

**OPTIMIZACION DEL PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO
DE FLUIDOS RESIDUALES GENERADOS EN LAS OPERACIONES DE BP
CASANARE**

**MARCELA OCHOA AMAYA
JUAN FERNANDO VELASQUEZ ZAPATA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA – 2009**

**OPTIMIZACION DEL PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO
DE FLUIDOS RESIDUALES GENERADOS EN LAS OPERACIONES DE BP
CASANARE**

**MARCELA OCHOA AMAYA
JUAN FERNANDO VELASQUEZ ZAPATA**

**COD: 2004101633
COD: 2004100713**

Proyecto presentado al Comité de Proyectos de Grado del
Programa de Ingeniería de Petróleos.

Director
JUAN DIEGO SIERRA
Ingeniero de Petróleos. BP COLOMBIA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA – 2009**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 1 de septiembre de 2009.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

De manera especial a BP Colombia y todos sus empleados, especialmente al Ingeniero Juan Diego Sierra, que como director de este trabajo aportó, gracias a su experiencia, muy buenas ideas para llegar a un buen resultado.

Al personal de Nalco en especial a los ingenieros Alfonso Rachelo y David Reyes por todo el soporte brindado durante la realización del proyecto.

Al Equipo de Intervenciones de Pozo de BP (WIT Well intervention Team) por darnos la oportunidad de trabajar en un proyecto palpable y necesario que busca mejorar el desempeño de este grupo.

Por último a la Universidad Surcolombiana, a todos los profesores de cátedra y planta de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos toda la formación académica necesaria para convertirnos en profesionales líderes en la industria del petróleo; y a nuestra secretaria Elcy Obregón por ayudarnos a solucionar todos los problemas que se nos presentaron en este gran camino.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por todas las bendiciones, la fortaleza y la sabiduría que me ha brindado en todo momento. A mis padres Oscar Ochoa e Hilda Amaya por sus consejos y respaldo en todas las decisiones que he tomado, a mi hermana Mónica y a mis amigos por confiar y creer en mí, a todos mis familiares y conocidos que me apoyaron de una forma u otra durante el transcurso de mi carrera.

Marcela Ochoa Amaya

Más que una dedicatoria, quiero dar las gracias a Dios por estar siempre a mi lado, por ser mi guía, y por abrirme tantas puertas en mi corta vida. Doy las gracias a mi madre y mi familia por su apoyo incondicional y en especial a Sandra Suárez por ser la luz de mis ojos durante tantos años. Gracias a mis maestros, a mi universidad, a mis compañeros, amigos y no amigos, pues su contribución en mi formación durante estos últimos 6 años fue extraordinaria. Por tanto este trabajo y mis años como SURCOLOMBIANO es con mucho cariño para todos ustedes.

Juan Fernando Velásquez Zapata

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

RESUMEN

ABSTRACT

1. PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES	15
1.1 Información General	15
1.1.1 Localización	15
1.1.2 Condiciones Ambientales	15
1.1.3 Fluidos a Manejar	25
1.2 Áreas de Proceso y Descripción General	16
1.2.1 Área de recibo	16
1.2.2 Área de estabilización	17
1.2.3 Área de trasiego	17
1.2.4 Área de tratamiento y disposición de agua tratada	18
1.2.5 Área de disposición final de aceite recuperado	22
1.2.6 Área de disposición de Lodos	22
2. FLUIDOS A TRATAR	24
2.1 Fluidos Base Agua	24
2.1.1 Backflows de Tratamientos Base Agua	24
2.1.1.1 Retornos Ácidos	24
2.1.1.2 Retornos de Gel	25
2.1.1.2.1 Geles base Goma Guar	25
2.1.1.2.2 Geles base Goma Xantham	26
2.1.1.3 Retornos de EDTA	26
2.1.1.4 Salmueras de Retorno	26
2.1.1.5 Agua / Salmuera contaminada con Cemento	27
2.1.2 Agua De Producción	27
2.2 Fluidos Base Aceite	28
2.2.1 Backflows De Tratamientos Base Diesel	28
2.2.2 Aceite De Producción	29

3. TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN	30
3.1 REMOCIÓN DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS	33
3.1.1 COAGULACIÓN	35
3.1.1.1 <i>Factores que afectan la coagulación</i>	35
3.1.1.2 <i>Mecanismos de desestabilización o coagulación de Coloides</i>	36
3.1.2 FLOCULACIÓN	37
3.1.2.1 <i>Factores que afectan la floculación</i>	38
3.1.2.2 <i>Mecanismos responsables de la floculación</i>	39
3.2 TRATAMIENTO DE EMULSIÓN INVERSA	40
3.2.1 <i>Estabilidad de las emulsiones inversas</i>	41
3.2.2 <i>Uso de químicos en el tratamiento de emulsiones inversas</i>	42
3.2.2.1 <i>Uso de químicos inorgánicos</i>	42
3.2.2.2 <i>Uso de químicos orgánicos</i>	42
3.3 INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES	43
3.3.1 <i>Factores que afectan la formación de incrustaciones</i>	43
3.3.2 <i>Depósitos incrustantes encontrados en la industria del petróleo</i>	45
3.3.3 <i>Inhibidores de incrustación</i>	45
3.4 INHIBICIÓN DE CORROSIÓN	46
3.5 SECUESTRANTE DE OXIGENO	49
3.5.1 <i>Remoción de oxígeno con ion sulfito</i>	50
3.5.2 <i>Remoción de oxígeno sin ion sulfito</i>	50
3.6 SECUESTRANTE DE H ₂ S	51
3.6.1 <i>Productos químicos oxidantes</i>	51
3.6.2 <i>Aldehídos</i>	51
3.7 REMOSIÓN DE CO ₂	52
4. OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES (PTFR)	53
4.1 Recibo	53
4.2 Almacenamiento	55
4.3 Estabilización	56

4.4 Sistema de transferencia	57
4.5 Tratamiento y disposición final de agua	60
4.6 Disposición de aceite recuperado	63
4.7 Disposición de lodos	64
4.8 Sistemas auxiliares	65
4.9 Disponibilidad de operador	67
4.10 Procedimiento para el tratamiento de fluidos residuales	67
4.10.1 Retornos Ácidos	67
4.10.2 Retornos de Gel	68
4.10.3 Retornos de EDTA	69
4.10.4 Agua / Salmuera contaminada con Cemento	69
4.10.5 Agua De Producción	69
4.10.6 Aceite De Producción	70
4.11 Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales Esperada	70
5. ANALISIS ECONOMICO	72
6. CONCLUSIONES	75
7. RECOMENDACIONES	77
8. BIBLIOGRAFIA	78
ANEXO A	80

LISTADO DE TABLAS

	pág
TABLA 3.1 Tipos de depósitos de incrustación	45
TABLA 3.2 Propiedades de los secuestrantes de oxígeno disuelto	52
TABLA 5.1 Comparativo de costos de logística por problemas de recibo de fluidos en la PTFR	73
TABLA 5.2 Determinación del costo unitario	74
TABLA A.1 Propiedades físico-químicas del fluido a tratar	80
TABLA A.2 Calidad del agua tratada	80

LISTADO DE FIGURAS

	pág
FIGURA 1.1 Área de recibo	16
FIGURA 1.2 Tanque de estabilización	17
FIGURA 1.3 Área De Trasego “Bomba De Cavidades Progresivas”	18
FIGURA 1.4 Separador de placas corrugadas “Separadores de láminas acanaladas operados por gravedad”	19
FIGURA 1.5 Esquema interno Separador de placas corrugadas	19
FIGURA 1.6 Placas corrugadas	20
FIGURA 1.7 Bomba de disposición final de agua tratada y bomba de disposición final de lodos	21
FIGURA 1.8 Sistema de filtros A/B/C	21
FIGURA 1.9 Esquema interno Filtro con Cascarilla de Nuez	22
FIGURA 1.10 Lecho de secado de lodos	23
FIGURA 3.1 Proceso de coagulación y floculación	33
FIGURA 3.2 Fuerzas que actúan sobre una partícula sólida suspendida en el agua	34
FIGURA 3.3 Atracción de fuerzas de Van der Waals	39
FIGURA 3.4 Puente de hidrogeno	39
FIGURA 3.5 Puente químico	39
FIGURA 3.6 Atrapamiento o barrido	40
FIGURA 3.7 Fuerzas que actúan sobre una gota de aceite dispersa en agua	41
FIGURA 3.8 Flujo de corriente eléctrica en una celda de corrosión	47
FIGURA 3.9 Esquema de cómo actúa un inhibidor fílmico tipo amina	49
FIGURA 4.1 Esquema actual de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales	54
FIGURA 4.2 Sistema de inyección de químicos	65
FIGURA 4.3 Esquema esperado de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales	71

INTRODUCCIÓN

En las intervenciones de pozos se generan fluidos residuales, como agua fresca contaminada, salmuera contaminada, mezcla de salmuera-crudo-diesel, fluidos neutralizados resultantes de trabajos de acidificación y gel degradado. Estos fluidos son almacenados en piscinas, frac tanks y posteriormente enviados a la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales PTFR en carrotanques, donde se reduce el contenido de aceite y de sólidos totales suspendidos del agua tratada a una concentración exigida por las condiciones existentes en el agua almacenada en el tanque TK-61 para inyección a pozos.

La Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales ubicada en la Facilidad de Producción Cusiana, está diseñada para tratar 500 barriles de fluido por día, donde realmente el tiempo para el tratamiento es de 12 horas, las otras 12 horas restantes se utilizan para mantenimiento y limpieza de los equipos de la planta. La PTFR es semiautomatizada, por lo que requiere ser asistida por un operador.

Durante el 2008, los fluidos a tratar aumentaron, la causa principal fue el incremento en actividad tanto en más taladros operando como más intervenciones de pozos, especialmente estimulaciones químicas y completamientos. Esto conlleva a alternativas económicamente ineficientes y con riesgos para el medio ambiente, ya que los fluidos residuales tienen que ser dejados en piscinas en la localización donde fueron utilizados o almacenados en frac tanks, debido a que no cumplen con las especificaciones para ser tratados o la planta no los puede recibir por falta de capacidad.

La inquietud de BP se presenta por la creación de un cuarto frente de ingeniería para el año 2009 y el trabajo de 4 taladros, que conllevaría a incrementar el volumen de fluidos residuales a tratar por encima de los límites actuales de la planta, por lo que se considera conveniente evaluar opciones que busquen incrementar la capacidad de la PTFR o proponer otras alternativas que optimicen el proceso.

RESUMEN

La Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales, PTFR, diseñada para tratar 500 barriles de fluido por día, recibe fluidos como agua fresca contaminada, salmuera contaminada, mezcla de salmuera-crudo-diesel, fluidos neutralizados resultantes de trabajos de acidificación y gel degradado, provenientes de intervenciones de pozos.

Actualmente, la operación por parte de BP se ha visto incrementada debido a la creación de un cuarto frente de ingeniería y la incorporación de 4 taladros más. Esto ha aumentado el volumen de fluidos residuales generados, incrementando los costos de la operación, debido a que la PTFR es insuficiente para el tratamiento del volumen total de éstos fluidos. Por lo tanto, se ve la necesidad de optimizar la operación de la PTFR, para que sea capaz de tratar todo el volumen de fluido residual generado.

