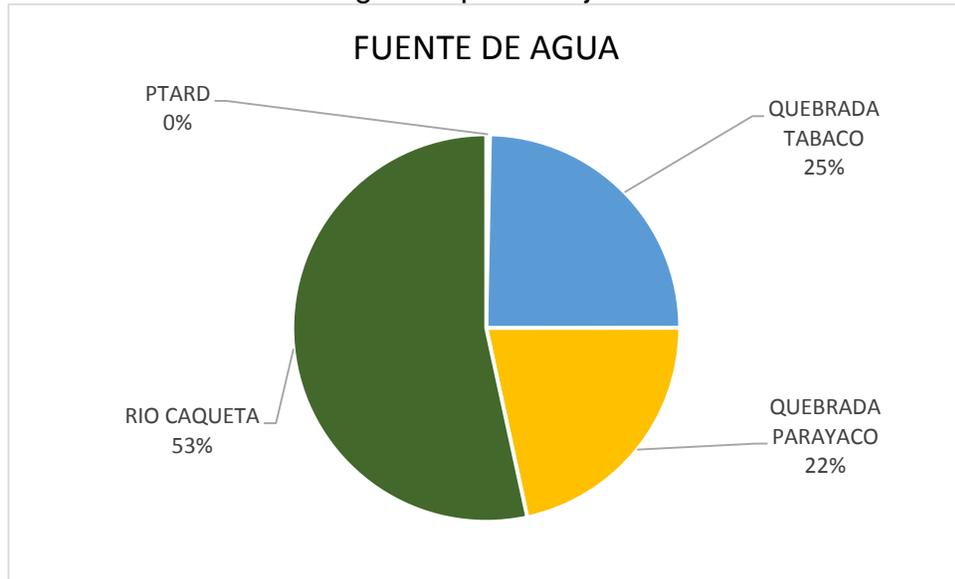


Fuente. Gran Tierra Energy Inc.

En la **Gráfica 27** Se puede apreciar el porcentaje de agua captada de cada una de las fuentes hídricas para el proyecto de inyección durante los cuatro meses de estudio. Se observa como el Rio Caquetá es la fuente hídrica con mayor aporte al proyecto de inyección de agua, seguido de la Quebrada Trejos y la Quebrada Parayaco. También se puede observar como la PTARD tiene un aporte casi despreciable en los cuatro meses de estudio.

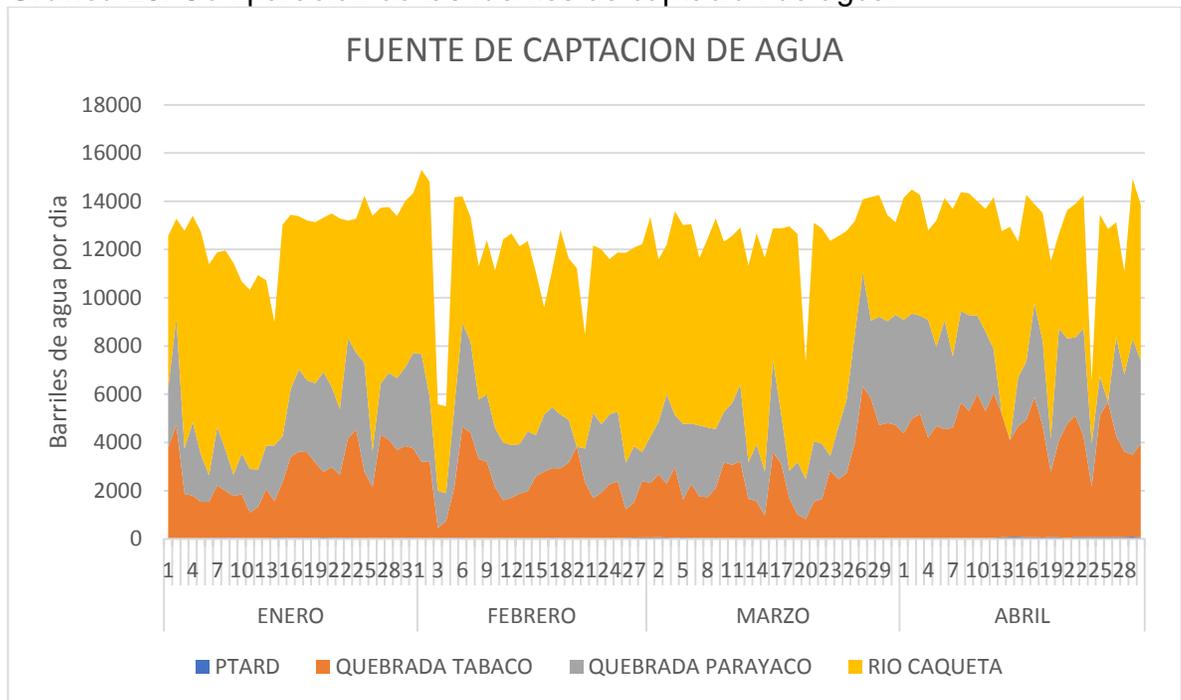
Del mismo modo, en la **Gráfica 28** se realiza la comparación del volumen de agua de cada una de las fuentes hídricas de las que se ha captado agua para el proyecto de inyección de agua en el Campo Moquetá en el periodo de tiempo de enero al mes de abril de 2018. Se evidencia como el Rio Caquetá es la fuente que más aporta agua en el periodo de estudio. Las quebradas Tabaco y Parayaco también tienen un buen aporte de agua para inyectar en el Campo Moquetá mientras que la PTARD no aporta una cantidad considerable.

Gráfica 27. Fuente de agua en porcentaje.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 28. Comparación de las fuentes de captación de agua.



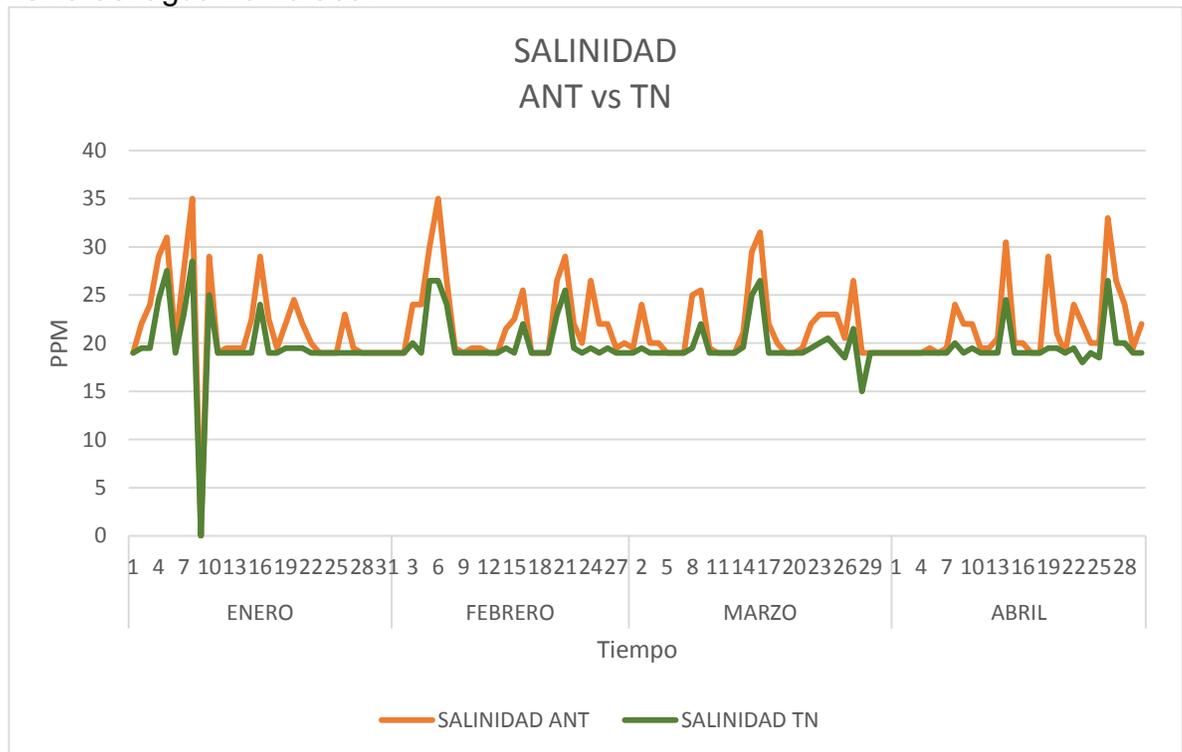
Fuente. Elaboración propia.

5.2 AGUA TRATADA CON EL NUEVO TARATAMIENTO VS. AGUA NO TRATADA

La comparación de las propiedades del agua tratada con el nuevo tratamiento con el agua no tratada se realiza en el periodo de tiempo de enero a abril de 2018. Esto se hace con el objetivo de verificar que la planta de tratamiento de agua esté cumpliendo con las expectativas de la empresa Gran Tierra Energy Inc.

La **Gráfica 29** evidencia la comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada. Estas no presentan cambios muy representativos una con respecto de la otra, ya que estas muestras fueron tomadas en el mismo periodo de tiempo y porque esta propiedad no se ve afectada por la planta de tratamiento de agua.

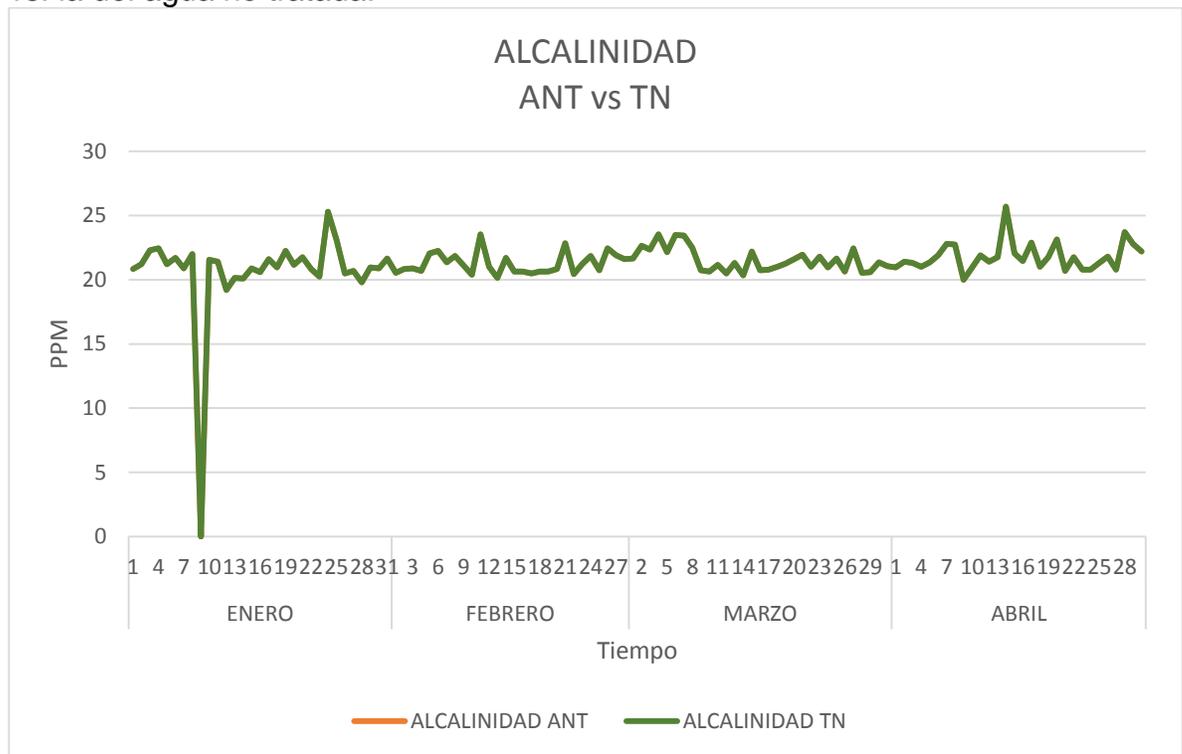
Gráfica 29. Comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 30** se puede apreciar la comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada. En esta se puede evidenciar que esta propiedad no se ve afectada por la planta de tratamiento de agua ya que sus valores no presentan un cambio significativo. Además, sus picos coinciden debido a que pertenecen al mismo periodo de tiempo evaluado.