Este trabajo consistió en realizar un estudio para plantear soluciones que conlleven al mejoramiento de la PTFR por medio del incremento en la capacidad de recibo y almacenamiento, incremento en la capacidad de tratamiento y transferencia y el manejo de los geles dentro de la planta.

ABSTRACT

Treatment Plant Waste Fluid, TPWF, designed to treat 500 barrels of fluid per day, as fresh water gets contaminated, contaminated brine, a mixture of diesel-oil-brine fluids neutralized from work acidification and broken gel, from wells interventions.

Currently, the operation by BP has increased due to creation of a fourth engineering front and incorporating four more drills. This has raised the volume of waste fluid generated, increasing the costs of operation, because the TPWF is insufficient for the treatment of the total volume of these fluids. Therefore, we see the need to optimize the operation of the TPWF, to be able to treat the entire volume of waste fluid generated.

This work consisted in make a study to propose solutions that involve the improvement of the TPWF by increasing the capacity of receive and storage, an increase in treatment and transfer capacity and handling of the gels into the plant.

1. PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES

1.1 Información General

La “PTFR” (PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES DE POZOS CUSIANA), es una planta para el tratamiento de los fluidos resultantes de los procedimientos de estimulación de pozos aledaños a la Facilidad de Producción Cusiana.

1.1.1 Localización

La PTFR está localizada dentro de la Facilidad de Producción de Cusiana, en el extremo Sur-Occidental de las instalaciones, cerca de la planta de tratamiento de agua de río, fuera de las áreas de proceso.

1.1.2 Condiciones Ambientales

Temperatura ambiente promedio	84°F
Temperatura mínima	77°F
Temperatura máxima	90°F
Humedad relativa promedio	90%
Máxima precipitación registrada en 24 horas	9 pulg
Altura sobre el nivel del mar	1350 pies

1.1.3 Fluidos a Manejar

Fluido residual: conformado principalmente por una combinación de: agua, mezcla de salmuera-crudo-diesel, diesel filtrado-surfactante, mezcla ácida y KCl con inhibidor de incrustaciones.

Agua tratada: obtenida del tratamiento de la PTFR y cuya caracterización se incluye en el Anexo A.

Aceite recuperado: como subproducto del proceso de tratamiento en el Separador de placas corrugadas se obtiene una corriente de aceite que es conducido al tanque TK-2 de crudo fuera de especificación de la Facultad de Producción de Cusiana.

1.2 Áreas de Proceso

1.2.1 Área de recibo

Esta área, mostrada en la figura 1.1, comprende el cabezal de recibo de los fluidos provenientes de pozos, con facilidades para el descargue de dos carrotanques a la vez. Cuenta con facilidades para el suministro de agua desaireada (proveniente de la planta de tratamiento de agua de río contigua a la planta de fluidos residuales), esta facilidad ha sido prevista para la fluidización de sedimentos en el tanque de estabilización y la limpieza de las líneas durante y después de la operación de la planta. Dispone también de indicación de presión durante las diferentes operaciones.



Figura 1.1 Área de recibo

1.2.2 Área de estabilización

Esta área, mostrada en la figura 1.2, corresponde al tanque metálico horizontal (V-10), destinado para la estabilización y almacenamiento de fluidos previo al inicio del tratamiento. Este tanque tiene la capacidad de almacenar hasta 700 Barriles que es más de la carga correspondiente a un “Batch” de operación de la planta (500 Barriles). Cuenta con facilidades para el suministro de gas de cobertura y protecciones como: válvula de seguridad por sobrepresión y vacío, transmisores de nivel y presión (con indicadores locales) para el control de la operación.



Figura 1.2 Tanque de estabilización

1.2.3 Área de trasiego

Esta área, mostrada en la figura 1.3, corresponde a la bomba de cavidades progresiva (P-10) que se encarga de conducir los fluidos entre el tanque de estabilización y el sistema de tratamiento. También esta diseñada para retirar los lodos sedimentados en el recipiente de estabilización y enviarlos al lecho de secado de lodos. La bomba cuenta con transmisores de presión con indicación

local, ubicados en la succión y descarga con el fin de protegerla. Las líneas de succión y descarga disponen de facilidades para la conexión rápida de una bomba portátil de respaldo en el caso que la bomba principal se encuentre fuera de servicio. Posse puntos para la inyección de químicos.



Figura 1.3 Área de trasiego “Bomba de cavidades progresivas”

1.2.4 Área de tratamiento y disposición de agua tratada

En esta área se realiza el tratamiento de la corriente procedente del tanque de estabilización, y comprende los siguientes equipos: separador de placas corrugadas ME-10, el sistema de filtros F-10 A/B/C, la bomba para la disposición final de lodos P-11 y la bomba de disposición final de agua tratada P-14.

El separador de placas corrugadas (Figura 1.4) tiene sistema de gas de cobertura y válvula de seguridad, además de un indicador de presión. La bomba de disposición final de lodos (Figura 1.7) provenientes del separador también cuenta con un indicador de presión y una válvula de seguridad.



Figura 1.4 Separador de placas corrugadas “Separador de láminas acanaladas operado por gravedad”

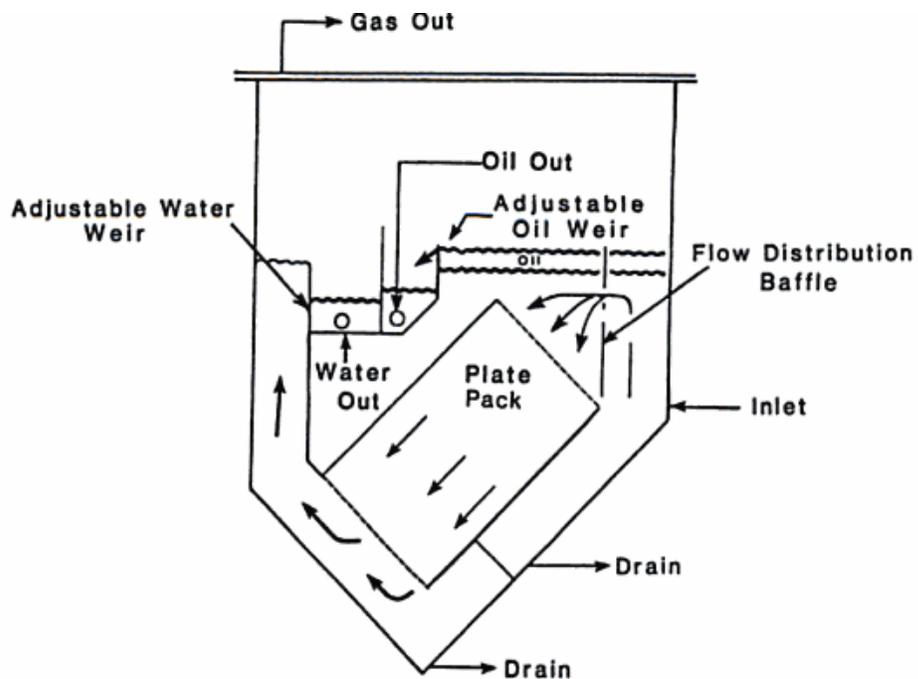


Figura 1.5 Esquema interno Separador de placas corrugadas

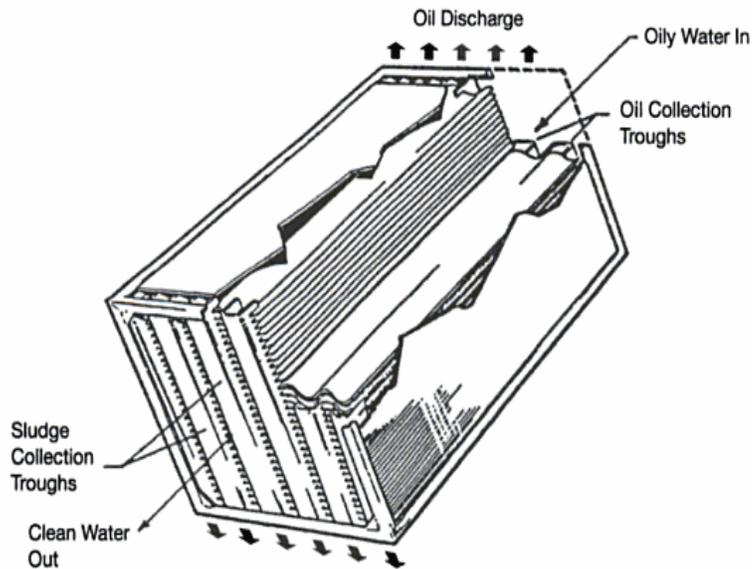


Figura 1.6 Placas corrugadas

La bomba de disposición final de agua (Figura 1.7) posee un transmisor de presión con indicación local usado para su protección. Las líneas de succión y descarga poseen facilidades para la conexión de una bomba portátil de respaldo y la inyección de químicos. El arreglo de tubería para la disposición final de agua permite hacer “by-pass” de los filtros, recirculación del agua y la disposición de agua en dos diferentes tanques.

La unidad de filtración (Figura 1.8) se compone de tres filtros verticales en flujo descendente, los cuales usan cascarilla de nuez como medio filtrante, material de característica oleofílica, y que además permite una disminución en el contenido de sólidos suspendidos de más bajo diámetro. La configuración consiste en dos filtros trabajando en paralelo unidos a un tercero para trabajar en serie. Cada filtro posee una válvula de seguridad y un indicador de presión, además de un arreglo de tubería para permitir su retrolavado.



Figura 1.7 Bomba de disposición final de lodos y bomba de disposición final de agua tratada de disposición final de lodos



Figura 1.8 Sistema de filtros A/B/C

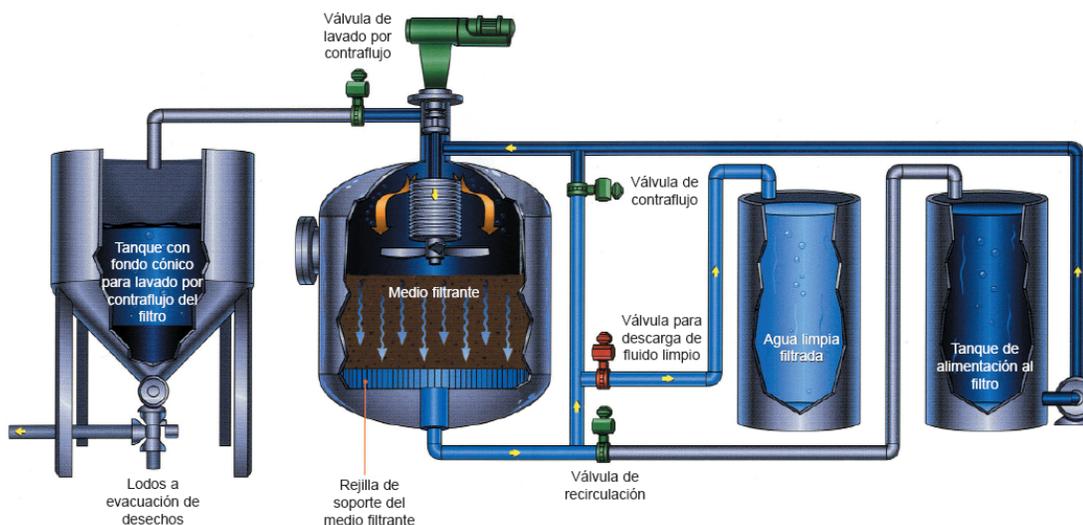


Figura 1.9 Esquema interno Filtro con Cascarilla de Nuez

1.2.5 Área de disposición final de aceite recuperado

Esta área corresponde a un tanque sumidero en concreto (ME-14) para el almacenamiento de aceite recuperado y la bomba centrífuga (P-17) para la transferencia del mismo hasta el TK-2 (crudo fuera de especificaciones).

El tanque enterrado posee un transmisor de nivel con indicación local y un sistema de venteo con su respectivo “flame arrestor” debido al tipo de fluido manejado.

La bomba tiene transmisor de presión con indicación local, ubicado en la descarga y configurado para protegerla.

La bomba posee un control de encendido/apagado automático configurado en el PLC de control, usando la señal del transmisor de nivel ubicado en el tanque.

1.2.6 Área de disposición de Lodos

Esta área, mostrada en la figura 1.10, comprende el lecho de secado de lodos ME-12, el tanque sumidero de agua recuperada ME-13 y la bomba centrífuga P-16 la cual sirve para retornar el agua recuperada al proceso a través del tanque V-10.

El lecho de secado de lodos comprende dos cámaras independientes con un adecuado sistema de tubería y válvulas para aislarlas y permitir su funcionamiento alternado e independiente.

Existe una tercera cámara independiente, para la recolección de las aguas lluvias, aguas aceitosas y drenajes cerrados de la PTFR, esto con el fin de mantener aislados los drenajes de la planta de la Facultad de Producción, debido a las características contaminantes de la planta.

El tanque enterrado posee un transmisor de nivel con indicación local.

La bomba tiene un transmisor de presión con indicación local ubicado a la descarga y configurado en el PLC de control para protegerla. La bomba posee un control de encendido/apagado automático configurado en el PLC de control, usando la señal del transmisor de nivel ubicado en el tanque. Las líneas de succión y descarga disponen de facilidades para la conexión de una bomba portátil de respaldo.



Figura 1.10 Lecho de secado de lodos

2. FLUIDOS A TRATAR

Los fluidos que se reciben en las instalaciones de tratamiento de fluidos residuales están clasificados según la base de su composición en Fluidos Base Agua y Fluidos Base Aceite.

2.1 Fluidos Base Agua

Los fluidos base agua pueden ser backflows de tratamientos base agua o agua de producción

2.1.1 Backflows de Tratamientos Base Agua

Dentro de ésta clase de fluidos se puede encontrar Retornos Ácidos, Geles, Retornos de EDTA, Salmueras de retorno, Agua / Salmuera contaminada con cemento.

2.1.1.1 Retornos Ácidos

Este tipo de fluido es generado durante operaciones de Pickling (operación realizada para remover subproductos de corrosión en la tubería de los pozos), lavados ácidos de perforaciones o estimulaciones ácidas. Las principales características de éstos fluidos son:

- pH: 5 – 7
- Hierro Total: 2000 – 3500 ppm
- Sólidos totales suspendidos: 5000 – 8000 ppm
- Sulfatos: 200 – 300 ppm
- Aceite: 5 – 10%

Los retornos de ácido deben ser direccionados a un Frac Tank previamente seleccionado para tal fin.

2.1.1.2 Retornos de Gel

Este tipo de fluidos es generado durante operaciones de limpiezas de arena (SCO), Operaciones de Molienda (Milling jobs), operaciones de limpieza de sólidos para acarrearlos hasta superficie u operaciones de fracturamiento.

Dentro de los geles usados en éstas operaciones en el campo se encuentran los Geles base Goma Guar y Geles base Goma Xantham.

Este tipo de fluidos requiere de un tratamiento en superficie (rompimiento) por parte de la compañía que suministra el gel antes de ser enviados a la planta de tratamiento.

Características principales:

- pH: 7 – 9
- Hierro Total: 50 – 100 ppm
- Sólidos totales suspendidos: 250 – 350 ppm
- Sulfatos: 50 – 100 ppm
- Aceite: 0 – 10%

Es muy importante que cuando se retornan este tipo de fluidos a Frac Tanks no se mezclen con otros tipos de fluidos como agua de contrapozos o salmueras contaminadas pues el volumen de fluidos a tratar se aumenta. También es muy recomendable no mezclarlos con crudo pues se pueden formar emulsiones altamente estables las cuales dificultan su tratamiento.

2.1.1.2.1 Geles base Goma Guar

Dentro de los geles manejados en Cusiana cae dentro de ésta clasificación el XLFC de BJ Services.

2.1.1.2 Geles base Goma Xantham

Dentro de los geles manejados en el campo caen dentro de ésta clasificación: el Power Clean de Dowell, el XCD Polímero de BJ Services y el Xanplex_D de Baker.

2.1.1.3 Retornos de EDTA

Este tipo de fluidos es generado durante operaciones de lavado de perforaciones con EDTA o de Estimulaciones químicas con EDTA. Se puede encontrar, según sea necesario, concentrado al 70% o al 100%, con un pH de 7,09 y 7,18 respectivamente.

EDTA (FX 2865) @ 70%

Producto	Descripción	Concentración
Agua Filtrada	Fluido Base	297,4
Clay Treat	Clay Stabilizer	0,6
EC 9541 A	Surfactant	2
FX2865	Agente Quelante	700

2.1.1.4 Salmueras de Retorno

La salmuera usada con mayor frecuencia en las operaciones de BP es conocida comúnmente como Clay Treat, nombre asignado al fluido en razón al nombre del químico estabilizador de arcillas usado para la preparación del mismo. Otra salmuera usada con poca frecuencia es la de Cloruro de Potasio (KCl).

Características principales:

- pH: 7
- Hierro Total: 50 ppm
- Sólidos totales suspendidos: 800 – 1200 ppm

- Sulfatos: 40 ppm
- Aceite: 5 – 10%

Todas estas salmueras retornan a superficie mezcladas con agua producida y se les debe chequear en locación el pH (el cual debe estar entre 6-8 unds) antes de ser enviada a la PTFR.

2.1.1.5 Agua / Salmuera contaminada con Cemento

Durante las operaciones de bombeo de Squeezes de cemento se recuperan en superficie fluidos base agua (Agua de producción / Agua fresca / Salmueras) contaminados con cemento.

Estos fluidos usualmente presentan pH básico (oscilando entre 10 y 14 unidades) debido a la contaminación con algunos químicos constituyentes de las lechadas de cemento.

Se debe evitar durante las operaciones de pozo el mezclar retornos contaminados con cemento con agua de producción ó salmueras de retorno dado que por su naturaleza alcalina dichos fluidos deben ser neutralizados por lo cual dicha práctica aumentaría dramáticamente los volúmenes de neutralización.

2.1.2 Agua de Producción

En algunas oportunidades cuando se está realizando el levantamiento de pozos a Frac tanks y quemadero se puede tener un volumen considerable de fluidos de producción (Agua y Aceite) en Frac tanks.

Durante los backflows de trabajos de estimulación el pozo aporta fluidos de producción los cuales son también recuperados en Frac Tanks junto con los tratamientos bombeados.

Características principales:

- pH: 6 – 8
- Hierro Total: 2 – 10 ppm
- Sólidos totales suspendidos: <50 ppm
- Sulfatos: 10 – 50 ppm
- Aceite: 5 – 20%

2.2 Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite recuperados durante operaciones de pozos, pueden ser backflows de tratamientos base Diesel o aceite de producción

2.2.1 Backflows de Tratamientos Base Diesel

Dentro de ésta clase de fluidos se puede encontrar: Diesel, Alcoholes, Xileno, Crudo.

Cabe destacar que los tratamientos de estimulación que contienen alcohol (WP_004X) en su formulación deben ser recuperados totalmente en superficie (Frac Tanks), pues por lecciones aprendidas se ha identificado que este tipo de retorno genera problemas de emulsión en la línea y en consecuencia dificulta el tratamiento del crudo en la planta.

Características principales:

- pH: 5 – 8
- Hierro Total: > 200 ppm
- Sólidos totales suspendidos: > 700 ppm
- Sulfatos: > 100 ppm

2.2.2 Aceite de Producción

En algunas oportunidades cuando se está realizando el levantamiento de pozos a Frac tanks y quemadero se puede tener un volumen considerable de fluidos de producción (Aceite y Agua) en Frac tanks, en éste caso dichos fluidos deben ser bombeados a los CPPS previo aseguramiento de la calidad de los mismos.

En esencia, los fluidos que requieren mayor atención son aquellos provenientes de los trabajos de fracturamiento (por su potencial contenido de bacterias) y de las estimulaciones ácidas (por su alto contenido iones disueltos, sólidos totales suspendidos y contenido de aditivos químicos tales como surfactantes, alcoholes, solventes, etc.).

3. TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN

En la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales, PTFR, se llevan a cabo diferentes tratamientos químicos para lograr, principalmente, la clarificación del agua asociada a fluidos residuales acuosos provenientes de procedimientos de estimulación de pozos aledaños a la Facilidad de Producción Cusiana para ser utilizada como agua de inyección.

La **inyección de agua** es un método de recobro que se aplica en los diferentes campos petroleros según la estrategia que se tenga de producción, el tipo de yacimiento, la disponibilidad de la misma, además de que es una alternativa excelente en la disposición de aguas residuales, las cuales no pueden ser vertidas al medio ambiente sin el cumplimiento de normas ambientales.

Prácticamente desde el comienzo de la producción de petróleo, el agua producida ha sido la causa de innumerables problemas ya sea porque contribuya a incrementar los fenómenos de incrustación y/o corrosión en las vasijas de almacenamiento, equipo y tubería de conducción o por el manejo y disposición de los grandes volúmenes producidos. Además el agua es uno de los componentes principales de los fluidos utilizados para intervención de pozos, que una vez utilizados se convierten en fluidos residuales de los cuales el agua es recuperable y se puede disponer para fluido de inyección.

En todo proceso de inyección de agua debe existir un tratamiento previo para evitar problemas de incrustación y corrosión, ya que estos a través de la historia han sido el principal problema técnico en la inyección de agua.

- **Calidad del Agua de Inyección**

La calidad del agua de inyección varía según las propiedades físicas, químicas, termodinámicas entre otras propiedades de los fluidos que estén presentes en el yacimiento y su correspondiente interacción. Por lo anterior es importante hacer un análisis de dichos fluidos (agua, gas y aceite) para determinar su comportamiento con cambios de presión y temperatura. Una vez evaluados estos comportamientos, se conoce cuál es la calidad y características del agua a ser inyectada como método de recobro.