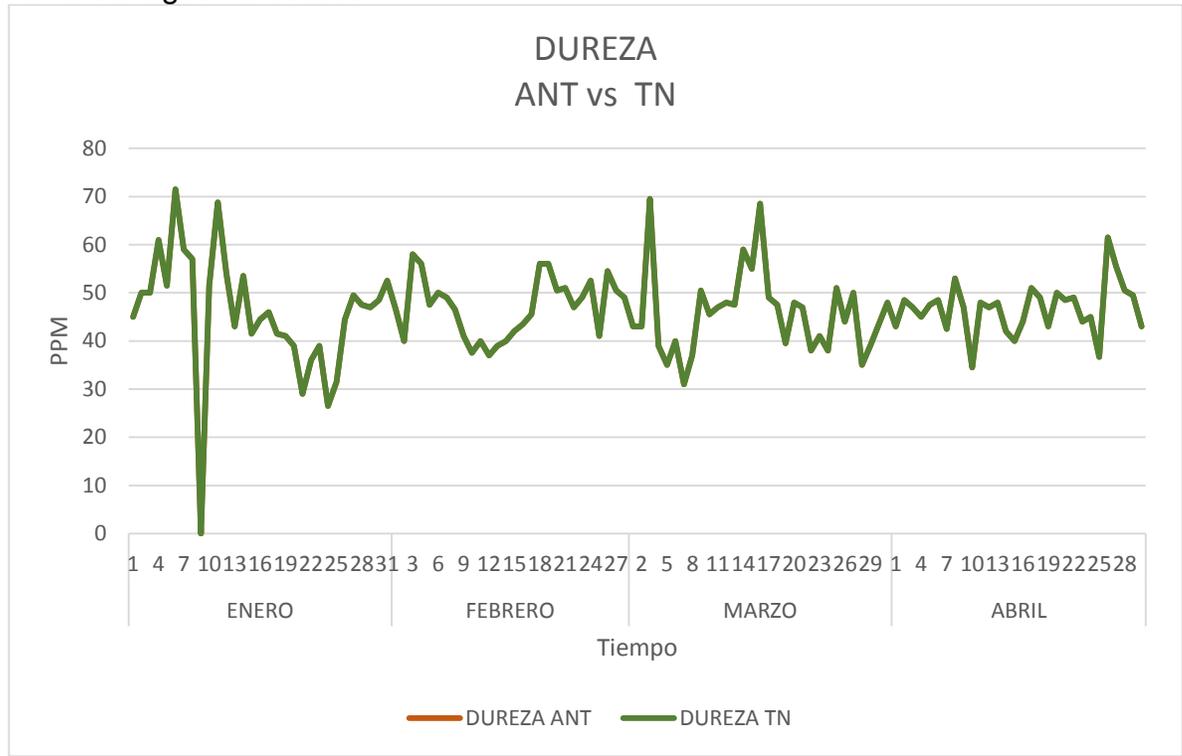
Gráfica 30. Comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 31** muestra la comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada. En esta no se puede apreciar un cambio representativo ya que esta propiedad no se ve afectada por la planta de tratamiento de agua y porque estas muestras fueron tomadas en el mismo periodo de evaluación.

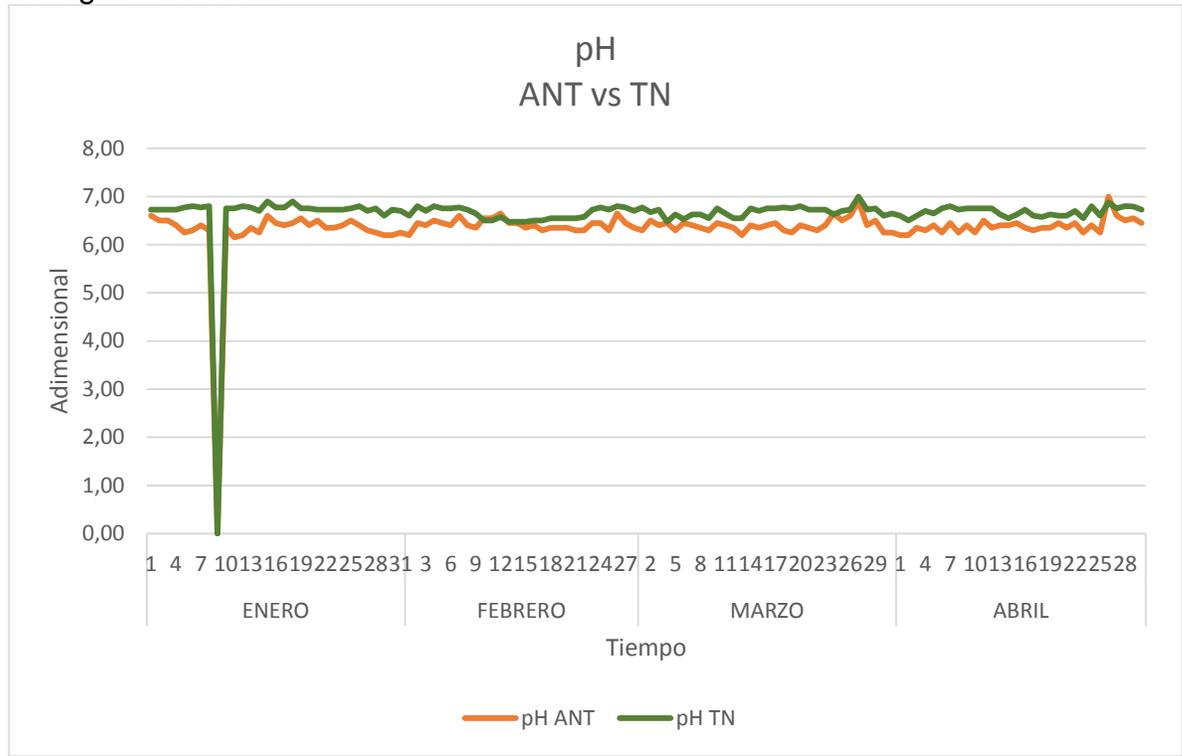
Gráfica 31. Comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 32** se puede observar la comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada. Se aprecia que el pH del agua tratada es ligeramente superior al del agua no tratada, ya que en el TN se adicionó soda caustica, que es un producto químico que incrementa el pH de la solución. Sin embargo, no es un cambio que represente problemas en las condiciones para inyectar el agua.

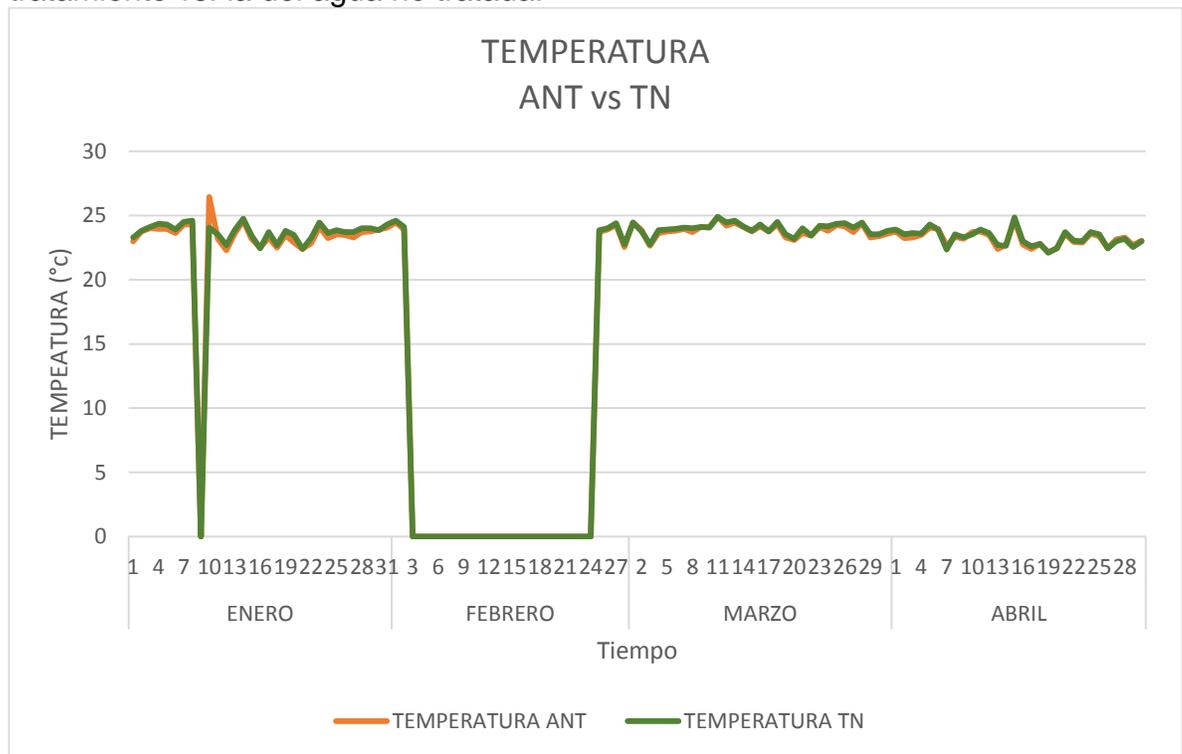
Gráfica 32. Comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 33** evidencia la comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada. En esta no se aprecia un cambio significativo a pesar de la implementación del Chiller, ya que este se encuentra ubicado a la mitad del proceso y la prueba de temperatura es tomada al final de la planta de tratamiento de agua.

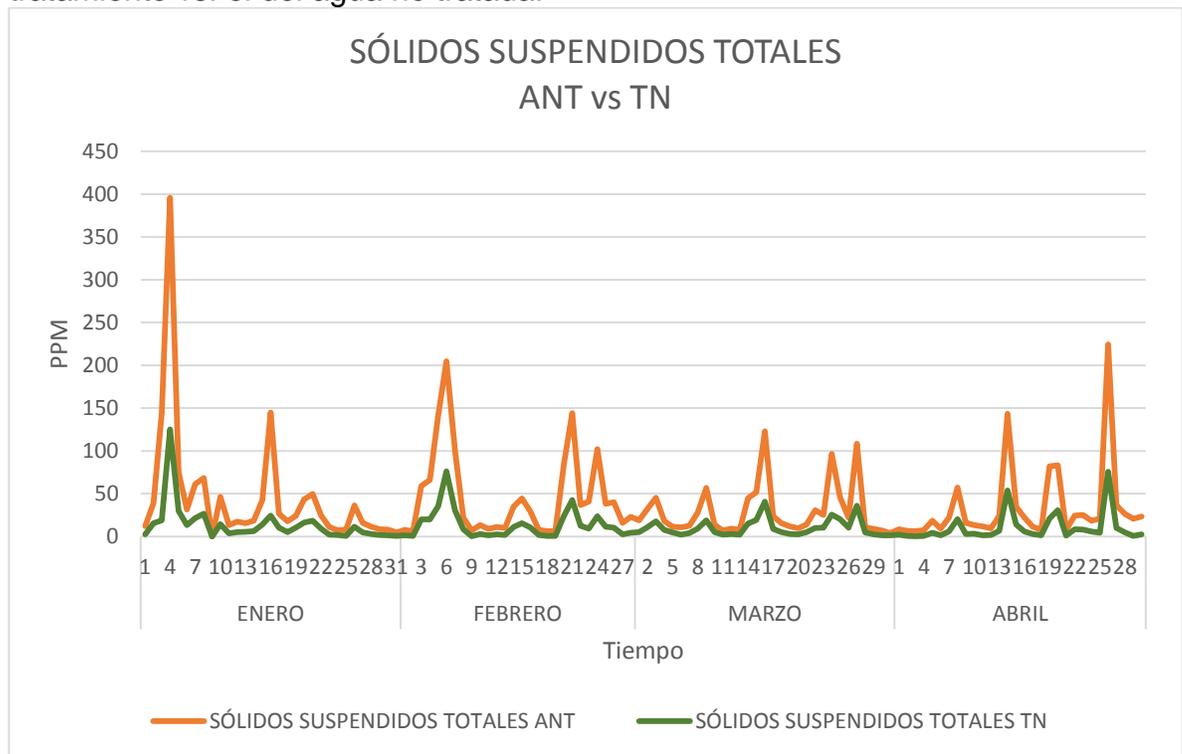
Gráfica 33. Comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 34** se puede observar la comparación del contenido de sólidos suspendidos totales del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada. En esta se tienen mejores resultados con el agua tratada gracias a los equipos de control de sólidos y los coagulantes; se tiene una reducción de 27,14 ppm en un promedio realizado a todos los resultados de las muestras en los 4 meses evaluados (ver **Tabla 22**). También cabe resaltar que los picos coinciden ya que corresponden al mismo periodo de tiempo evaluado.

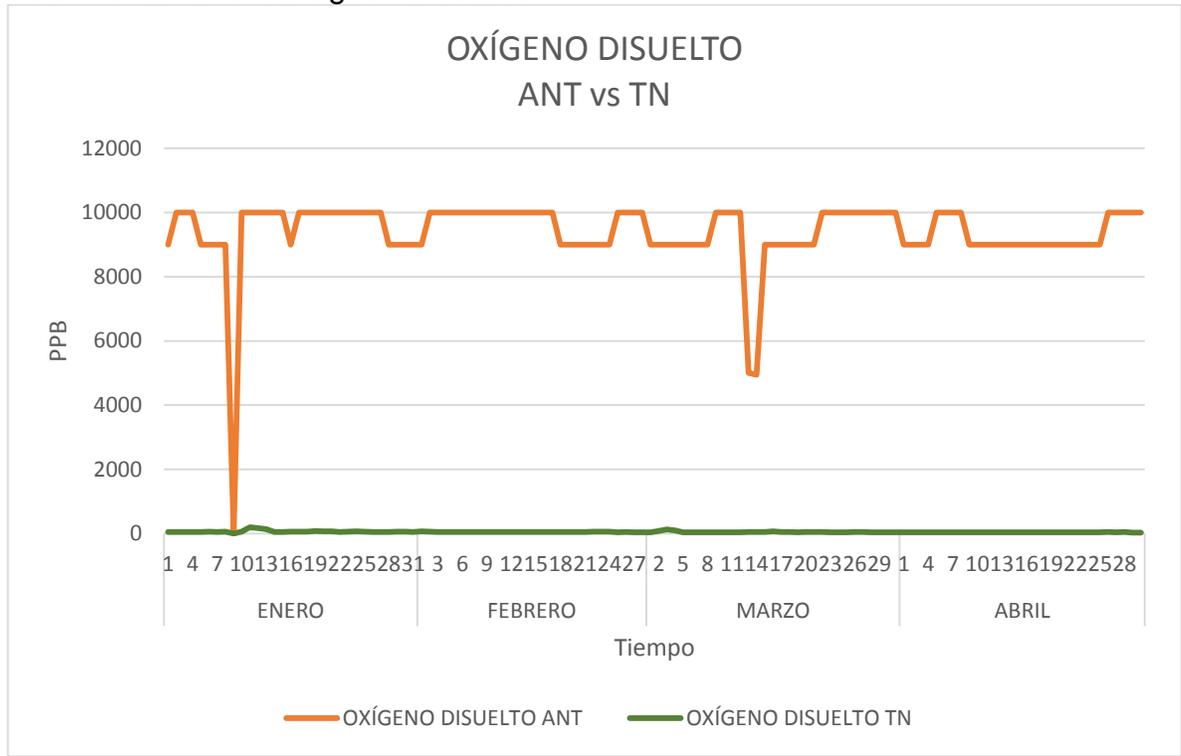
Gráfica 34. Comparación del contenido de SST del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 35** muestra la comparación del contenido de oxígeno disuelto del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada y se puede apreciar una disminución de 9331,58 ppb (ver **Tabla 22**) lograda gracias al efecto de la torre desoxigenadora y los secuestrantes de oxígeno dosificados en la planta de tratamiento de agua. En esta gráfica además se puede observar que los picos no coinciden, esto debido al error humano generado al momento de la lectura final de los resultados en el laboratorio.