El agua ideal de inyección debe tener las siguientes características:

- Ser económica.
- No poseer partículas sólidas suspendidas mayores a $\frac{1}{4}$ del tamaño poral.
- No poseer sólidos dañinos que puedan ocasionar scale o corrosión.
- No presentar gases disueltos.
- Sin bacterias.
- No causar efectos adversos a la formación como hinchazón de arcillas.
- No causar efectos nocivos cuando se mezcle con fluidos de formación.
- No conductiva para prevenir corrosión galvánica.
- Tener eficiencia en términos de desplazamiento. ¹

¹ ROJAS, J. "Fundamentos De Calidad De Agua". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998

- **Características del agua de inyección**

El agua de inyección ideal debe ser económica, libre de sólidos suspendidos, no poseer aceite, no ser corrosiva y no presentar problemas de depósitos (scale y sludge), ser compatible con el agua de formación y tener alta eficiencia en términos de desplazamiento de aceite.²

Los procesos utilizados para mejorar la calidad del agua de inyección son principalmente los mecánicos y los químicos. Los procesos mecánicos se dan en las facilidades de superficie de un campo petrolero, en equipos como oil Skimmer, catch tank, unidades de flotación, unidades de filtración, decantadores, lechos de secado, separadores de placas corrugadas, frac tank etc. Los procesos químicos mas comunes son la clarificación, tratamiento de emulsiones, inhibición de corrección e incrustación, tratamientos microbiológicos, remoción de oxígeno y otros gases disueltos como el CO₂ y H₂S. Es importante resaltar que los procesos mecánicos y químicos para el tratamiento de agua de inyección se complementan y generalmente se dan al mismo tiempo.

² ROJAS, J. "Fundamentos De Calidad De Agua". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998

3.1 REMOCIÓN DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS

La floculación y coagulación son los procesos que se utilizan para la remoción de sólidos suspendidos en el agua. Estos procesos desestabilizan las partículas coloidales para agruparlas en una de mayor tamaño llamadas flocs o flóculos, los cuales se sedimentan o flotan en el agua con mayor facilidad.

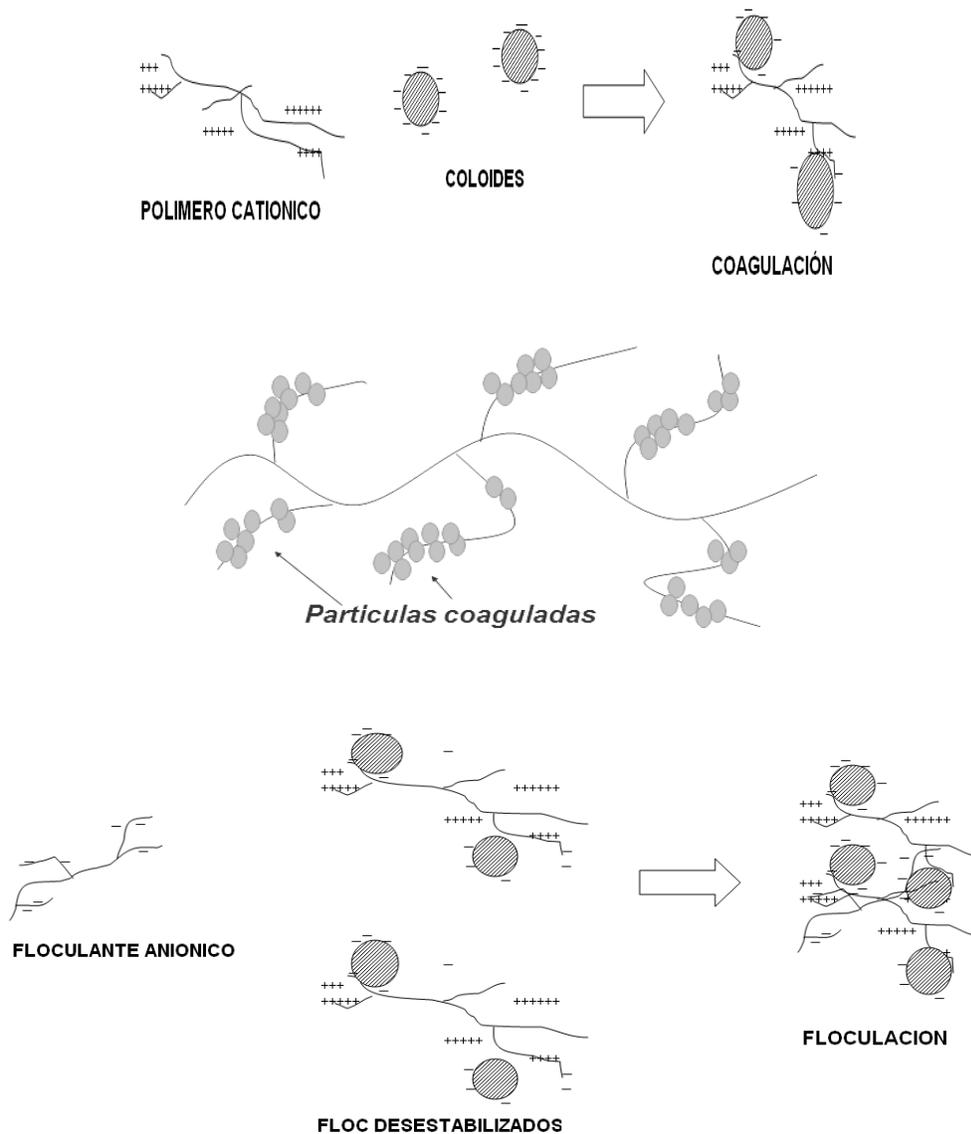


Figura 3.1 Proceso de coagulación y floculación

Fuente Nalco De Colombia LTD

Suspensiones o dispersiones coloidales

Se presenta cuando un material sólido es insoluble en agua y se presenta en la fase acuosa como partículas muy finas (coloides) suspendidas y separadas unas de las otras, donde su sedimentación es difícil dado su tamaño.

Un coloide es una partícula que tiene un tamaño entre 1 micrón-100 micrones, los cuales tienen un área de contacto grande, comparada con su densidad que es baja, razón por la cual no se precipitan fácilmente.

Sólidos suspendidos

Las fuerzas que actúan sobre una partícula suspendidas en agua son, la fuerza de gravedad, la fuerza de boyancia y la fuerza de fricción. Dependiendo del tamaño y peso de la partícula predominara la fuerza de gravedad causando la precipitación o dispersión.

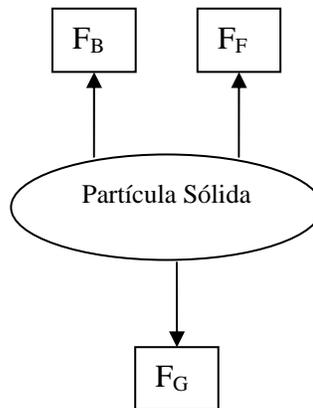


Figura 3.2. Fuerzas que actúan sobre una partícula sólida suspendida en el agua.

3.1.1 COAGULACIÓN

Es el proceso en el cual las partículas coloidales son desestabilizadas, neutralizando las fuerzas que las mantienen separadas como las fuerzas de repulsión que actúan entre ellas. La coagulación es una serie de reacciones físico-químicas entre el coagulante, la superficie del coloide, la alcalinidad del agua y el agua.

3.1.1.1 Factores que afectan la coagulación

- ***Naturaleza del coloide***

Las arcillas que forman los coloides no son del mismo tipo; por tanto las dosis de coagulante pueden variar.

- ***pH***

Para cada agua en particular existe un pH óptimo al cual la coagulación de los coloides es máxima.

- ***Composición química del agua***

La composición química del agua facilita el tipo de mecanismo de coagulación, por ejemplo, la alta alcalinidad y baja mezcla rápidamente, favorecen la formación de hidróxidos metálicos, que son coagulantes pobres.

- ***Gradiente de velocidad (agitación)***

Es el factor mas importante, las reacciones de coagulación son muy rápidas (menores a 1 seg) por lo tanto hay que dispersar rápidamente el químico para evitar su desperdicio.

- **Temperatura del agua**

A mayor temperatura mayor viscosidad del agua y por lo tanto la agitación de la misma es mayor, lo que favorece la mezcla de los productos químicos y acelera la coagulación.

3.1.1.2 Mecanismos de desestabilización o coagulación de coloides

- **Adsorción y neutralización de cargas**

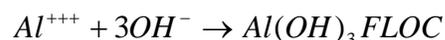
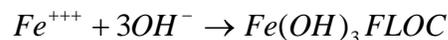
Las partículas de arcilla están cargadas negativamente, al adicionar un ion como el Al^{+++} en sulfato de aluminio, existe coagulación al darse la adsorción de iones positivos. En este caso las partículas de arcilla se neutralizan, se presenta una condición isoeléctrica y por consiguiente aglomeración.

- **Disminución de la doble capa por sales inorgánicas**

El aumento de la concentración iónica tiende a disminuir la capa doble de electricidad que se forman alrededor de las partículas sólidas suspendidas, permitiendo que las mismas se puedan acercar lo suficiente, de manera que las fuerzas de atracción de Van der Waals se incrementen mas rápido que las fuerzas de repulsión.

- **Precipitación y entrapamiento**

Se forman flocs de hidróxidos metálicos, los cuales poseen baja solubilidad en el agua y por ende tienden a precipitarse. Los flocs presentes en el agua a medida que se mueven en la misma, van atrapando más partículas coloidales.



Ecuación 3.1 Formación De Hidróxidos Metálicos

- ***Adsorción de materiales poliméricos para la creación de un puente químico entre las partículas***

Básicamente es una desestabilización con polímero, en la cual parte de los grupos funcionales de la molécula de polímero se absorben en la superficie de la partícula coloidal, dejando otra parte de la molécula extendida en solución; posteriormente una segunda partícula con polímero absorbido y superficie vacante se une al segmento libre de la otra, formando un puente y floc de mayor tamaño y peso.

3.1.2 FLOCULACIÓN

La floculación es el proceso de transporte y aglomeración de partículas previamente coaguladas o desestabilizadas, para formar partículas de mayor tamaño llamadas flocs. Es un proceso de transporte ya que se produce con la agitación suave del agua. Los flocs son una mezcla de partículas coloidales y químicos.

La floculación es estimulada por un mezclado lento que junta poco a poco los flóculos; un mezclado demasiado intenso los rompe y raramente se vuelven a formar en su tamaño y fuerza óptima.³

³ PARRA, RICARDO. , PEREZ, FERNANDO. “Principios Básicos Del Tratamiento Químico De Los Sólidos Suspendidos Y Las Emulsiones Inversas En El Agua”. Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998. pg 13

3.1.2.1 Factores que afectan la floculación

- **Gradiente de velocidad o agitación del agua**

La velocidad de floculación es directamente proporcional a la agitación del agua, pero esto tiene un límite, ya que demasiada agitación puede llegar a romper los flocs.

- **Tiempo de agitación**

Existe un tiempo mínimo para lograr la aglomeración y también hay un tiempo máximo, que después de sobrepasarlo los flocs empiezan a romperse.

- **Composición química**

Los flocs generados con polímeros de bajo peso molecular, floculan más rápidamente que los creados con polímeros de alto peso molecular.

- **Tipo de coagulante usado**

Los flocs generados con polímeros catiónicos soportan agitaciones más intensas y tiempo de floculación más prolongados.

- **Adición o no de polímeros floculantes**

Los polímeros tipo floculantes aceleran la floculación.

- **Temperatura del agua**

A mayor temperatura, disminuye la viscosidad del agua y por ende la agitación será mayor, lo cual favorece la mezcla de los productos químicos y acelera la floculación.

3.1.2.2 Mecanismos responsables de la floculación

- **Atracción de fuerzas de Van der Waals**

Estas fuerzas generan una atracción entre las partículas, cuando están a una distancia favorable, causando la unión de las mismas.



Figura 3.3

- **Puente de hidrogeno**

En este caso las moléculas polares del agua, adheridas a las partículas en su superficie, ejercen fuerzas de atracción debidas al puente de hidrógeno.

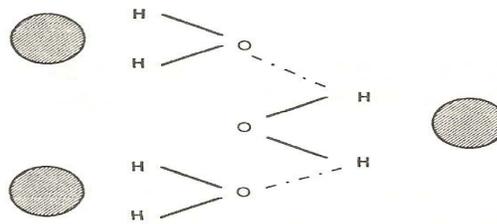


Figura 3.4

- **Puente químico**

Se presenta cuando se usan polímeros como coagulantes y floculantes.



Figura 3.5

- **Atrapamiento o barrido**

Este mecanismo se presenta cuando se utilizan sales inorgánicas o metálicas, las cuales reaccionan para producir hidróxidos metálicos, que a su vez forman una red de flocs atrapando las partículas coloidales.

Los flocs producidos con polímeros catiónicos, soportan agitaciones más intensas y tiempos de floculación más prolongados, comparados con los generados a partir de sales inorgánicas.



Figura 3.6

3.2 TRATAMIENTO DE EMULSIÓN INVERSA

La **emulsión inversa** en la industria petrolera se conoce como emulsión de petróleo en agua, en esta emulsión el aceite se encuentra disperso en pequeñas gotas dentro de la fase continua, que para este caso sería el agua. Sobre las partículas de aceite dispersas en el agua actúan principalmente tres fuerzas, ver figura 3.7, la boyancia, la gravedad y la fricción, es importante resaltar que las gotas de aceite tienden a subir, ya que el agua es más densa.

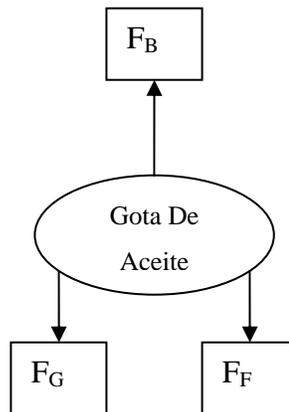


Figura 3.7 Fuerzas que actúan sobre una gota de aceite dispersa en agua

3.2.1 Estabilidad de las emulsiones inversas

Dependiendo de la estabilidad de las emulsiones inversas, se pueden separar o no con mayor facilidad. Una emulsión muy estable es complicada de romper y el tiempo va a ser mayor.

Existen varios factores que afectan la estabilidad de la emulsión.

- **Reducción de la tensión interfacial**

Los agentes surfactantes presentes en el agua, disminuyen la tensión interfacial generando que las gotas grandes se dividan en gotas de menor tamaño, necesitándose tiempos mayores para que se de la coalescencia o unión.

- **Formación de películas**

Los materiales activos de los surfactantes poseen moléculas con elementos afines al agua (hidrofílicos) y otros elementos afines al aceite (hidrofóbicos), cuando estos están presentes en cantidades considerables, los materiales hidrofóbicos se adhieren a la molécula de aceite, que luego es recubierta por

los materiales hidrofílicos, lo cual elimina la interacción entre las gotas de aceite y se hace más difícil su unión o coalescencia.

- ***Repulsión electrostática***

Cuando las gotas poseen la misma carga eléctrica se genera una fuerza de repulsión evitando que estas se unan.

- ***Adsorción de sólidos en la interfase de la gota***

Algunos sólidos muy finos, tienden a adsorberse en la superficie de la gota de aceite, reforzando la película interfacial y creando una barrera resistente a la penetración que retarda la coalescencia entre las gotas.

3.2.2 Uso de químicos en el tratamiento de emulsiones inversas

Los químicos utilizados para romper las emulsiones inversas son llamados “Doiler” estos pueden ser sales inorgánicas, rompedores inversos orgánicos (polielectrolitos) y/o mezclas de los dos.

3.2.2.1 Químicos inorgánicos

Las sales inorgánicas reducen las cargas primarias de la gota, disminuyendo las fuerzas de repulsión que impiden la coalescencia; esto se logra por la gran influencia que tienen las sales inorgánicas sobre la doble capa eléctrica de las gotas y sus cargas primarias.

3.2.2.2 Químicos orgánicos

Son conocidos como polieléctricos de superficie activa. Estos polieléctricos están altamente cargados positivamente y dan muchas posibilidades para la desestabilización de las emulsiones, ya sea por adsorción selectiva, modificación de la tensión interfacial, neutralización de cargas por adsorción, mecanismos de floculación por agrupamiento de gotas y a través del esparcimiento de su capa delgada. Los rompedores orgánicos de emulsión trabajan mejor que las sales

inorgánicas y reducen en un 50-75% la cantidad de lodo generado en un programa de tratamiento.

3.3 INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES

Los inhibidores de incrustaciones, controlan, demoran, reducen y previenen la formación de estas.

En el agua existen algunos iones que al combinarse forman compuestos de baja solubilidad, los cuales al alcanzar cierta saturación sobrepasan el límite que tiene el agua para mantenerlos en solución, se precipitan y forman depósitos sólidos (Scale o Incrustaciones).

A continuación se explicara como se forma una incrustación de manera muy general utilizando el sulfato de bario como ejemplo. Se tiene una solución sobresaturada de iones positivos Ba^{++} e iones negativos SO_4^- , estos están en constante movimiento y frecuente contacto, lo que genera atracción por tener cargas opuestas. Al darse inicialmente la unión de estos iones se forman los clusters (racimos), a medida que estos crezcan formaran cristales, seguidamente los cristales se unen para formar el Scale o Incrustaciones.

3.3.1 Factores que afectan la formación de incrustaciones

- ***iones que generan compuestos de baja solubilidad***

La cantidad y tipo de iones disueltos en el agua, capaces de generar scale es de vital importancia pues un contenido alto de estos y su interacción tienden a generar incrustaciones fácilmente.

- **Sólidos disueltos**

Los sólidos disueltos influyen en la solubilidad del scale, a mayor concentración de sólidos disueltos mayor es la solubilidad del scale.

- **Caídas de presión**

Con la caída de presión la solubilidad de los gases disueltos disminuye, liberándose el CO_2 que reacciona con el agua para formar ácido carbónico, el cual reduce el pH y precipita el carbonato de calcio y sulfato de calcio.

- **Cambios de temperatura**

A mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad del sulfato de bario y estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio.

- **pH**

Cuando el pH cae la solubilidad del carbonato de calcio aumenta.

- **Mezcla de dos o más aguas incompatibles**

No se debe mezclar un agua con contenido de bario con otra que presente el ion sulfato pues tendremos incrustaciones de sulfato de bario. De igual manera se debe evitar la mezcla de aguas que tengan concentraciones de calcio, bicarbonato y/o sulfato altas, ya que se generaría carbonato de calcio y/o sulfato de calcio.

- **Turbulencia**

La turbulencia es creada por las caídas de presión y la velocidad de flujo, esto disminuye la solubilidad de los gases ácidos, se aumenta el pH y aumenta la tendencia a precipitar carbonato de calcio.

3.3.2 Depósitos incrustantes encontrados en la industria del petróleo

Tabla 3.1 Tipos de depósitos de incrustación

NOMBRE QUIMICO	FORMULA QUIMICA	NOMBRE MINERAL
Depósitos de incrustación solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos de incrustación solubles en ácido		
Carbonato de Calcio	CaCO ₃	calcita
Carbonato de Hierro	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro de Hierro	FeS	Trolita
Oxido de Hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Oxido de Hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de Magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depósitos de incrustación insolubles en ácidos		
Sulfato de Calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de Calcio Hidratado	CaSO ₄ .2H ₂ O	Yeso
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de Bario-Estroncio	BASr(SO ₄) ₂	

Fuente: PARRA, RICARDO. , PEREZ, FERNANDO. "Depositos Formado En La Industria Del Petróleo". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998. Pg 20

3.3.3 Inhibidores de incrustación

El uso de inhibidores de incrustación no es un mecanismo para prevenir sino para controlar la precipitación de los cristales adheridos a las superficies sólidas.

Los inhibidores de incrustación utilizados en campo funcionan con uno o varios de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales una vez estos se forman, en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitan que se adhieran nuevos cristales a depósitos incrustantes ya formados.
- El inhibidor debe ser aplicado aguas arriba del punto de formación de los cristales.
- Se debe aplicar de forma continua.

Los mecanismos, por los cuales se piensa que los inhibidores de scale funcionan, es porque involucran habilidades como dispersar, servir como anti precipitantes, secuestrar, comportarse como agentes quemadores, modificar los gases que generan y condicionan la formación de sludge.

La mayoría de los inhibidores de incrustación aplicados, usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce como el efecto de entrada (threshold effect). Solo los secuestrantes tales como el ácido ethylenediaminetetraacetic (EDTA) y el ácido nitrolotriacético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior

3.4 INHIBICIÓN DE CORROSIÓN

La **corrosión** es el deterioro o degradación de un material por la acción química o electroquímica de su medio circundante. Donde el material tiende a regresar a su estado más estable, es decir al estado en que normalmente se encuentra en la naturaleza que puede ser un óxido o sulfuro de hidróxido.

La corrosión química o seca incluye todos aquellos casos en el que el metal reacciona con el medio iónico, es decir que no reaccionan con el electrolito y se da principalmente a altas temperaturas. Como por ejemplo los gases de combustión.

La corrosión electroquímica se desarrolla con la presencia de cuatro componentes que son el ánodo, en el cual se dan las reacciones de oxidación, el cátodo donde ocurren las reacciones de reducción, la superficie conductora de electricidad que en nuestro caso es el metal y el electrolito (agua) que cubre la superficie del metal.

La mayoría de todos los problemas que se presentan en la producción de campos petroleros se debe a la presencia de agua en el sistema. Uno de esos problemas es la corrosión electroquímica. Para que exista flujo de corriente debe haber una fuerza direccional o una fuente de voltaje y un circuito eléctrico completo en el sistema que se está corriendo.

Figura 3.8 Flujo de corriente eléctrica en una celda de corrosión

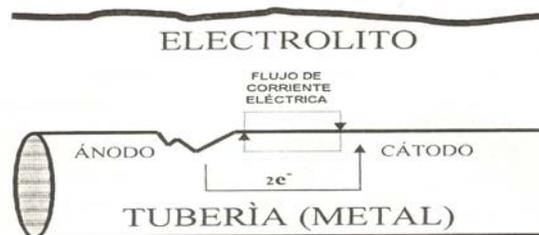
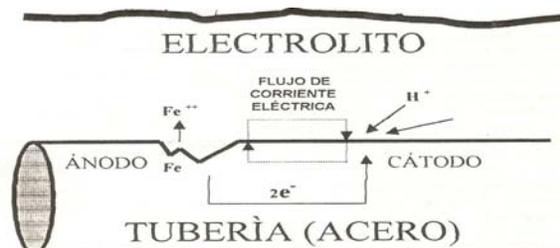


Figura 3.11 Proceso de corrosión



Fuente: PARRA, RICARDO, PEREZ, FERNANDO. "Generalidades Del Fenómeno Corrosivo En La Industria Del Petróleo". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998. Pag 5

Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión trabajan mediante los siguientes mecanismos:

- Adsorción para formar una delgada capa invisible de pocas moléculas de espesor.
- Precipitación para formar capas visibles (inhibidores orgánicos).
- Corrosión del metal en el cual los productos de corrosión forman una capa pasivante.