Gráfica 35. Comparación del contenido de OD del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua no tratada.



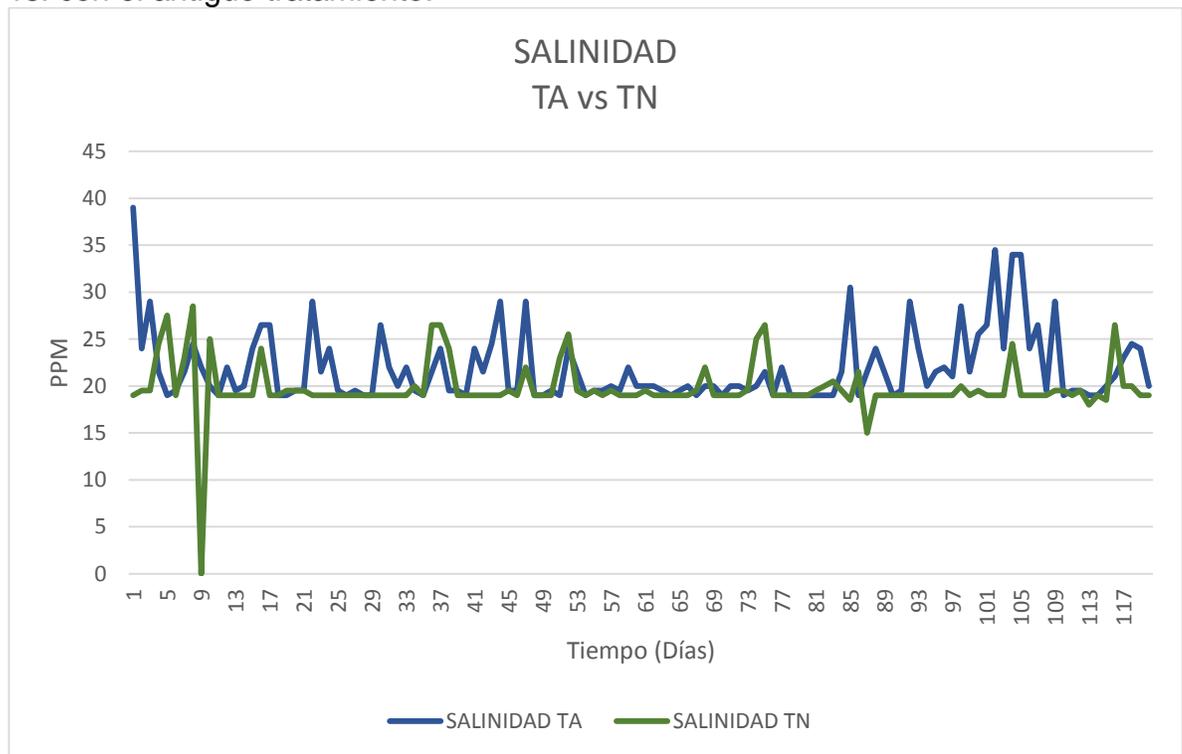
Fuente. Elaboración propia.

5.3 AGUA TRATADA CON EL ANTIGUO TRATAMIENTO VS. CON EL NUEVO TRATAMIENTO

El objetivo de esta comparación es comprender mejor como el nuevo tratamiento aumenta la capacidad de mejoramiento de las propiedades problemáticas del Campo Moquetá. Para esta comparación se tomaron los resultados de las muestras del antiguo tratamiento de cuatro meses seguidos entre la fecha de inicio de la captación de agua del Rio Caquetá y la implementación del nuevo tratamiento.

La **Gráfica 36** muestra la comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua tratada con el antiguo tratamiento. En esta se tiene que no coinciden los picos ya que estos pertenecen a periodos distintos de evaluación; sin embargo, son valores que no cambian mucho uno con respecto del otro, ya que la planta de tratamiento de agua no afecta esta propiedad y la implementación de los nuevos procesos tampoco intervienen en algún cambio para la salinidad.

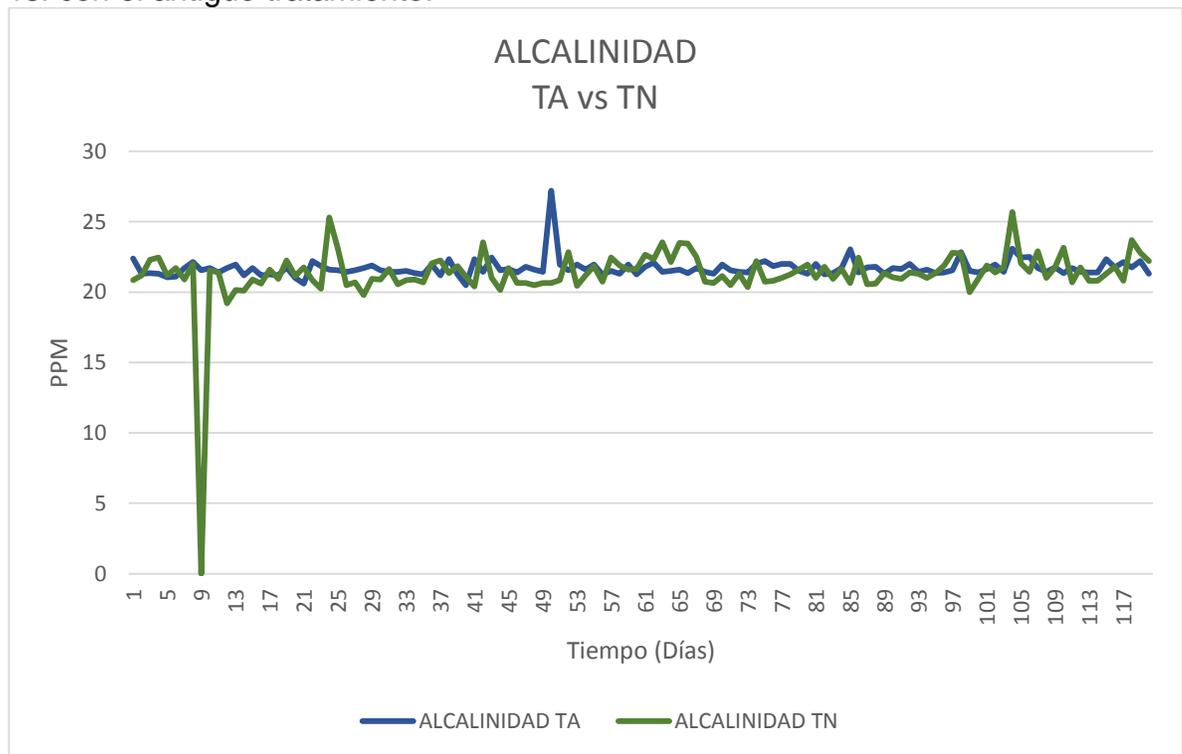
Gráfica 36. Comparación de la salinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 37** se puede apreciar la comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua tratada con el antiguo tratamiento. Para ambos casos se tiene un comportamiento similar, esto se debe a que esta propiedad no se ve afectada por ninguno de los procesos de la planta de tratamiento de agua ni por la implementación de los nuevos equipos y productos. También se puede observar que los picos no coinciden, ya que corresponden a un periodo distinto de evaluación.

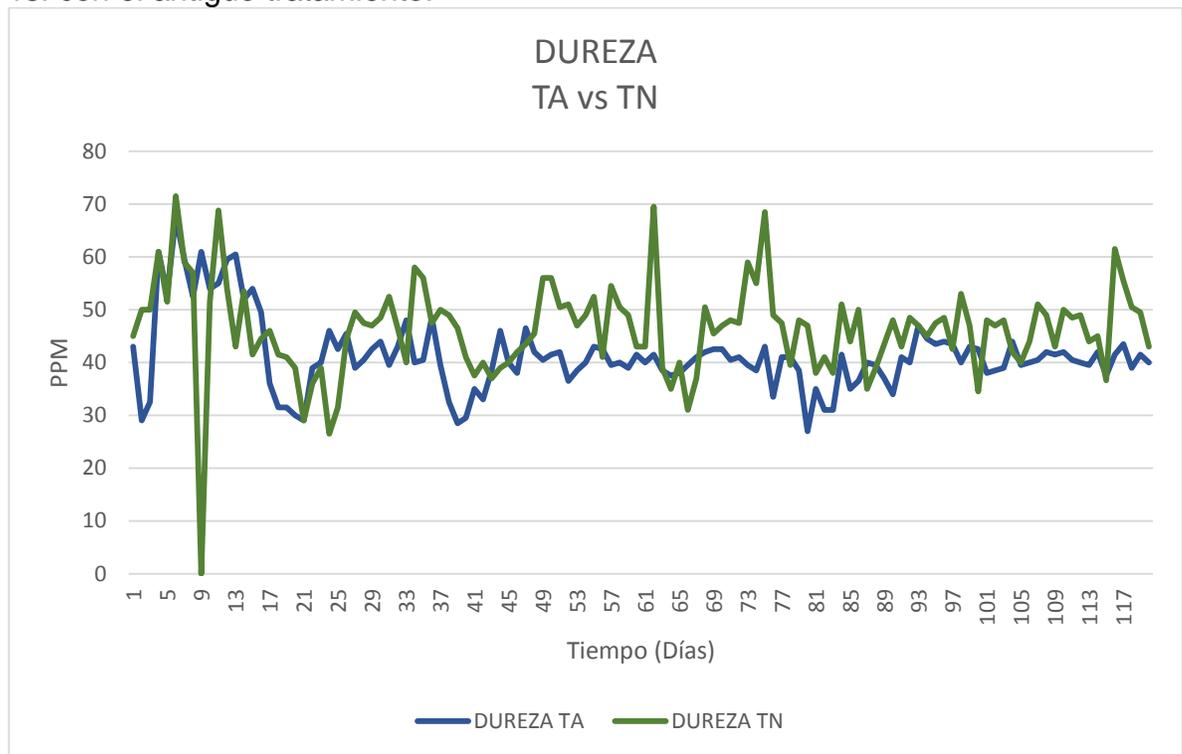
Gráfica 37. Comparación de la alcalinidad del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 38** evidencia la comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua tratada con el antiguo tratamiento. Esta muestra como la dureza con el TN en promedio es superior a la del TA, esto debido a que no pertenecen al mismo periodo de tiempo evaluado, es decir, en el periodo en el que se evaluó la dureza con el TN se obtuvo un mayor arrastre de partículas con calcio y magnesio en el río, que cuando se evaluó con el TA. Sin embargo, cabe resaltar que esta propiedad no se ve afectada por la planta de tratamiento de agua antigua ni por la nueva.

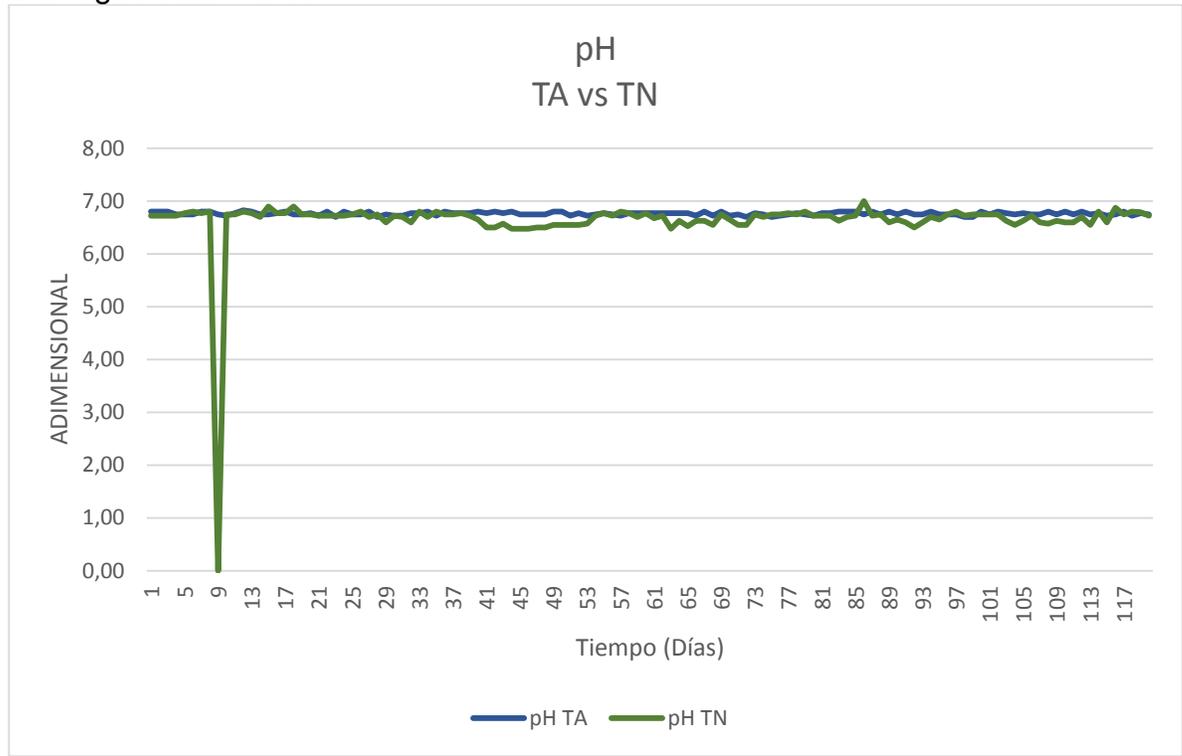
Gráfica 38. Comparación de la dureza del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 39** se aprecia la comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua tratada con el antiguo tratamiento. En esta se observa que no existe un cambio significativo entre un caso y otro, ya que el pH en ambos casos ha visto un ligero incremento por el efecto de la soda cáustica.