Los inhibidores químicos también pueden ser clasificados según la forma como el inhibidor afecte la celda de corrosión en:

- ***Inhibidores anódicos***

Son conocidos como inhibidores pasivantes, se dan en condiciones oxidantes formando una película metaestable que baja apreciablemente la rata de reacciones anódicas. En este caso el metal pasa de metal pasivo a metal noble. Este tipo de inhibidores actúa deteniendo la reacción anódica, que rompe el circuito electroquímico y disminuye las reacciones que se están presentando en la celda de corrosión. Dentro de este tipo de inhibidores podemos enunciar los cromatos, nitritos, ortofosfato y silicatos.

- ***Inhibidores catiónicos***

Estos inhibidores actúan formando una barrera o película en el cátodo restringiendo la entrada de los iones hidrogeno y los iones oxigeno en la superficie catódica, para evitar la reacción. Los inhibidores de este tipo mas usados en la industria petrolera son el zinc, polifosfato y el manejo de la alcalinidad.

- ***Inhibidores orgánicos o no iónicos***

Estos son llamados inhibidores fílmicos, que son anódicos como catódicos. Este tipo de inhibidor forma una película hidrofóbica gruesa que funciona como barrera entre el agua y la fase metálica. Estas sustancias orgánicas, están formadas principalmente por dos secciones, una sección polar de las moléculas que contienen grupos funcionales los cuales son atraídos por las superficies metálicas para formar enlaces con estas, y otra que sobresale en la superficie y que repele el agua.

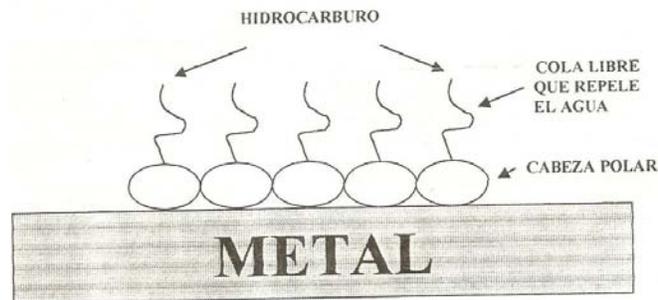


Figura 3.9 Esquema de cómo actúa un inhibidor fílmico tipo amina

Fuente: PARRA, RICARDO. , PEREZ, FERNANDO. "Generalidades Del Fenómeno Corrosivo En La Industria Del Petróleo". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998. Pg 50.

3.5 SECUESTRANTE DE OXIGENO

El oxígeno disuelto en el agua, es una de las sustancias más corrosivas presentes en el agua de inyección. La solubilidad del oxígeno en el agua varía con la elevación sobre el nivel del mar y la temperatura.

Los secuestrantes de oxígeno pueden ser clasificados en dos grupos, los que emplean el ion sulfito y los que no.

3.5.1 Remoción de oxígeno con ion sulfito

- **Sulfito de sodio**

Este producto se consigue en el mercado en forma de polvo. Se adiciona en exceso para que el sulfito reaccione con otros productos químicos o impurezas como cloro (bactericida) y bicromato (inhibidor).

- **Bisulfito de sodio**

Este producto es vendido en forma líquida y su principal ventaja es que no reacciona con el oxígeno del aire debido a su bajo pH.

- **Bisulfito de amonio**

Es uno de los más utilizados en la industria del petróleo, no reacciona con el aire, no requiere catalizador y es más concentrado que otros productos.

- **Hidrosulfito de sodio**

No requiere catalizador y puede ser usado en sistemas ácidos, pero se descompone rápidamente en el agua. Por tal razón no es muy utilizado.

3.5.2 Remoción de oxígeno sin ion sulfito

- **Dióxido de sulfuro**

Este tipo de secuestrante requiere de iones cobalto para catalizar la reacción y es aplicado al sistema de gas. Es más económico que el ion sulfito, además se requiere menos dosis de este, su exceso puede generar una caída en el pH.

- **Hidracina**

Su principal ventaja es que al reaccionar con el oxígeno no adiciona sólidos disueltos al sistema. No es muy eficiente a bajas temperaturas, por lo que se adiciona un catalizador para mejorarla, esta es una de las razones por la que no se utiliza frecuentemente.

3.6 SECUESTRANTE DE H₂S

Existen dos tipos de secuestrantes de H₂S, los productos químicos oxidantes y los aldehídos.

3.6.1 *Productos químicos oxidantes*

Tienen buen desempeño en aguas acidas o neutras, pero presentan el inconveniente de que son corrosivos. También muchos componentes del agua reaccionan con los productos oxidantes incrementándose el consumo del producto, por tal razón solo se utilizan cuando las concentraciones de H₂S son bajas. Los productos químicos de este tipo mas utilizados son el cloro, dióxido de cloro y peroxido de hidrogeno.

3.6.2 *Aldehídos*

- ***Acreoleina (CH₂=CH-CHO)***

Es muy eficiente en aguas con pH entre 6 y 8 y temperaturas menores de 149°F (65°C). La reacción requiere de 2 a 20 minutos.

- ***Formaldehído (CH₂O)***

Se emplea en soluciones al 37%, y al igual que la acreoleina es cancerigeno. Su eficiencia es menor que la de la acreoleina.

La aireación mecánica también se utiliza, y su eficiencia y efectividad depende de las características del agua de inyección y de la cantidad de CO₂ presente. El H₂S es aproximadamente tres veces más soluble en agua que el CO₂, por tanto este último se removerá primero en el proceso de aireación.

3.7 REMOCIÓN DE CO₂

La remoción del CO₂ en el agua se realiza por procesos mecánicos. Depende de la relación de equilibrio entre el CO₂, HCO₃⁻ y CO₃⁼ el cual a su vez depende del pH. Los métodos de mas utilizados son la aireación y desgasificación en vacío. En general se usan directamente inhibidores de corrosión pues no existen en el mercado productos químicos para tratar el CO₂.

Tabla 3.2 Propiedades de los secuestrantes de oxigeno disuelto

Compuesto	Fórmula	Requerimiento teorico por 1 ppm de O ₂	Forma	Tipico % activo	Requiere catalizador
Sulfito de Sodio	Na ₂ SO ₃	7.9 ppm	polvos	100	si
Bisulfito de Sodio	Na ₂ HSO ₃	6.5 ppm	liquido	35	si
Bisulfito de Amonio	NH ₄ HSO ₃	6.2 ppm	liquido	60	Algunas veces
Dióxido de Sulfuro	SO ₂	4 ppm	gas	100	Algunas veces
Hidrosulfito de Sodio	Na ₂ S ₂ O ₄	5.5 ppm	polvos	100	no
Hidracina	N ₂ H ₄	1 ppm	liquido	35	no

Fuente: PATTON, Charles. "Applied water Technology". Campbell Petroleum Series. 1995

4. OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES (PTFR)

La Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales (PTFR), mostrada en la figura 4.1, trata los fluidos residuales que se generan en la estimulación de los pozos de producción. Consiste principalmente en reducir el contenido de aceite y de sólidos totales suspendidos del agua tratada a una concentración exigida, ver Anexo A, por las condiciones existentes en el agua almacenada en el tanque TK-61 para inyección a pozos.

4.1 Recibo

Los fluidos residuales son traídos hasta la PTFR en carrotanques que descargan al tanque de estabilización a través del cabezal de recibo de 2"; en el indicador de presión (PI-5) se puede visualizar la presión de descarga. El cabezal permite la operación simultánea de dos carrotanques.

El cabezal tiene una conexión que permite la inyección de agua (desaireada) para hacerle limpieza a las líneas del cabezal de recibo. Además existe un arreglo de tuberías para enviar agua de utilidades directamente al tanque de estabilización para dilución de lodos, a la línea de succión de la bomba de transferencia para limpieza, y a los filtros para llevar a cabo la operación de retrolavado.

Adicionalmente, en el sistema de recibo se implementaron dos puntos de inyección de químicos (coagulante y floculante) y un mezclador estático en línea aguas arriba del tanque estabilizador, para garantizar una acción más eficiente de los compuestos químicos agregados a la corriente tratada.

Optimización

El hecho de no recibir y/o evacuar rápidamente los camiones que llegan a la PTFR, generan represamiento y mas viajes, que a su vez incrementa el número

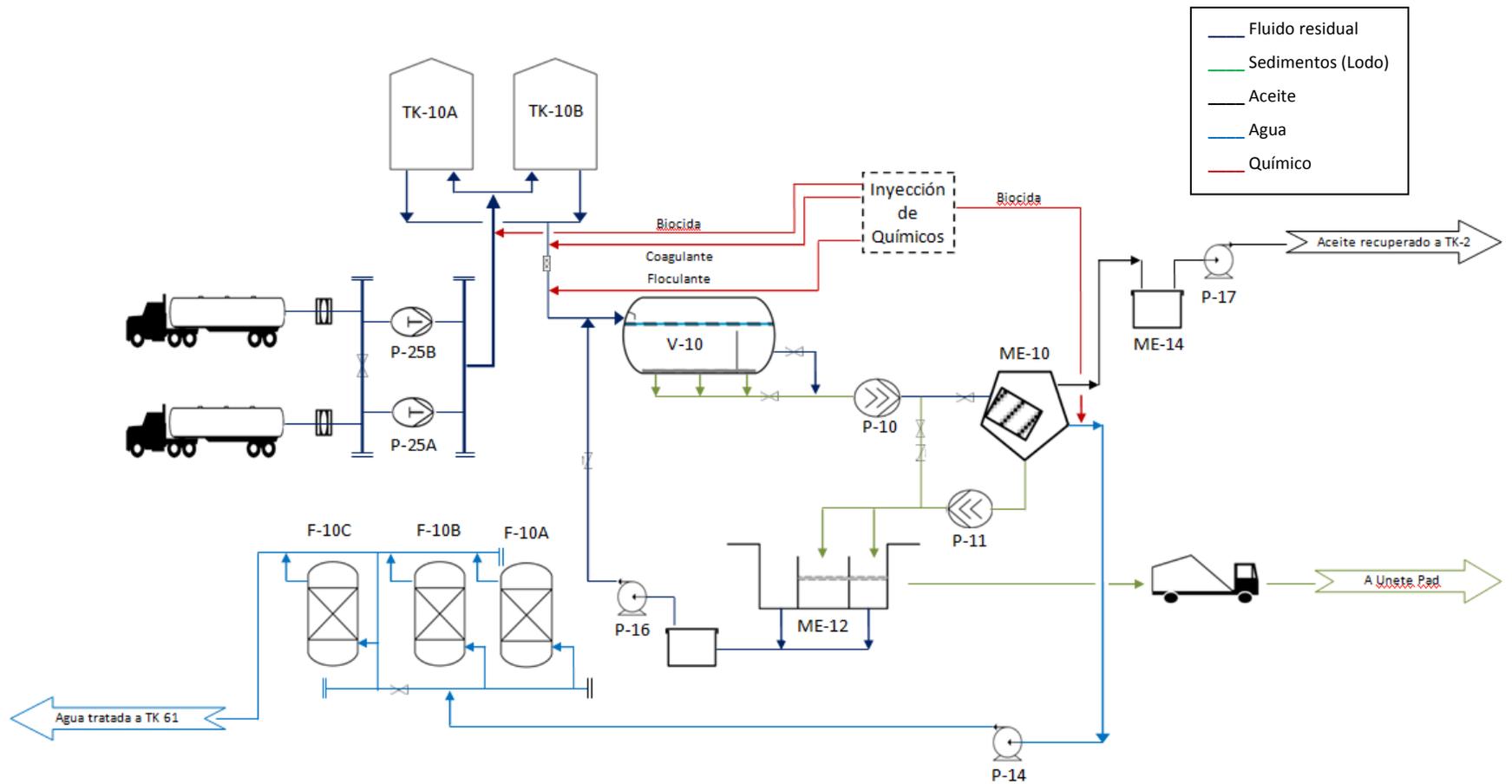


Figura 4.1 Esquema actual de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales

de camiones de vacío y camiones cisterna en la operación, lo cual crea un sobre costo.

Para mitigar estos problemas se plantea:

- Creación de un tercer puesto de recibo de carrotanques para disminuir el represamiento.
- Instalación de una bomba eléctrica para el recibo de carrotanques con una capacidad de transferencia de 200 GPM, que actúe como principal, dejando de respaldo las bombas neumáticas existentes.

4.2 Almacenamiento

En la actualidad se cuenta con un volumen de 1000 BBls para almacenamiento de fluidos tales como ácidos, salmueras, EDTA, agua de producción, lodos base agua entre otros. Este volumen corresponde a los tanques TK-10A y TK-10B, conectados entre sí. Además, se cuenta con disponibilidad para la conexión de un tercer tanque.

Los retornos de geles son almacenados en Frac Tanks y llevados a la localización Buenos Aires J20, lugar en el cual se le aplica el tratamiento adecuado para lograr su rompimiento.

Optimización

- Realizar la interconexión del tanque TK-10C, disponible en la Planta de Agua de Río que próximamente quedará fuera de funcionamiento. Esto generará 500 Bls adicionales de almacenamiento de fluido de retorno diferente del tipo gel.
- En la Planta de Agua de Río se cuenta además con varios tanques de concreto, entre los cuales existe un tanque decantador de concreto, TK-694, cuya capacidad es de 3179 Bls. Éste tanque se puede utilizar como

piscina de recibo de geles en el cual se genere el rompimiento de los mismos, ya que se ajusta a la capacidad requerida por BP para el manejo de geles inicialmente determinada en 3000 Bls.

Para el manejo de los geles se debe disponer de un sistema de envío y recibo de los mismos, sin embargo, dada la localización geográfica del tanque TK-694 no es posible adecuar un descargadero de carrotanques en cercanías de él. Debido a éste inconveniente, se propone recibir en el descargadero actual de la PTFR, ya que una obra civil adicional incrementaría significativamente los costos.

Debido a lo anterior, se propone que la bomba eléctrica de recibo de fluidos a instalar se use con doble servicio, de manera que también pueda usarse para recibo de los geles y se envíe hacia el tanque de concreto.

Así mismo, dado que la línea entre el descargadero actual y el tanque de concreto será usada solo en los casos de recibo de geles, es conveniente instalar una sola línea con doble servicio, de forma que se pueda alinear para enviar desde el descargadero y a la vez, por medio de otra bomba, se pueda enviar el fluido degradado hacia los tanques de almacenamiento ó directamente hacia la vasija V-10.

4.3 Estabilización

Los fluidos residuales son estabilizados en el tanque metálico V-10. Este tanque es cilíndrico horizontal con una capacidad neta de 700 BBLS. Su función es hacer una primera separación de sólidos proporcionando un tiempo de retención adecuado para que el coagulante y floculante inyectados en la línea de entrada al tanque actúen sobre éstos. Además, proporciona una carga estable a la siguiente etapa de tratamiento.

El tanque presenta facilidades para admisión de nitrógeno como gas de cobertura con el fin de promover atmósfera inerte y evitar la dilución de oxígeno en el fluido a tratar, previniendo así el posible crecimiento de organismos aerobios y el aumento del efecto corrosivo de los fluidos. El tanque cuenta con un transmisor de presión con indicación local (PIT-1) configurado en el PLC de control para generar alarma visual y sonora por alta o baja presión. Además posee una válvula de seguridad (PSV-1) calibrada a 0.6 psig por sobrepresión y -0.5 psig por vacío.

Adicionalmente, el V-10 dispone de un sistema de dilución de lodos, con el fin de facilitar el retiro de estos durante la operación de limpieza.

Optimización

Se ha encontrado que se presentan limitaciones de tratamiento debidas al tiempo excesivo en la inyección de químicos, por limitaciones en los sistemas de bombeo, a pesar de que las pruebas de botella para tratamiento indican que el tiempo estimado para lograr la calidad deseada de agua es de 1 hora.

De acuerdo a lo anterior, es necesario cambiar las bombas de inyección de químico que limitan el flujo de químico.

Se propone cambiar la bomba de inyección de coagulante/floculante por una de mayor capacidad, ya que dentro del tratamiento de los fluidos, la clarificación del agua, lograda por medio de la coagulación y floculación de partículas coloidales, es el punto más crítico del proceso. Se puede utilizar la bomba P-99 disponible en la Planta de agua de Río, cuya capacidad es de 48,5 GPH.

4.4 Sistema de Transferencia

La transferencia de fluidos desde el tanque de estabilización y el separador de placas corrugadas se realiza con la bomba P-10. Esta es una bomba de cavidades progresivas la cual maneja bajas velocidades, evitando la generación de

turbulencia y posible mezclado entre las fases aceitosa y acuosa, disminuyendo así la posibilidad de formación de emulsiones fuertes. La bomba tiene una capacidad nominal de 30 GPM y el estator de vitom presenta características especiales para manejar fluidos altamente corrosivos y abrasivos con un contenido hasta del 20% en volumen de aromáticos.

El sistema de control posee un selector de software que permite seleccionar el modo de operación de la bomba “modo despacho de la bomba” ó “modo despacho de lodos”.

En modo automático, durante la operación de despacho de agua, el encendido/apagado de la bomba es controlado por señales de alto y bajo nivel, generadas por el PLC de control a partir de las señales del transmisor de nivel con indicación local LIT-1, ubicado en el tanque estabilizador. Adicionalmente este transmisor LIT-1 está configurado en el PLC para generar alarma visual y sonora por alto-alto o bajo-bajo nivel.

Otro transmisor de nivel con indicación local (LIT-4) protege la bomba, generando el apagado de esta por bajo-bajo nivel cuando se realiza la operación de despacho de lodos.

Las condiciones de presión a la succión de la bomba se monitorean localmente a través del transmisor de presión con indicación local PIT-6, el cual, a través del PLC de control, genera el apagado de la bomba por baja presión en la succión. Igualmente en la descarga se cuenta con un transmisor de presión con indicación local (PIT-2), configurado en el PLC para apagar la bomba por alta o baja presión en la descarga.

Sobre la línea de descarga de la bomba se cuenta con dos puntos para la inyección de químicos (rompedor de emulsión y coagulante-floculante)

Los lodos sedimentados en el tanque de estabilización son drenados con la misma bomba de transferencia a través de un arreglo de tubería en el fondo del tanque. A la descarga de la bomba hay una derivación para llevar los lodos al lecho de secado. En esta operación se debe abrir la válvula que da paso al lecho y cerrar la válvula de bloqueo que da paso a la unidad de separación. Esta operación sólo se debe realizar cuando el separador de placas corrugadas se encuentra fuera de servicio.

Optimización

Debido a que la bomba P-10 maneja bajas velocidades, éste equipo se convierte en un punto crítico del sistema. Por lo tanto, se recomienda la instalación de una bomba centrífuga con una capacidad mínima de 200 GPM, que actúe como bomba principal, para transferir el agua clara de la vasija V-10 al tanque TK-61.

Además, se sugiere dejar la bomba P-10 en funcionamiento para que sirva de respaldo de la nueva bomba y para la limpieza de floc de la vasija V-10.

Para la nueva bomba y mejorar el desempeño de la existente, se debe evaluar la limpieza de la línea de transferencia, ya que debido al tiempo que lleva en funcionamiento la planta (5 años) y al tipo de fluido manejado por la misma (agua con diferentes contaminantes), es muy probable que la línea se encuentre taponada, lo que limita el caudal de agua transferida.

Se propone hacer uso de la antigua línea de agua industrial, 6"-UW, que pertenece a la Planta de agua de Río y llega en cercanías al sistema de almacenamiento de agua producida, TK-61, para tener una mayor capacidad de transferencia de agua tratada.

4.5 Tratamiento y disposición final de agua

El tratamiento está compuesto por el separador de placas corrugadas ME-10, la unidad de filtración F-10 A/B/C y la bomba de despacho de agua tratada P-14. El agua tratada proveniente del separador de placas corrugadas es tomada por la bomba y forzada a pasar a través de los filtros para ser descargada en el tanque de disposición final (TK-61). También se cuenta con una bomba de cavidades progresivas (P-11) para retirar los lodos sedimentados en el separador de placas corrugadas hacia el lecho de secado de lodos.

- ***Separador de Placas Corrugadas***

El separador de placas corrugadas (ME-10) es una unidad paquete con capacidad para tratar 30 GPM. El proceso de tratamiento está compuesto por dos etapas. En la primera etapa hay un coalescer/distribuidor que hace que las gotas de aceite sean más fácilmente separables, promoviendo la aglomeración de las mismas y distribuyéndolas uniformemente a lo ancho y alto del separador. El segundo paso está conformado por una platina cuyo diseño es específico para remover partículas sólidas de la corriente de agua. Las platinas están inclinadas en ángulo de 60° con el fin de facilitar la evacuación de los lodos del equipo. Las platinas son de polipropileno por ser un material altamente resistente y a su vez muy liviano, facilitando los procedimientos de mantenimiento de la unidad. El tanque que contiene estos internos es rectangular, de fondo piramidal e incluye las siguientes secciones principales: sección de entrada para disipar la energía de flujo, la sección empacada que contiene el coalescer y el separador, por último, dispone de un colector de sólidos separados que consta de una tolva en forma de pirámide invertida para facilitar el aglomeramiento y la evacuación de sólidos.

El separador de placas corrugadas permite la salida del aceite separado. El aceite es retirado por la parte superior y drena por gravedad hasta el tanque sumidero donde se recolecta.

También presenta facilidades para el suministro de gas de cobertura (nitrógeno) mediante una válvula auto reguladora, además cuenta con una válvula de seguridad por sobrepresión y vacío.

El agua tratada que abandona el separador de placas corrugadas, presenta una concentración de aceite menor o igual a 160 ppm y una concentración de sólidos suspendidos menor o igual a 300 ppm.

- ***Unidad de Filtración***

Esta unidad está conformada por tres filtros verticales en flujo descendente, los cuales usan cascarilla de nuez como medio filtrante, material de característica oleofílica, y que además permite una disminución en el contenido de sólidos suspendidos de más bajo diámetro, mejorando así las características finales del agua transferida a los tanques TK-61/TK-617.

La operación de los filtros está diseñada de la siguiente forma: los filtros F-10 A/B están orientados a una operación en paralelo, recibiendo cada uno el 50% del flujo total; la corriente de salida de estos dos filtros es mezclada para ingresar al tercer filtro, F-10C, que opera en serie con los dos anteriores. El agua finalmente es conducida al TK-61 o en su defecto al tanque TK-617 cuando el TK-61 no se encuentre disponible.