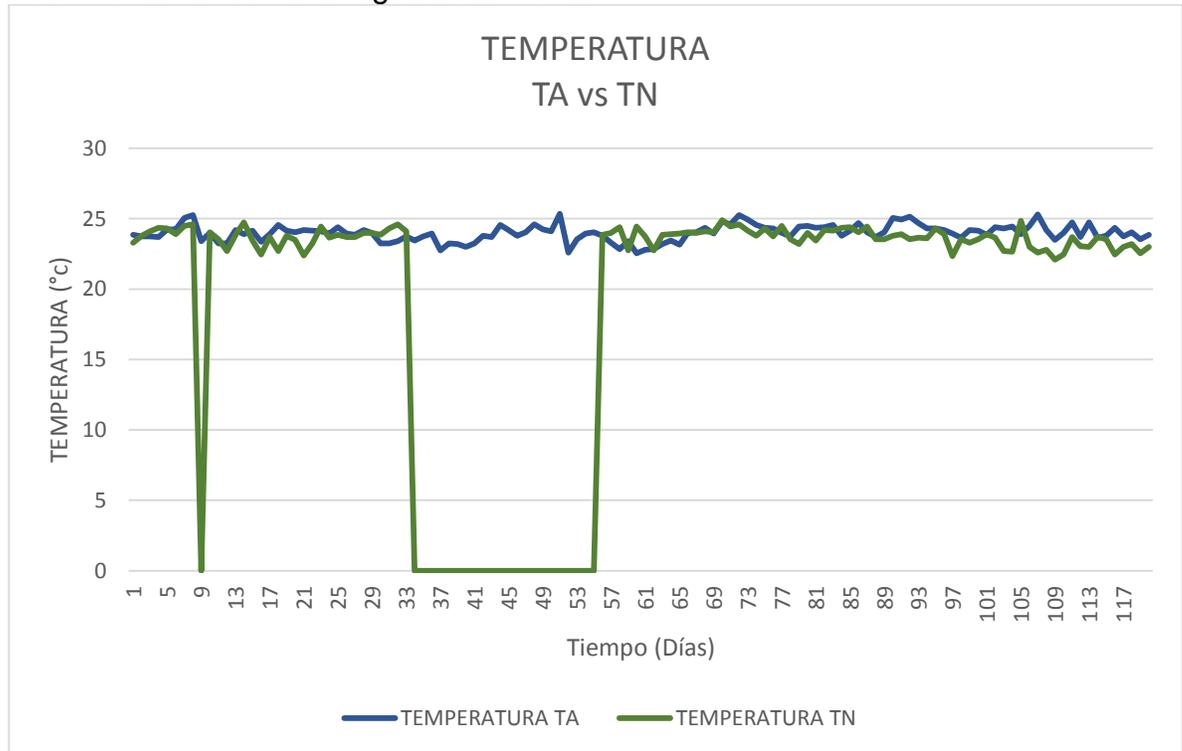
Gráfica 39. Comparación del pH del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 40** muestra la comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. la del agua tratada con el antiguo tratamiento. En esta no se presentan cambios significativos a pesar de la implementación del Chiller en el TN, ya que este se encuentra ubicado a la mitad del proceso y la temperatura del agua es tomada al final del tratamiento, en donde esta tiende a volver a la temperatura ambiente.

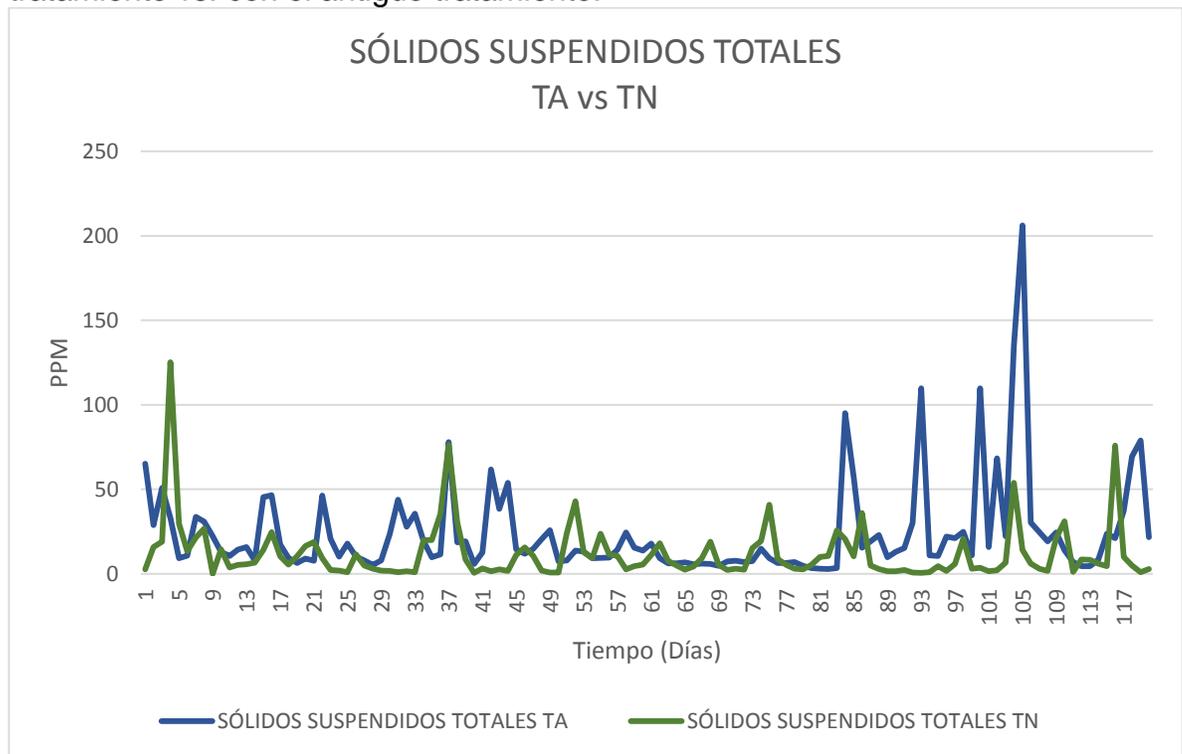
Gráfica 40. Comparación de la temperatura del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 41** se logra apreciar la comparación del contenido de sólidos suspendidos totales del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua tratada con el antiguo tratamiento. Se tiene que el contenido de SST del TN logró una reducción promedio de 27.14 ppm (ver **Tabla 22**) con respecto al agua no tratada, debido a la dosificación de los coagulantes en el equipo microfiltrador; mientras que los del TA habían logrado una reducción promedio de 15.04 (ver **Tabla 22**) con la ayuda únicamente de los equipos de control de sólidos.

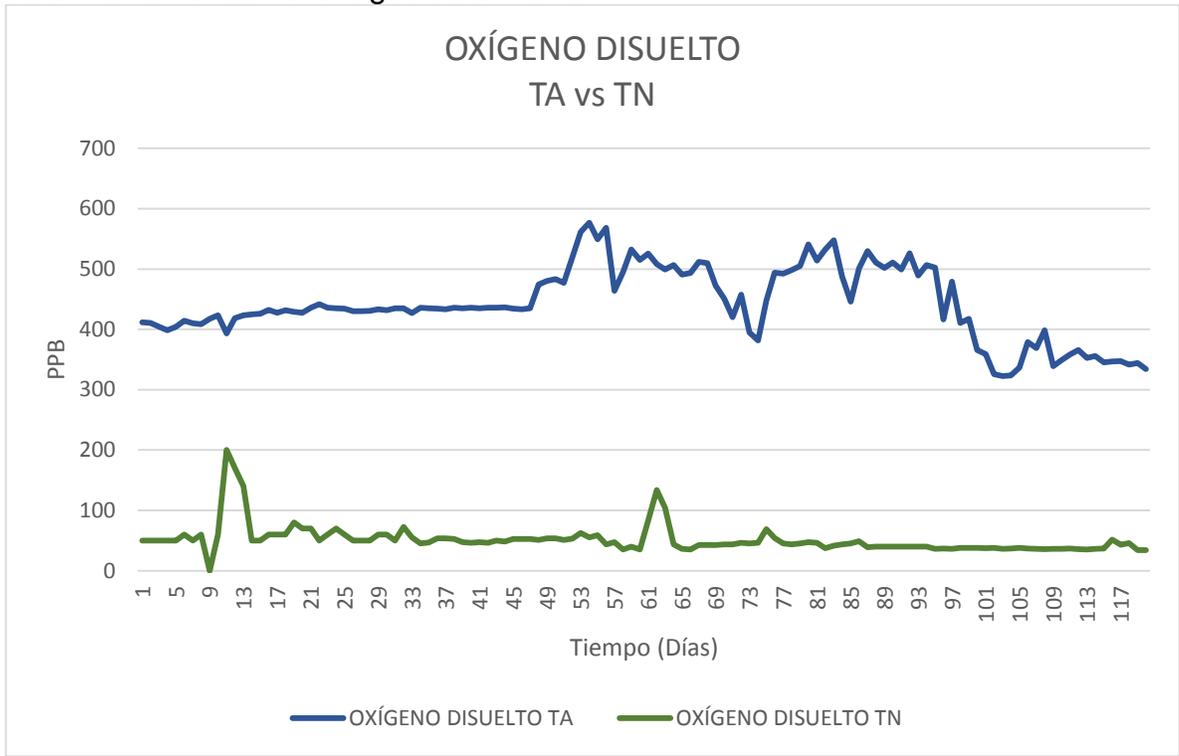
Gráfica 41. Comparación del contenido de SST del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 42** presenta la comparación del contenido de oxígeno disuelto del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. el del agua tratada con el antiguo tratamiento. Se puede apreciar como con el TA se logró reducir 8940.87 ppb (ver **Tabla 22**) con respecto al ANT con la ayuda de la torre desoxigenadora y como con el TN se obtuvo un mejor resultado, reduciendo en promedio 9331.58 ppb (ver **Tabla 22**) gracias al efecto de la dosificación de los secuestrantes de oxígeno en la planta de tratamiento.

Gráfica 42. Comparación del contenido de OD del agua tratada con el nuevo tratamiento vs. con el antiguo tratamiento.



Fuente. Elaboración propia.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Moquetá se caracteriza por inyectar agua como método de recobro secundario. Para llevar a cabo esta actividad la empresa Gran Tierra Energy Inc. implementó una planta de tratamiento para el agua captada de la Quebrada Trejos. Sin embargo, a partir del 30 de noviembre de 2015 la licencia ambiental para dicha captación finalizó y la captación de agua se empezó a realizar del Rio Caquetá.

Para evitar problemas asociados a la captación de agua del Rio Caquetá como solidos suspendidos, bacterias sulfato reductoras y oxígeno disuelto la empresa amplió la planta de tratamiento del agua. Esto lo hizo mediante la implementación de un Chiller y diferentes productos químicos.

La evaluación financiera del proyecto se realizó tomando como unidad monetaria de valor constante los pesos colombianos (COP), con una tasa de interés de oportunidad del 10% efectivo anual. El proyecto tuvo una duración de cuatro meses en los cuales se tomaron los gastos totales generados por el nuevo tratamiento. La metodología utilizada en el proyecto es el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Beneficio Costo (B/C).

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Para el desarrollo del análisis financiero del proyecto, es necesario conocer los costos de operación de cada uno de los escenarios que se presentaron en la implementación de la planta de tratamiento de agua para inyectar como método de recobro secundario en el Campo Moquetá.

6.1.1 CAPEX. El CAPEX o gastos de capital, hace referencia a los costos de la inversión, es decir, el capital inicial de la empresa Gran Tierra Energy Inc. para comprar los equipos y productos químicos con el fin de mantener la producción del Campo Moquetá. Para este proyecto se tiene en cuenta un equipo, como lo es el Chiller y se tienen en cuenta varios productos químicos como secuestrantes de oxígeno, coagulantes, soda cáustica, inhibidores de corrosión e hipoclorito, como se muestra en la **Tabla 23**.

Tabla 23. CAPEX de la implementación de la planta de tratamiento de agua en el Campo Moquetá.

	Cantidad	Valor	Unidad	Valor por cantidad	Unidad
Chiller					
Valor	1	\$ 46,402,766	Pesos colombianos	\$ 46,402,766	Pesos colombianos
Productos químicos					
Secuestrante de oxígeno	3041	\$ 22,000	Pesos colombianos	\$66,902,000	Pesos colombianos
Coagulante	909	\$ 23,000	Pesos colombianos	\$20,907,000	Pesos colombianos
Soda caustica	120	\$ 20,000	Pesos colombianos	\$2,400,000	Pesos colombianos
Inh de corrosion	1924	\$ 35,000	Pesos colombianos	\$67,340,000	Pesos colombianos
Biocida hipoclorito	1886	\$ 26,000	Pesos colombianos	\$49,036,000	Pesos colombianos
TOTAL				\$252,987,766	Pesos colombianos

Fuente. Elaboración propia.

6.1.2 OPEX. Este hace referencia a los costos diarios adicionales que se tienen en la operación, tales como costos de energía, mantenimiento de los equipos, costos generados a partir de la producción y los operarios o personal de apoyo para poder llevar a cabo la operación. La **Tabla 24** muestra los costos de dichos aspectos.

Tabla 24. OPEX de la implementación de la planta de tratamiento de agua en el Campo Moquetá.

	cantidad	valor	unidad	valor total	unidad
Costos					
Energia	518400	\$ 300	Pesos colombianos	\$ 155,520,000	Pesos colombianos
Mantenimiento	4	\$ 3,000	Dolares	\$ 36,000,000	Pesos colombianos
Produccion	11876	\$ 12	Dolares	\$ 427,543,683	Pesos colombianos
Mano de obra					
Operarios	3	\$ 4,800,000	Pesos colombianos	\$ 57,600,000	Pesos colombianos
TOTAL				\$676,663,683	Pesos colombianos

Fuente. Elaboración propia.

6.2 INGRESOS PARA LA COMPAÑÍA

Los ingresos que tiene la compañía Gran Tierra Energy Inc. corresponden al dinero obtenido por la venta del crudo producido en el Campo Moquetá. Para este proyecto se tiene en cuenta la producción mensual en dicho campo y teniendo como referencia el precio promedio del petróleo en los meses de enero a abril de 2018, tal y como lo muestra la **Tabla 25**.

Tabla 25. Ingresos mensuales del Campo Moquetá.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Producción de crudo (barriles)	127100.0	112121.3	121237.9	114589.3
Precio promedio del barril (dólares)	\$ 66.85	\$ 63.46	\$ 63.65	\$ 68.30
Valor ingreso (pesos colombianos)	\$ 25,489,905,000	\$ 21,345,659,440	\$ 23,150,370,428	\$ 23,479,355,242

Fuente. Elaboración propia.

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para saber si la implementación de la planta de tratamiento de agua es un proyecto viable o no, y el tiempo que se tarda en recuperar la inversión la compañía Gran Tierra Energy Inc., se han elegido los indicadores financieros de Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) respectivamente.

6.3.1 Valor Presente Neto (VPN): Es el indicador más seguro, ya que en un proyecto de inversión calcula el valor medido en tiempo presente, es decir, el dinero actual de los ingresos y egresos, presentes y futuros del proyecto.¹²¹

El valor presente neto depende de la tasa de interés empleada en el proyecto. Si este valor de VPN es menor a cero, el proyecto no es atractivo; si el valor de VPN es igual a cero, el proyecto es indiferente; y si el VPN es mayor a cero, el proyecto es conveniente.¹²²

La **Ecuación 7** corresponde a la manera adecuada de calcular el VPN para un proyecto de inversión.

Ecuación 7. Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = \sum \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. p.197

Donde:

VPN, es el valor presente neto a calcular.

F, es el flujo de caja neto.

i, es la tasa de interés de oportunidad (TIO).

n, es el número de periodos en los que se desea evaluar el proyecto.

6.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Este indicador tiene como objetivo medir la rentabilidad de una inversión, es decir, los intereses que ganan los dineros que han sido invertidos en el proyecto.¹²³ La Tasa Interna de Retorno corresponde a la tasa

¹²¹ INFANTE VILLAREAL, Arturo. EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSION. Editorial Norma. p. 66.

¹²² Ibid. 71.

¹²³ Ibid. 88.

en la que los flujos de caja son despreciados para que tanto los ingresos como los egresos sean iguales. Desde otro punto de vista, la TIR es la tasa obtenida cuando el VPN es igual a cero.¹²⁴

La **Ecuación 8** representa la fórmula para calcular la TIR en un proyecto de inversión.

Ecuación 8. Tasa Interna de Retorno.

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{F}{(1+i)^n} = 0$$

Fuente. ACHING GUZMAN, Cesar. Matemáticas Financieras para toma de decisiones empresariales. P.138.

Donde:

TIR, es la Tasa Interna de Retorno que se desea calcular.

F, es el valor de flujo de caja de cada periodo a calcular.

i, es la tasa de interés de oportunidad (TIO).

n, es el número de periodos del flujo de caja neto.

6.3.3 Relación Beneficio/Costo (B/C). Este indicador financiero es utilizado en diferentes proyectos para determinar su viabilidad, en base a la razón de los beneficios y los costos asociados al mismo.¹²⁵ En proyectos particulares el dueño es quien recibe los beneficios y a su vez quien realiza los gastos.

Consiste en proyectar en valor presente los beneficios del proyecto y dividirlo en el valor presente de los costos, como se muestra en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Relación Beneficio/Costo.

$$\text{Relación B/C} = \frac{\text{Valor Presente de los Ingresos}}{\text{Valor Presente de los Costos}}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. 263 p.

Si la relación B/C > 1, los ingresos son mayores que los egresos y el proyecto es aconsejable; si la relación B/C = 1, los ingresos son iguales a los egresos y el proyecto es indiferente; finalmente, si la relación B/C < 1, los ingresos son menores a los egresos y el proyecto no es aconsejable.¹²⁶

6.3.4 Flujo de Caja. La elaboración del flujo de caja se hace para presentar en un cuadro un formato de resultados más ordenado; en este se tienen en cuenta

¹²⁴ BACA CURREA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. 237 p.

¹²⁵ ARCHING GUZMAN, Cesar. MATEMATICAS FINANCIERAS. Editorial Consejo Económico y Social de España. 139 p.

¹²⁶ *Ibíd.*, 139-140 p.

aspectos como la utilidad antes de impuestos, intereses, depreciaciones, amortizaciones, impuestos e inversiones.¹²⁷

El resultado obtenido del flujo de caja permite realizar la evaluación financiera mediante los indicadores de VPN, TIR y B/C. Para el caso de este proyecto se tiene en cuenta que el periodo para realizar dichos cálculos es de cuatro meses. La **Tabla 26** muestra el flujo de caja elaborado para este proyecto.

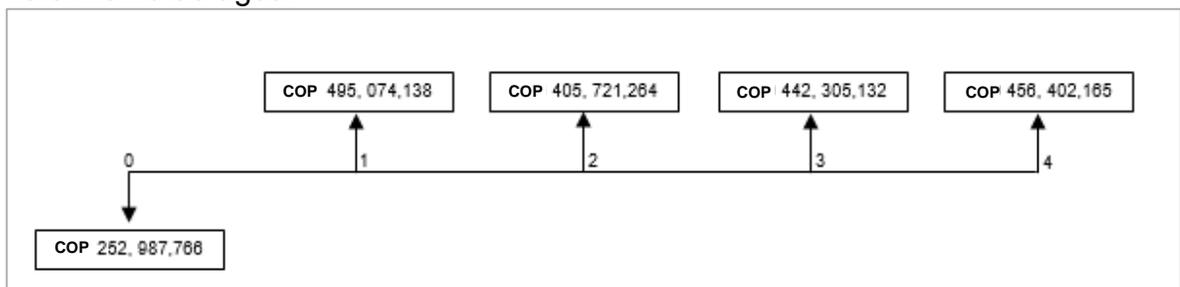
Tabla 26. Flujo de Caja.

	Periodo				
	0	1	2	3	4
Ingresos		\$ 637,247,625	\$ 533,641,486	\$ 578,759,261	\$ 586,983,881
Costos de producción		-\$ 114,390,000	-\$ 100,909,200	-\$ 109,114,079	-\$ 103,130,404
Costo operativo		-\$ 14,623,200	-\$ 4,601,600	-\$ 14,623,200	-\$ 14,616,000
Costo de mantenimiento		-\$ 9,000,000	-\$ 9,000,000	-\$ 9,000,000	-\$ 9,000,000
Utilidad antes de impuestos		\$ 499,234,425	\$ 409,130,686	\$ 446,021,982	\$ 460,237,477
Impuesto de renta		\$ 4,160,287	\$ 3,409,422	\$ 3,716,850	\$ 3,835,312
Utilidad después de impuestos		\$ 495,074,138	\$ 405,721,264	\$ 442,305,132	\$ 456,402,165
Inversión	-\$ 252,987,766				
Flujo neto de efectivo	-\$ 252,987,766	\$ 495,074,138	\$ 405,721,264	\$ 442,305,132	\$ 456,402,165

Fuente. Elaboración propia.

La respectiva línea de tiempo del proyecto se demuestra en la **Figura 23**.

Figura 23. Diagrama del Flujo de Caja de la implementación de la planta de tratamiento de agua.



Fuente. Elaboración propia.

¹²⁷ BACA CURREA, Guillermo. Op. Cit. 211 p.

6.3.5 Resultados Con los resultados obtenidos en el flujo de caja de la operación de implementación de la planta de tratamiento de agua en el Campo Moquetá, se evalúa el VPN, la TIR y el B/C, mediante las formulas previamente mencionadas: la Ecuación 7 y la Ecuación 8. Estos cálculos se realizan a partir de una TIO de 10% anual.

Los resultados de los indicadores son mostrados en la siguiente **Tabla 27**.

Tabla 27. Resultados de los indicadores financieros: VPN, TIR y B/C.

Indicador	Resultado	Unidad
VPN	2,015,942,988.59	Pesos colombianos
TIR	182	%
B/C	3,9528E-09	Adimensional

Fuente. Elaboración propia.

6.3.6 Interpretación de resultado. Los resultados son positivos para la empresa Gran Tierra Energy Inc., ya que se puede apreciar un VPN positivo, indicando la viabilidad del proyecto. Se generan ganancias de 2,015'942,988.59 COP en el momento de la evaluación.

Además, se tiene un valor de 182% en la TIR. Este elevado valor se debe a que la operación de tratamiento de agua de inyección no afecta el aumento de producción de crudo en el Campo Moquetá; esta solo busca mantener estable la producción ya existente. Por otro lado, la inversión en equipos y productos químicos no es significativa en comparación con las ganancias que genera la producción del campo. En contraparte, el B/C al ser 3,9528E-09, indica que no es un proyecto viable financieramente, este indicador genera esta respuesta ya que no se tuvo en cuenta el beneficio económico generado por la producción de hidrocarburos, dato que si se tuvo en cuenta para los otros indicadores. El beneficio que se toma en cuenta en este caso es el mejoramiento de las propiedades del agua a inyectar, mejora que se puede apreciar en la comparación realizada en el capítulo anterior.

7. CONCLUSIONES

- Las principales rocas reservorio del Campo Moquetá son las areniscas de la Formación Caballos y la Unidad T de la Formación Villeta, con porosidades aproximadamente de 12% y 16% y con permeabilidades de 150mD y 70mD respectivamente. Estos reservorios cuentan con propiedades petrofísicas apropiadas para la inyección de agua, lo que permitió la implementación de esta como método de recobro secundario.
- Se describieron de manera detallada las características de inyección del Campo Moquetá, así como el tratamiento antiguo para el agua que es inyectada como método de recobro secundario. La planta del tratamiento antiguo fue diseñada bajo una caracterización diferente de las propiedades del agua a tratar ya que se contaba con otra fuente de captación hídrica y que fue insuficiente por los resultados traducidos en problemas de taponamiento y corrosión de tuberías de inyección, disminución de permeabilidad de la cara de la formación, entre otros. Por esto la empresa Gran Tierra Energy Inc. decidió mejorar la planta de tratamiento existente.
- La implementación de la planta de tratamiento nueva busca dar solución principalmente a la alta concentración de SST y OD. Se incorporaron coagulantes para reducir los altos niveles de SST y un equipo de enfriamiento (Chiller) para poder mejorar el efecto generado por la adición de secuestrantes de oxígeno a manera de baches para la disminución de las altas concentraciones de OD, teniendo como objetivo principal llegar al target establecido por la empresa de cada una de las propiedades y poder realizar la inyección de agua.
- Se realizó la comparación del aporte de las fuentes de captación de agua desde el primero de enero hasta el 30 de abril del 2018, siendo el Río Caquetá la fuente hídrica que más aporta agua al Campo Moquetá con un total de 6000 BWPD. Por esta razón, sus propiedades fisicoquímicas son las que más afectan las condiciones de inyección de agua esperadas en el campo.
- Se logró comprobar que tanto para el agua no tratada, como para el agua tratada con el antiguo y el nuevo tratamiento el agua es dulce, de alcalinidad baja, su dureza se determinó como blanda, el pH es ligeramente ácido y la temperatura se mantuvo cercana a la ambiente. Al realizar la comparación de cada propiedad en los tres eventos, se logró observar que estas propiedades sufren cambios

despreciables con respecto al tiempo y a los tratamientos realizados al agua, ya que como tal la planta de tratamiento de agua no las afecta.

- El contenido de SST con el tratamiento antiguo alcanzaba remoción de aproximadamente 62% y con el tratamiento nuevo alcanza una remoción de aproximadamente 69%; para el contenido de oxígeno disuelto, la remoción con el tratamiento antiguo era de 95% y con el tratamiento nuevo es de más del 99%; con lo que se pudo concluir que la eficiencia del tratamiento nuevo es superior a la del tratamiento antiguo. Cabe aclarar que el Oxígeno disuelto del agua no tratada no es representativo debido a que los datos obtenidos a partir del cálculo realizado con este parámetro generan incertidumbre.
- Desde el punto de vista financiero, el proyecto es viable. Sin embargo, cabe aclarar que la inyección de agua como proyecto de recobro secundario no es descrito como un proyecto que genere un aumento de la producción o de sus ganancias, así como los gastos generados por los mismos no se consideran representativos. Estos proyectos tienen como propósito disminuir la declinación de la presión del yacimiento, por esto los valores de VPN y TIR, 2,015'942,988.59 COP y 182%, respectivamente, son bastante altos a pesar de que resultados obtenidos solo se han tenido en cuenta en un 2.5% de la producción total del campo. Adicionalmente, se realizó un análisis financiero haciendo uso del indicador B/C, donde se obtuvo un valor inferior a 1, ya que no se tuvo en cuenta el beneficio económico generado en el campo; a pesar de esto se describe como un proyecto viable financieramente porque se toma como beneficio en este caso la mejora de las propiedades fisicoquímicas del agua a inyectar.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda un seguimiento más detallado al comportamiento del contenido de BSR con el fin de establecer una línea de tendencia que favorezca su tratamiento.
- Se sugiere aumentar el tiempo de retención del agua en los tanques pre-sedimentadores, con la finalidad de disminuir la cantidad de SST a los siguientes equipos en la línea de tratamiento. Adicionalmente es recomendable la implementación de otro equipo de microfiltrado ubicado en serie al equipo ya existente.
- Se recomienda el estudio de otros biocidas y secuestrantes de Oxígeno que generen menores costos y mayor eficiencia en menores cantidades, para facilitar el transporte y almacenamiento de los mismos ya que el campo es de difícil acceso.
- Se sugiere mejorar la calidad de las pruebas de laboratorio realizadas al Oxígeno disuelto del agua no tratada y así poder obtener resultados más confiables.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. API RP 45. Texas, Dallas, Estados Unidos. 2017.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. API RP 13B-1. Texas, Dallas, Estados Unidos. 2017.

ANH. CONTRATOS E&P y TEAS. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [15, octubre, 2018] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Seguimiento-a-contratos/Exploracion/Documents/Estado-de-Contratos-Vigentes-31-ago-18.pdf>

ANH. Open Round Colombia 2010: Caguan-Putumayo. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [5, marzo, 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cagu%C3%A1n%20Putumayo%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

ANH. UPTC. CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DE 51267.45 Km² EN LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO A PARTIR DE SENSORES REMOTOS A ESCALA 1:100.000 Y 739 Km² CON CONTROL DE CAMPO A ESCALA 1:50.000 EN LAS PLANCHAS IGAC 413 Y 414 DEPARTAMENTOS DE META, CAQUETÁ, PUTUMAYO. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [6, marzo, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/INFORME.pdf#search=campos%20putumayo>

ARCHING GUZMAN, Cesar. MATEMATICAS FINANCIERAS. Editorial Consejo Económico y Social de España.

ASTM internacional. Standard Test Method for Chloride Ions in Brackish Water, Seawater, and Brines. ASTM D-4458-85. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos. El instituto. 1994.

ASTM internacional. Standard Test Methods for Dissolved Oxygen in Water. ASTM D 888-92. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos. El instituto. 1996.

BACA CURREA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano.

BARRAGAN, Mario. PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA: Caguán and Putuayo basins. [Sitio WEB]. Medellín. Fondo editorial: Universidad EAFIT. [6, marzo, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de->

Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_4_CAGUAN-PUTUMAYO_BASINS.pdf

BN AMERICAS. Campo Moquetá (Área Moquetá). [Sitio WEB]. [10, enero, 2018]. Disponible en: <https://subscriber.bnamericas.com/es/project-profile/petroleoygas/area-de-perforacion-exploratoria-Moquetá-Moquetá>

BOLIVAR, Gabriel. Hipoclorito de Sodio (NaClO): Fórmula, Usos y Propiedades. p1. [Sitio WEB]. [20, agosto, 2018] Disponible en: <https://www.lifeder.com/hipoclorito-sodio/>

CANALIZO HERNANDEZ, Monica. Biocidas usados comunmente en la industria del petroleo y gas. [Sitio WEB]. [16, agosto, 2018] Disponible en: <https://www.dow.com/microbial/la/es/pdfs/monicacanalizo1pptx.pdf>

Caro Muñoz, César Augusto, Sossa, Elkin Antonio Alfonso, Montes de Correa, Consuelo, Producción limpia de metil etil cetoxima (MEKO). Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia [Sitio WEB]. [13, agosto, 2018]. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=43003105>

COGOLLO FLÓREZ, Juan Miguel. CLARIFICACIÓN DE AGUAS USANDO COAGULANTES POLIMERIZADOS: CASO DEL HIDROXICLORURO DE ALUMINIO. DYNA, Volumen 78, Número 165, p. 18-27, 2011. ISSN electrónico 2346-2183. ISSN impreso 0012-7353. [Sitio WEB]. [23, agosto, 2018] Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/25636>

COLINA IREZABAL, Maria Luisa. Filtracion por membrana. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/mlci/filtracion_por_membrana.pdf

CROWE, C.W.. New Treating Technique to Remove Bacterial Residues From Water-Injection Wells. Dowel Div, Dow Chemical Co. Tulsa, Okla.

D'ALESSANDRO, Manuel. Rocas y Minerales. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.rocasyminales.net/limolita/>

DEFINICIÓN. Definición de Parametro. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://definicion.de/parametro/>

DOW. Hitos del Glutaraldehido. [Sitio WEB]. [16, agosto, 2018] Disponible en: https://www.dow.com/microbial/la/es/glutaraldehyde/Milestones_spa.pdf

DOWNWAR, Brian et al. A NOVEL APPROACH TO USING THPS FOR CONTROLLING RESERVOIR SOUSING. NACE INTERNACIONAL, CORROSION 2011.

Ecochillers Corporation S.A. [Sitio WEB]. [20, abril, 2018]. Disponible en: <http://ecochillers.com/Que-es-un-Chiller>

Ecochillers Corporation S.A. AIR COOLED, WATER COOLED CHILLER ECCL MODEL SERIES A, MANUAL.

ECURED. Transmisor. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.ecured.cu/Transmisor>

EDMUNDS, Stephanie. THE USE OF REALISTIC PHYSIOCHEMICAL CONDITIONS TO DEMONSTRATE THE ABILITY OF THIRD GENERATION THPS TO CONTROL RESERVOIR SOURING AND MIC. CORROSION 2014. p 6-12.

EL TIEMPO. En 20 campos se produce el 66 % del petróleo del país. En: EL TIEMPO. Bogotá D.C. 5, Mayo, 2017. [Sitio WEB]. [19, febrero, 2018]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>

ENOHSA ENTE NACIONAL DE OBRAS HÍDRICAS DE SANEAMIENTO. CAPÍTULO VII - 3. TRATAMIENTOS PRELIMINARES. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.itacanet.org/esp/agua/Seccion%206%20Tratamiento%20de%20agua/Tratamientos%20preliminares.pdf>

ENZIEN, Michael. Et all. BIOCIDES FORMULATIONS WITH ENHANCED PERFORMANCE ON SESSILE AND PLANKTONIC BACTERIA CONTROL. NACE international. Corrosion 2012.

ERCO WORLDWIDE. Soda Caustica. [Sitio WEB]. Toronto, Canada. [22, agosto, 2018] Disponible en: <http://www.ercoworldwide.com/index.php/products/caustic/?lang=es>

FERRERA, Erwin. Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Chaza-Putumayo. Informe de Geología e Ingeniería Año 2017. Febrero 2018.

FUNDESYRAM. Biblioteca Agroecológica. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.fundesyram.info/biblioteca.php?id=3626>

GANZER, G.A. et all. APPLICATIONS OF GLUTARALDEHYDE IN THE CONTROL OF MIC. Corrosion 2001. Union Carbide Corporation.

HIMERA. Distancias kilométricas: Distancia Bogotá- Villagarzón. [Sitio WEB]. [25, enero, 2018]. Disponible en: http://es.distancias.himera.com/distancia_de-bogota_a_villagarzon_entre_mapa_carretera-87047.html

INFANTE VILLAREAL, Arturo. EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSION. Editorial Norma.

INORGABNIC NONMETALS (4000). PAPER SM 4500-O OXYGEN (DISSOLVED)*.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual Fluidos de Perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, Estados Unidos.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-6166. Bogota D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673. 153 p.

LINGUEE. Sub-thrust. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.linguee.com/english-spanish/translation/sub-thrust.html>

NUÑES TELLO, Alberto. En: RECONOCIMIENTO GEOLÓGICO REGIONAL DE LAS PLANCHAS 411 LA CRUZ, 412 SAN JUAN DE VILLALOBOS, 430 MOCOA, 431 PIAMONTE, 448MONOPAMBA, 449 ORITO Y 465 CHURUYACO. DEPARTAMENTOS DE CAQUETA, CAUCA, HUILA, NARIÑO Y PUTUMAYO. 2003.

PÉREZ GARRIDO, Claudia Et all. Tratamiento de aguas. Manual de laboratorio. Ciudad de Mexico. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2013.

QUIMICOS SIAMEX. Productos químicos para la industria. [Sitio WEB]. México. [21, agosto, 2018] Disponible en: http://www.productosquimicosmexico.com.mx/inhibidor_de_corrosion.aspx

QUIMINET. El funcionamiento del filtro prensa. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.quiminet.com/articulos/el-funcionamiento-del-filtro-prensa-23843.htm>

QUIMPAC DE COLOMBIA. Soda Caustica. [Sitio WEB]. Cali, Colombia. [22, agosto, 2018] Disponible en: <http://www.quimpac.com.co/index.php/soda-caustica>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dst.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/filtration.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/borehole.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sandstone.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/facies.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. La entidad. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/disconformity.aspx>

SCRIBD. Que es una purga en ingeniería química. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/52300838/Que-es-una-purga-en-ingenieria-quimica>

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. ELABORACIÓN DE LA CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DE UN CONJUNTO DE PLANCHAS A ESCALA 1:100.000 UBICADAS EN CUATRO BLOQUES DEL TERRITORIO NACIONAL IDENTIFICADOS POR EL SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO GRUPO 2: ZONAS SUR A Y SUR B. [Sitio WEB]. Bogotá D.C. La entidad. [7, marzo, 2018]. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B14/23008010024803/documento/pdf/2105248031101000.pdf>

THE ANALYST: THE VOICE OF THE WATER TREATMENT INDUSTRY. p.3 [Sitio WEB]. [15, agosto, 2018]. Disponible en: <https://www.awt.org/pub/014e996c-fa59-3bff-67c3-fcd3627f94c7>

UNIVERSIDAD DE SEVILLA. Open Course Ware: Dispositivos hidráulicos auxiliares. [Sitio WEB]. 2008. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://ocwus.us.es/ingenieria-agroforestal/hidraulica-y-riegos/temario/Tema%206.%20Elementos%20auxiliares/page_04.htm

UNIVERSIDAD DE CASTILLA Y LA MANCHA. Tema 5. Coagulación - Flocculación. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: http://www3.uclm.es/profesorado/giq/contenido/dis_procesos/tema5.pdf

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID, Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Sensores. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.isa.cie.uva.es/~maria/sensores.pdf>

VALVIAS. ¿Qué es una válvula?. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.valvias.com/basio.php>

VALVULAS Y MEDIDORES. Valvula Tipo Mariposa. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.valvulasymedidores.com/>

VARGAS DE CÁNEPA, Lidia. PLANTAS DE TRATAMIENTO DE FILTROS RAPIDOS. Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente. [Sitio WEB]. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: <http://www.bvsde.paho.org/eswww/fulltext/tratagua/rapida/rapida1.html>

VOORDOUW, Gerrit. Et all. EFFECT OF BIOCIDES AND CORROSION INHIBITORS ON SRB-MEDIATED MIC UNDER FLOW CONDITIONS. Nace international. Corrosion 2017.

WIKIPEDIA. Chert. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Chert_\(roca\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Chert_(roca))

WIKIPEDIA. Eritorbato Sodico. [Sitio WEB]. La entidad. [13, agosto, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/%C3%81cido_erit%C3%B3rbico

WIKIPEDIA. Rio Caquetá. [Sitio WEB]. La entidad. [12, abril, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/R%C3%ADo_Caquet%C3%A1

WIKIPEDIA. Total de Solidos en Suspension. [Sitio WEB]. La entidad. [19, noviembre, 2018]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Total_de_s%C3%B3lidos_en_suspensi%C3%B3n

YO TE LLEVO. Ruta desde Bogotá, Colombia hasta Villagarzón, Putumayo, Colombia. [Sitio WEB]. [25, enero, 2018]. Disponible en: <http://colombia.yotelleva.net/de-bogota-colombia-a-villagarzon-putumayo-colombia.htm>

ANEXOS

ANEXO A.
PROPIEDADES DEL ANT

Día	Salinidad	Alcalinidad	Dureza	pH	Temperatura	SST	OD
1	19.00	20.85	45.00	6.60	23.00	12.38	9000.00
2	22.00	21.20	50.00	6.50	23.75	39.00	10000.00
3	24.00	22.30	50.00	6.50	24.00	144.38	10000.00
4	29.00	22.45	61.00	6.40	23.95	395.75	10000.00
5	31.00	21.20	51.50	6.25	23.95	75.25	9000.00
6	20.00	21.70	71.50	6.30	23.65	31.63	9000.00
7	27.50	20.90	59.00	6.40	24.30	61.33	9000.00
8	35.00	22.00	57.00	6.30	24.30	68.25	9000.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	29.00	21.55	51.50	6.35	26.45	46.50	10000.00
11	19.00	21.40	68.80	6.15	23.20	13.25	10000.00
12	19.50	19.20	54.00	6.20	22.30	17.63	10000.00
13	19.50	20.15	43.00	6.35	23.60	15.75	10000.00
14	19.50	20.10	53.50	6.25	24.60	18.50	10000.00
15	22.50	20.90	41.50	6.60	23.20	42.75	10000.00
16	29.00	20.60	44.50	6.45	22.50	145.00	9000.00
17	22.50	21.60	46.00	6.40	23.30	26.75	10000.00
18	19.50	20.95	41.50	6.45	22.50	17.75	10000.00
19	22.00	22.25	41.00	6.55	23.50	24.13	10000.00
20	24.50	21.15	39.00	6.40	22.90	43.38	10000.00
21	22.00	21.75	29.00	6.50	22.40	49.88	10000.00
22	20.00	20.85	36.00	6.35	22.85	24.75	10000.00
23	19.00	20.25	39.00	6.35	24.10	11.25	10000.00
24	19.00	25.30	26.50	6.40	23.25	7.38	10000.00
25	19.00	23.10	31.50	6.50	23.55	8.00	10000.00
26	23.00	20.50	44.50	6.40	23.50	36.38	10000.00
27	19.50	20.70	49.50	6.30	23.30	15.88	10000.00
28	19.00	19.80	47.50	6.25	23.70	11.50	9000.00
29	19.00	20.95	47.00	6.20	23.75	8.43	9000.00
30	19.00	20.90	48.50	6.20	23.90	8.25	9000.00
31	19.00	21.65	52.50	6.25	24.05	4.71	9000.00
32	19.00	20.55	46.50	6.20	24.45	7.75	9000.00
33	19.00	20.85	40.00	6.45	23.90	6.25	10000.00
34	24.00	20.90	58.00	6.40	ND	59.00	10000.00
35	24.00	20.70	56.00	6.50	ND	66.00	10000.00
36	30.00	22.05	47.50	6.45	ND	141.25	10000.00
37	35.00	22.25	50.00	6.40	ND	204.75	10000.00
38	26.50	21.35	49.00	6.60	ND	100.25	10000.00

39	19.50	21.85	46.50	6.40	ND	22.43	10000.00
40	19.00	21.10	41.00	6.35	ND	7.13	10000.00
41	19.50	20.40	37.50	6.55	ND	13.50	10000.00
42	19.50	23.55	40.00	6.55	ND	8.75	10000.00
43	19.00	21.00	37.00	6.65	ND	11.13	10000.00
44	19.00	20.15	39.00	6.45	ND	10.00	10000.00
45	21.50	21.70	40.00	6.45	ND	35.00	10000.00
46	22.50	20.65	42.00	6.35	ND	44.63	10000.00
47	25.50	20.65	43.50	6.40	ND	29.75	10000.00
48	19.00	20.50	45.50	6.30	ND	7.63	10000.00
49	19.00	20.65	56.00	6.35	ND	6.50	9000.00
50	19.00	20.65	56.00	6.35	ND	6.50	9000.00
51	26.50	20.85	50.50	6.35	ND	85.13	9000.00
52	29.00	22.85	51.00	6.30	ND	144.17	9000.00
53	22.00	20.45	47.00	6.30	ND	36.75	9000.00
54	20.00	21.20	49.00	6.45	ND	41.00	9000.00
55	26.50	21.85	52.50	6.45	ND	102.25	9000.00
56	22.00	20.75	41.00	6.30	23.70	38.13	10000.00
57	22.00	22.45	54.50	6.65	23.90	40.25	10000.00
58	19.50	21.90	50.50	6.45	24.25	16.00	10000.00
59	20.00	21.60	49.00	6.35	22.55	23.00	10000.00
60	19.50	21.65	43.00	6.30	24.45	18.88	9000.00
61	24.00	22.65	43.00	6.50	23.85	32.75	9000.00
62	20.00	22.35	69.50	6.40	22.65	45.43	9000.00
63	20.00	23.55	39.00	6.45	23.65	18.25	9000.00
64	19.00	22.15	35.00	6.30	23.75	11.63	9000.00
65	19.00	23.50	40.00	6.45	23.80	10.75	9000.00
66	19.00	23.45	31.00	6.40	23.95	12.75	9000.00
67	25.00	22.50	37.00	6.35	23.70	28.00	9000.00
68	25.50	20.75	50.50	6.30	24.10	56.75	10000.00
69	19.50	20.65	45.50	6.45	24.10	13.88	10000.00
70	19.00	21.15	47.00	6.40	24.90	7.25	10000.00
71	19.00	20.50	48.00	6.35	24.20	9.13	10000.00
72	19.00	21.30	47.50	6.20	24.45	7.63	5005.00
73	21.10	20.35	59.00	6.40	24.10	45.00	4950.00
74	29.50	22.20	55.00	6.35	23.75	51.50	9000.00
75	31.50	20.75	68.50	6.40	24.15	123.00	9000.00
76	22.00	20.80	49.00	6.45	23.75	23.88	9000.00
77	20.00	21.00	47.50	6.30	24.30	15.50	9000.00
78	19.00	21.25	39.50	6.25	23.30	11.88	9000.00
79	19.00	21.60	48.00	6.40	23.10	9.50	9000.00

80	19.50	21.95	47.00	6.35	23.65	14.00	9000.00
81	22.00	21.00	38.00	6.30	23.45	30.75	10000.00
82	23.00	21.80	41.00	6.40	24.10	25.13	10000.00
83	23.00	20.95	38.00	6.65	23.80	96.50	10000.00
84	23.00	21.65	51.00	6.50	24.25	46.00	10000.00
85	20.50	20.65	44.00	6.60	24.15	21.88	10000.00
86	26.50	22.45	50.00	6.90	23.70	108.38	10000.00
87	19.00	20.55	35.00	6.40	24.40	10.75	10000.00
88	19.00	20.60	39.00	6.50	23.30	8.88	10000.00
89	19.00	21.35	43.50	6.25	23.40	7.00	10000.00
90	19.00	21.05	48.00	6.25	23.60	4.00	10000.00
91	19.00	20.95	43.00	6.20	23.75	8.50	9000.00
92	19.00	21.40	48.50	6.20	23.25	6.75	9000.00
93	19.00	21.30	47.00	6.35	23.30	6.25	9000.00
94	19.00	21.00	45.00	6.30	23.50	7.50	9000.00
95	19.50	21.35	47.50	6.40	24.05	18.63	10000.00
96	19.00	21.90	48.50	6.25	23.95	9.38	10000.00
97	19.50	22.80	42.50	6.45	22.65	21.75	10000.00
98	24.00	22.75	53.00	6.25	23.35	57.25	10000.00
99	22.00	20.00	47.00	6.40	23.20	16.00	9000.00
100	22.00	20.95	34.50	6.25	23.70	13.25	9000.00
101	19.50	21.90	48.00	6.50	23.75	12.00	9000.00
102	19.50	21.40	47.00	6.35	23.50	9.63	9000.00
103	20.50	21.75	48.00	6.40	22.40	24.00	9000.00
104	30.50	25.70	42.00	6.40	22.70	143.50	9000.00
105	20.00	22.05	40.00	6.45	24.65	35.13	9000.00
106	20.00	21.45	44.00	6.35	22.75	22.38	9000.00
107	19.00	22.90	51.00	6.30	22.40	11.38	9000.00
108	19.00	21.00	49.00	6.35	22.80	7.88	9000.00
109	29.00	21.75	43.00	6.35	22.15	82.13	9000.00
110	21.00	23.15	50.00	6.45	22.45	83.38	9000.00
111	19.00	20.70	48.50	6.35	23.60	7.63	9000.00
112	24.00	21.75	49.00	6.45	22.95	24.50	9000.00
113	22.00	20.80	44.00	6.25	22.90	25.38	9000.00
114	20.00	20.80	45.00	6.40	23.60	18.67	9000.00
115	20.00	21.30	36.65	6.25	23.40	20.88	9000.00
116	33.00	21.80	61.50	7.00	22.45	224.38	10000.00
117	26.50	20.80	55.50	6.60	23.15	36.38	10000.00
118	24.00	23.70	50.50	6.50	23.30	26.33	10000.00
119	19.50	22.80	49.50	6.55	22.70	20.75	10000.00
120	22.00	22.20	43.00	6.45	23.05	23.50	10000.00

ANEXO B.
PROPIEDADES DEL AGUA TRATADA CON EL TA

Día	Salinidad	Alcalinidad	Dureza	pH	Temperatura	SST	OD
1	39.00	22.40	43.00	6.80	23.85	65.17	411.67
2	24.00	21.30	29.00	6.80	23.75	28.83	410.83
3	29.00	21.35	32.50	6.80	23.75	50.83	404.17
4	21.50	21.30	61.00	6.75	23.70	33.00	398.33
5	19.00	21.05	53.00	6.75	24.25	9.08	404.17
6	19.50	21.10	67.50	6.75	24.25	10.75	414.17
7	21.50	21.70	59.50	6.80	25.05	33.58	410.00
8	24.50	22.15	52.50	6.80	25.25	30.77	408.33
9	22.00	21.55	61.00	6.75	23.40	22.17	417.50
10	20.00	21.70	54.00	6.73	24.00	12.92	423.33
11	19.00	21.40	55.00	6.78	23.25	10.42	393.33
12	22.00	21.70	59.50	6.83	23.25	14.17	418.33
13	19.50	21.95	60.50	6.80	24.20	15.83	423.33
14	20.00	21.20	52.00	6.75	23.90	7.83	425.00
15	24.00	21.70	54.00	6.75	24.15	45.33	425.83
16	26.50	21.20	49.50	6.78	23.35	46.42	432.50
17	26.50	21.25	36.00	6.80	23.90	17.33	427.50
18	19.00	21.20	31.50	6.75	24.55	9.42	431.67
19	19.00	21.75	31.50	6.75	24.15	6.42	429.17
20	19.50	21.00	30.00	6.78	24.05	8.92	427.50
21	19.50	20.60	29.00	6.73	24.20	7.75	435.83
22	29.00	22.20	39.00	6.80	24.15	46.33	441.67
23	21.50	21.85	40.00	6.70	24.10	20.75	435.83
24	24.00	21.60	46.00	6.80	23.95	10.08	435.00
25	19.50	21.55	42.50	6.75	24.40	17.83	434.17
26	19.00	21.45	45.50	6.75	23.95	10.17	430.00
27	19.50	21.55	39.00	6.80	23.85	7.89	430.00
28	19.00	21.70	40.50	6.70	24.20	5.17	430.83
29	19.00	21.90	42.50	6.75	24.00	7.78	433.33
30	26.50	21.55	44.00	6.73	23.25	23.50	431.67
31	22.00	21.45	39.50	6.73	23.25	43.75	435.00
32	20.00	21.45	43.00	6.78	23.40	27.78	435.00
33	22.00	21.50	48.00	6.78	23.75	35.58	427.00
34	19.50	21.35	40.00	6.80	23.45	19.42	435.83
35	19.00	21.25	40.50	6.73	23.75	9.67	435.00
36	21.50	21.95	48.50	6.80	23.95	11.42	434.17
37	24.00	21.20	39.50	6.78	22.75	77.83	433.33
38	19.50	22.35	32.50	6.78	23.25	18.67	435.83

39	19.50	21.25	28.50	6.78	23.20	19.08	435.00
40	19.00	20.50	29.50	6.80	23.00	5.83	435.83
41	24.00	22.35	35.00	6.78	23.25	12.50	435.00
42	21.50	21.45	33.00	6.80	23.80	61.75	435.83
43	24.50	22.45	38.50	6.78	23.70	38.42	435.83
44	29.00	21.55	46.00	6.80	24.55	53.73	436.36
45	19.50	21.65	40.00	6.75	24.20	14.42	434.17
46	19.50	21.40	38.00	6.75	23.80	11.75	433.33
47	29.00	21.80	46.50	6.75	24.05	14.58	435.00
48	19.00	21.60	42.00	6.75	24.60	20.42	474.17
49	19.00	21.45	40.50	6.80	24.25	25.75	480.00
50	19.50	27.20	41.50	6.80	24.10	7.33	483.33
51	19.00	21.95	42.00	6.73	25.35	7.91	477.27
52	24.00	21.55	36.50	6.78	22.60	13.75	520.00
53	21.50	21.95	38.50	6.73	23.55	13.17	561.67
54	19.00	21.60	40.00	6.75	23.95	9.08	576.67
55	19.50	21.95	43.00	6.78	24.05	9.45	549.09
56	19.50	21.25	42.50	6.75	23.80	9.58	568.33
57	20.00	21.50	39.50	6.73	23.30	14.17	463.64
58	19.50	21.30	40.00	6.78	22.85	24.33	495.00
59	22.00	21.95	39.00	6.78	23.40	15.42	532.50
60	20.00	21.25	41.50	6.78	22.55	13.75	515.00
61	20.00	21.80	40.00	6.78	22.80	17.75	525.83
62	20.00	22.10	41.50	6.78	22.85	9.08	508.33
63	19.50	21.45	38.50	6.78	23.20	6.17	499.17
64	19.00	21.50	37.50	6.78	23.45	6.17	506.67
65	19.50	21.60	38.00	6.78	23.15	6.75	490.83
66	20.00	21.35	39.50	6.73	24.00	5.50	493.33
67	19.00	21.70	41.00	6.80	24.05	6.00	511.67
68	20.00	21.45	42.00	6.73	24.35	5.73	510.00
69	20.00	21.30	42.50	6.80	23.95	4.58	472.50
70	19.00	21.95	42.50	6.73	24.80	7.25	450.83
71	20.00	21.55	40.50	6.75	24.60	7.57	420.00
72	20.00	21.45	41.00	6.70	25.25	7.00	457.50
73	19.50	21.40	39.50	6.78	24.95	7.42	395.00
74	20.00	22.00	38.50	6.75	24.55	14.75	381.67
75	21.50	22.20	43.00	6.70	24.35	9.08	447.50
76	19.00	21.85	33.50	6.73	24.30	6.42	494.17
77	22.00	22.00	41.00	6.75	24.00	6.33	492.50
78	19.00	22.00	41.00	6.78	23.75	7.00	498.33
79	19.00	21.50	38.50	6.75	24.45	4.58	505.00

80	19.00	21.30	27.00	6.73	24.50	3.25	540.83
81	19.00	22.00	35.00	6.78	24.35	2.92	514.17
82	19.00	21.25	31.00	6.78	24.40	2.83	532.50
83	19.00	21.35	31.00	6.80	24.55	3.42	547.50
84	21.50	21.70	41.50	6.80	23.80	95.08	487.50
85	30.50	23.05	35.00	6.80	24.15	57.25	445.83
86	19.00	21.40	36.50	6.75	24.70	15.33	500.83
87	21.50	21.75	40.00	6.80	24.05	19.17	530.00
88	24.00	21.80	39.50	6.75	23.70	22.92	510.83
89	21.50	21.30	37.00	6.80	24.05	9.67	501.67
90	19.00	21.70	34.00	6.75	25.05	12.92	510.83
91	19.50	21.65	41.00	6.80	24.95	15.25	499.00
92	29.00	22.00	40.00	6.75	25.15	30.00	526.00
93	24.00	21.45	47.00	6.75	24.70	109.83	489.17
94	20.00	21.60	44.50	6.80	24.30	10.92	506.67
95	21.50	21.35	43.50	6.75	24.30	10.50	502.50
96	22.00	21.40	44.00	6.75	24.20	22.00	416.67
97	21.00	21.55	43.50	6.75	23.95	21.08	479.17
98	28.50	22.85	40.00	6.70	23.65	24.83	410.83
99	21.50	21.50	43.00	6.70	24.20	10.92	417.50
100	25.50	21.40	42.50	6.80	24.15	109.83	365.83
101	26.50	21.65	38.00	6.75	23.85	15.75	359.17
102	34.50	21.95	38.50	6.80	24.40	68.25	325.83
103	24.00	21.45	39.00	6.78	24.30	22.25	322.50
104	34.00	23.10	44.00	6.75	24.45	134.73	323.64
105	34.00	22.45	39.50	6.78	23.90	206.17	336.67
106	24.00	22.50	40.00	6.75	24.50	30.33	379.17
107	26.50	21.70	40.50	6.75	25.30	24.67	369.17
108	19.50	21.45	42.00	6.80	24.20	19.08	398.33
109	29.00	21.75	41.50	6.75	23.50	24.33	339.17
110	19.00	21.35	42.00	6.80	24.00	13.92	349.17
111	19.50	21.70	40.50	6.75	24.75	6.83	358.33
112	19.50	21.45	40.00	6.80	23.70	4.50	365.83
113	19.00	21.40	39.50	6.75	24.75	4.50	352.50
114	19.00	21.40	42.00	6.78	23.65	8.17	355.83
115	20.00	22.35	37.50	6.73	23.80	23.75	345.00
116	21.00	21.75	41.50	6.75	24.35	21.08	346.67
117	23.00	22.15	43.50	6.80	23.75	37.25	347.50
118	24.50	21.75	39.00	6.73	24.05	69.42	341.67
119	24.00	22.20	41.50	6.78	23.55	78.83	344.17
120	20.00	21.30	40.00	6.75	23.85	21.58	334.17

ANEXO C.
PROPIEDADES DEL AGUA TRATADA CON EL TN

Día	Salinidad	Alcalinidad	Dureza	pH	Temperatura	SST	OD
1	19.00	20.85	45.00	6.73	23.30	2.50	50.00
2	19.50	21.20	50.00	6.73	23.80	15.75	50.00
3	19.50	22.30	50.00	6.73	24.10	19.00	50.00
4	24.50	22.45	61.00	6.73	24.35	125.25	50.00
5	27.50	21.20	51.50	6.78	24.30	29.63	50.00
6	19.00	21.70	71.50	6.80	23.90	13.38	60.00
7	23.00	20.90	59.00	6.78	24.50	21.50	50.00
8	28.50	22.00	57.00	6.80	24.60	26.75	60.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	25.00	21.55	51.50	6.75	24.05	14.38	60.00
11	19.00	21.40	68.80	6.75	23.55	3.63	200.00
12	19.00	19.20	54.00	6.80	22.70	5.25	170.00
13	19.00	20.15	43.00	6.78	23.85	5.50	140.00
14	19.00	20.10	53.50	6.70	24.75	6.50	50.00
15	19.00	20.90	41.50	6.90	23.45	14.13	50.00
16	24.00	20.60	44.50	6.78	22.45	24.63	60.00
17	19.00	21.60	46.00	6.78	23.70	10.25	60.00
18	19.00	20.95	41.50	6.90	22.70	5.38	60.00
19	19.50	22.25	41.00	6.75	23.80	10.25	80.00
20	19.50	21.15	39.00	6.75	23.50	16.25	70.00
21	19.50	21.75	29.00	6.73	22.40	18.75	70.00
22	19.00	20.85	36.00	6.73	23.25	9.13	50.00
23	19.00	20.25	39.00	6.73	24.45	2.25	60.00
24	19.00	25.30	26.50	6.73	23.65	1.75	70.00
25	19.00	23.10	31.50	6.75	23.85	0.88	60.00
26	19.00	20.50	44.50	6.80	23.70	11.38	50.00
27	19.00	20.70	49.50	6.70	23.70	4.75	50.00
28	19.00	19.80	47.50	6.75	24.00	3.00	50.00
29	19.00	20.95	47.00	6.60	24.00	1.86	60.00
30	19.00	20.90	48.50	6.73	23.85	1.63	60.00
31	19.00	21.65	52.50	6.70	24.30	0.86	50.00
32	19.00	20.55	46.50	6.60	24.60	1.38	72.50
33	19.00	20.85	40.00	6.80	24.10	0.88	55.00
34	20.00	20.90	58.00	6.70	Nd	20.00	45.00
35	19.00	20.70	56.00	6.80	Nd	20.00	46.67
36	26.50	22.05	47.50	6.75	Nd	35.38	53.75
37	26.50	22.25	50.00	6.75	Nd	76.25	53.75
38	24.00	21.35	49.00	6.78	Nd	30.50	52.50

39	19.00	21.85	46.50	6.73	Nd	8.43	47.14
40	19.00	21.10	41.00	6.65	Nd	0.50	46.25
41	19.00	20.40	37.50	6.50	Nd	3.13	47.50
42	19.00	23.55	40.00	6.50	Nd	1.50	46.25
43	19.00	21.00	37.00	6.58	Nd	2.50	50.00
44	19.00	20.15	39.00	6.48	Nd	1.71	48.57
45	19.50	21.70	40.00	6.48	Nd	11.00	52.50
46	19.00	20.65	42.00	6.48	Nd	15.50	52.50
47	22.00	20.65	43.50	6.50	Nd	10.63	52.50
48	19.00	20.50	45.50	6.50	Nd	1.75	51.25
49	19.00	20.65	56.00	6.55	Nd	0.63	53.75
50	19.00	20.65	56.00	6.55	Nd	0.63	53.75
51	23.00	20.85	50.50	6.55	Nd	24.13	51.25
52	25.50	22.85	51.00	6.55	Nd	42.83	53.33
53	19.50	20.45	47.00	6.58	Nd	12.75	62.50
54	19.00	21.20	49.00	6.73	Nd	9.25	55.00
55	19.50	21.85	52.50	6.78	Nd	23.75	58.75
56	19.00	20.75	41.00	6.73	23.85	11.50	43.75
57	19.50	22.45	54.50	6.80	24.00	10.50	47.50
58	19.00	21.90	50.50	6.78	24.40	2.50	35.00
59	19.00	21.60	49.00	6.70	22.75	4.38	40.00
60	19.00	21.65	43.00	6.78	24.45	5.38	35.00
61	19.50	22.65	43.00	6.68	23.75	11.00	83.13
62	19.00	22.35	69.50	6.73	22.75	18.00	133.57
63	19.00	23.55	39.00	6.48	23.85	7.75	104.00
64	19.00	22.15	35.00	6.63	23.90	4.88	43.75
65	19.00	23.50	40.00	6.53	23.95	2.38	36.25
66	19.00	23.45	31.00	6.63	24.05	4.25	35.00
67	19.50	22.50	37.00	6.63	24.00	9.25	42.50
68	22.00	20.75	50.50	6.55	24.10	18.88	42.50
69	19.00	20.65	45.50	6.75	24.05	5.25	42.50
70	19.00	21.15	47.00	6.65	24.90	2.25	43.75
71	19.00	20.50	48.00	6.55	24.45	3.00	43.75
72	19.00	21.30	47.50	6.55	24.60	2.38	46.25
73	19.60	20.35	59.00	6.75	24.15	15.25	45.00
74	25.00	22.20	55.00	6.70	23.80	19.38	46.25
75	26.50	20.75	68.50	6.75	24.30	40.75	68.75
76	19.00	20.80	49.00	6.75	23.75	8.88	54.38
77	19.00	21.00	47.50	6.78	24.50	5.25	45.00
78	19.00	21.25	39.50	6.75	23.55	3.00	43.75
79	19.00	21.60	48.00	6.80	23.20	2.50	45.00

80	19.00	21.95	47.00	6.73	24.00	5.25	47.50
81	19.50	21.00	38.00	6.73	23.45	10.00	46.25
82	20.00	21.80	41.00	6.73	24.20	10.50	37.50
83	20.50	20.95	38.00	6.63	24.15	25.63	41.25
84	19.50	21.65	51.00	6.70	24.35	20.50	43.75
85	18.50	20.65	44.00	6.73	24.40	10.38	45.00
86	21.50	22.45	50.00	7.00	24.05	36.00	48.75
87	15.00	20.55	35.00	6.73	24.45	4.75	38.75
88	19.00	20.60	39.00	6.75	23.55	2.75	40.00
89	19.00	21.35	43.50	6.60	23.55	1.50	40.00
90	19.00	21.05	48.00	6.65	23.80	1.50	40.00
91	19.00	20.95	43.00	6.60	23.90	2.25	40.00
92	19.00	21.40	48.50	6.50	23.55	0.75	40.00
93	19.00	21.30	47.00	6.60	23.65	0.50	40.00
94	19.00	21.00	45.00	6.70	23.60	0.88	40.00
95	19.00	21.35	47.50	6.65	24.30	4.38	36.00
96	19.00	21.90	48.50	6.75	23.90	1.63	36.50
97	19.00	22.80	42.50	6.80	22.35	5.88	36.38
98	20.00	22.75	53.00	6.73	23.55	20.63	37.75
99	19.00	20.00	47.00	6.75	23.30	2.88	37.88
100	19.50	20.95	34.50	6.75	23.55	3.50	37.88
101	19.00	21.90	48.00	6.75	23.90	1.38	37.50
102	19.00	21.40	47.00	6.75	23.65	2.00	37.63
103	19.00	21.75	48.00	6.63	22.70	6.63	36.38
104	24.50	25.70	42.00	6.55	22.65	53.88	37.00
105	19.00	22.05	40.00	6.63	24.85	14.13	38.00
106	19.00	21.45	44.00	6.73	23.00	6.00	36.88
107	19.00	22.90	51.00	6.60	22.60	3.00	36.00
108	19.00	21.00	49.00	6.58	22.80	1.63	35.88
109	19.50	21.75	43.00	6.63	22.10	21.25	36.25
110	19.50	23.15	50.00	6.60	22.45	31.00	36.38
111	19.00	20.70	48.50	6.60	23.70	1.00	36.50
112	19.50	21.75	49.00	6.70	23.05	8.38	35.75
113	18.00	20.80	44.00	6.55	23.00	8.25	35.13
114	19.00	20.80	45.00	6.80	23.70	6.00	36.00
115	18.50	21.30	36.65	6.60	23.55	4.38	36.63
116	26.50	21.80	61.50	6.88	22.45	75.88	51.75
117	20.00	20.80	55.50	6.75	23.00	9.88	42.88
118	20.00	23.70	50.50	6.80	23.20	4.83	45.86
119	19.00	22.80	49.50	6.79	22.55	0.88	34.00
120	19.00	22.20	43.00	6.73	23.00	2.75	34.00