La operación de retrolavado de filtros se hará en el turno en que la planta de tratamiento se encuentre fuera de servicio.

En la etapa de retrolavado, el agua disponible ingresa por la parte superior a una presión aproximada de 50 Psig, la válvula de la línea de salida se encuentra cerrada y esto hace que el medio filtrante se disperse en todo el volumen del recipiente, permitiendo así que la suciedad impregnada en la cascarilla de nuez se desprenda y quede suspendida en el agua. Luego se tiene la etapa de asentamiento y el agua es evacuada hacia el lecho de secado de lodos. Esta operación de retrolavado se debe llevar a cabo cuando la presión de operación indicada en el filtro supere el valor de 35 Psig, lo cual indica que el medio filtrante se encuentra saturado de suciedad.

La reposición del lecho filtrante (cascarilla de nuez) es de aproximadamente un 30% del volumen total del recipiente una vez al año.

El arreglo de tubería antes del sistema de filtración permite realizar el “by-pass” de este. Se requiere abrir la válvula de bloque entre los puntos de alimentación y descarga de los filtros, y cerrar las respectivas válvulas de entrada y salida del sistema de filtración. Además, después del sistema de filtración existe una derivación para poder retornar el agua tratada al tanque de estabilización en caso de encontrarse fuera de especificación.

- ***Bomba para la disposición final de agua tratada***

La disposición final de agua tratada se realiza a través de una bomba centrífuga horizontal (P-14) con capacidad nominal de 30 GPM y una presión de descarga de 40 Psig, la cual descarga el agua en el tanque TK-61.

La operación de esta bomba es controlada por señales de alto y bajo nivel generadas en el PLC de control a partir de la señal emitida por interruptores de alto y bajo nivel ubicados en el separador de placas corrugadas.

En la línea de succión de la bomba se cuenta con un transmisor de presión con indicación de local (PIT-5), configurado en el PLC de control para generar el apagado de la bomba por baja presión. En esta línea se cuenta también con tres puntos para la inyección de químicos (Biocida, Inhibidor de corrosión y Secuestrante de oxígeno).

- ***Bomba de transferencia de lodos del separador de placas corrugadas***

La bomba de transferencia de lodos (P-11) del separador de placas corrugadas es de cavidades progresivas y se encarga de llevar los sedimentos desde el separador hasta el lecho de secado. Esta bomba tiene la capacidad de manejar fluidos altamente erosivos.

Su control está asociado al nivel de lodos dentro del separador de placas corrugadas. La línea de descarga de la bomba tiene un indicador de presión para monitoreo local. Además cuenta con una válvula de relevo para protegerla por sobrepresión.

Optimización

Dado que no todos los fluidos residuales están contaminados con aceite, no se hace necesario que el fluido pase por el separador de placas corrugadas. Gracias al arreglo de tubería que se tiene en la planta, se puede ahorrar tiempo en el tratamiento del fluido al hacerlo pasar directamente hacia la unidad de filtración instalando un by-pass en la entrada del separador de placas corrugadas.

4.6 Disposición de aceite recuperado

El tanque enterrado (ME-14) para recolectar el aceite recuperado, es de concreto y tiene una capacidad de 10 BBLs. Recibe el aceite proveniente de la separación

realizada en el separador de placas corrugadas. Sobre la línea de llegada al tanque se cuenta con un punto para la inyección de químicos (Biocida).

El tanque tiene un transmisor de nivel con indicación local (LIT-3) configurado en el PLC para generar el encendido y apagado de la bomba de transporte de aceite (P-17). La señal del LIT-3 también genera alarma sonora y visual en el panel de control por alto-alto y bajo-bajo nivel en el tanque.

El tanque tiene un sistema de venteo a la atmósfera con “flame- arrestor”.

La bomba de transporte de aceite es centrífuga horizontal, con una capacidad nominal de 40 GPM descargando a una presión de 44 Psig. El aceite recuperado es transportado hasta el tanque TK-2.

La línea de descarga de la bomba tiene un transmisor de presión con indicación local (PIT-4), el cual está configurado en el PLC para generar el apagado de la bomba por alta y baja presión en la descarga.

4.7 Disposición de lodos

El lecho de secado de lodos es en concreto con una capacidad total es de 340 BBLs. El lecho recibe los lodos provenientes del tanque de estabilización (V-10) y del separador de placas corrugadas (ME-10).

El lecho está dividido en dos compartimentos y poseen un arreglo de tubería para poderlos independizar y poder hacer mantenimiento de una parte del tanque, al mismo tiempo que se están recibiendo lodos en la otra.

El mantenimiento de los compartimentos se realiza retirando la torta formada y disponiéndola en un camión que la lleva a un campo cercano para su posterior incineración.

4.8 Sistemas Auxiliares

- ***Inyección de químicos***

El sistema de inyección de químicos, mostrado en la Figura 4.2, está compuesto por cinco bombas dosificadoras y sus respectivos tanques de almacenamiento de químicos. Los químicos aplicados en los diferentes puntos son: rompedor de emulsión, coagulante/floculante, biocida, secuestrante de oxígeno e inhibidor de corrosión.

En la línea de succión de cada bomba hay un indicador de flujo para monitoreo local.

En la línea de descarga de cada bomba existe un indicador de presión local (PI), además hay dos interruptores (PSL y PSH) que apagan la bomba por alta y baja presión.

Cada bomba tiene una válvula de relevo para protegerla por sobrepresión.



Figura 4.2 Sistema de inyección de químicos

- ***Nitrógeno***

El nitrógeno es el gas de cobertura del tanque de estabilización y del separador de placas corrugadas. Este gas se toma de la red de distribución de nitrógeno de la Facilidad de Producción. Se cuenta con un punto de suministro de nitrógeno, para mantenimiento y purga de los equipos, ubicado en la estación de utilidades de la planta.

- ***Agua de utilidades***

El agua de utilidades es tomada de la red de distribución de la Facilidad de Producción. Se cuenta con un punto de suministro de agua de utilidades, para mantenimiento y limpieza de la planta, ubicado en la estación de utilidades de la planta de PTFR.

- ***Agua para fluidización de lodos***

El objetivo de este servicio es la fluidización de los sólidos sedimentados en el tanque de estabilización y en las líneas hasta el separador de placas corrugadas.

Se presentan tres puntos de inyección dentro de la planta: en el cabezal de descargue de carrotanques, directamente en el tanque de estabilización y en la línea de succión de la bomba de cavidades progresivas que alimenta el separador de placas corrugadas.

El agua utilizada en este caso, corresponde a agua desaireada proveniente de la torre desaireadora de la planta de tratamiento de agua de río.

- ***Aire de utilidades***

El aire de utilidades es tomado de la red de distribución de la Facilidad de Producción. El punto de suministro de aire de utilidades está ubicado en la

estación de utilidades. El aire esta disponible para mantenimiento y limpieza de la planta.

4.9 Disponibilidad de Operador

Otro factor importante que aumenta los costos de operación y disminuye la eficiencia de la PTFR, es la disponibilidad de un operador las 24 horas del día.

En la actualidad existe un operador encargado de la PTFR, pero no es su única función, dentro del buen funcionamiento de la Facilidad de Producción Cusiana, este operador tiene otras funciones más importantes relacionadas con el tratamiento del crudo y del gas. Muchas veces no se descargan camiones o no se hace mantenimiento a la PTFR por la no disponibilidad de un operador ya que esta planta es semiautomatizada.

Por tanto la opción que se plantea, es la disponibilidad de 4 operadores que se encarguen del funcionamiento de la PTFR las 24 horas al día. Un operador para las horas del día, otro para la noche y sus dos correspondientes reemplazos, durante su descanso.

Es importante resaltar que estos operadores, serán proporcionados por la compañía que entre a operar la PTFR.

4.10 Procedimiento para el tratamiento de fluidos residuales

4.10.1 Retornos Ácidos

El Ingeniero de QA/QC, quien siempre se encuentra presente en los trabajos de intervención de pozos que impliquen fluidos ajenos a los de producción, define el momento durante el backflow en el cual los fluidos de retorno deben ser direccionados al Frac Tank para retornos ácidos y también indica el momento en

que los fluidos de producción pueden ser alineados a la Facilidad de Producción Cusiana.

Los retornos ácidos son neutralizados por la compañía que provee el ácido que para estos efectos es la misma compañía de bombeo.

El Ingeniero de QA/QC en locación certifica que el fluido neutralizado es apto para ser enviado a la PTFR.

4.10.2 Retornos de Gel

Este tipo de fluidos requiere de un tratamiento en superficie (rompimiento) por parte de la compañía que suministra el gel antes de ser enviados a la PTFR.

Es muy importante que cuando se retornan este tipo de fluidos a Frac Tanks no se mezclen con otros tipos de fluidos como agua de contrapozos o salmueras contaminadas pues el volumen de fluidos a tratar se aumenta. También es muy recomendable no mezclarlos con crudo pues se pueden formar emulsiones altamente estables las cuales dificultan su tratamiento.

El tiempo necesario para romper un gel, puede durar desde unas pocas semanas hasta varios meses. Por tanto los geles son retirados de la locación donde fueron utilizados y almacenados en la locación Buenos Aires J20 mientras se completa su rompimiento y este apto para ser tratado en la PTFR.

Cuando se esta tratando con geles, hay que asociar el tratamiento de bacterias, pues estas son muy propensas a formarse en este tipo de ambiente.

Antes de ser enviados éste tipo de fluidos a la PTFR debe haber un aseguramiento por parte del Ingeniero de QA/QC.

4.10.3 Retornos de EDTA

Este tipo de fluidos es generado durante operaciones de lavado de perforaciones con EDTA o de estimulaciones químicas con EDTA. Para éste tipo de fluidos el Ingeniero de QA/QC en pozo, definirá en que casos es necesaria la neutralización de los retornos. En caso de ser necesaria la neutralización del fluido de retorno, la compañía de servicios de bombeo proveerá el producto químico requerido y la unidad de bombeo para realizar la respectiva neutralización. El Ingeniero de QA/QC certifica que el fluido neutralizado es apto para ser enviado a la PTFR.

4.10.4 Agua / Salmuera contaminada con Cemento

Los Company's de BP y asistentes de logística en pozo deben asegurar la adecuada clasificación de estos fluidos para evitar la contaminación de otros retornos. Los sobrantes de lechadas de cemento deben ser dispuestos en un Catch Tank. Se debe evitar durante las operaciones de pozo el mezclar retornos contaminados con cemento, con agua de producción ó salmueras de retorno. Dado por la naturaleza alcalina de estos fluidos se cambia el pH de los fluidos que entren en contacto con la lechada y se necesitaría mas volumen de química para realizar la neutralización.

La neutralización de estos fluidos debe ser realizada por parte de la compañía de servicios de bombeo y el aseguramiento post neutralización debe ser dado por parte de un Ingeniero de QA/QC.

4.10.5 Agua de Producción

En este caso, el Ingeniero de QA/QC coordinará con el Supervisor del Separador de Prueba (PTS) y el asistente de logística la adecuada distribución de los fluidos en los Frac Tanks de retornos.

El asistente de logística de WIT en el pozo coordina el envío de éstos fluidos a la PTFR de acuerdo a las indicaciones del Ingeniero de QA/QC, cuidando transportar

solamente agua en carrotanques y los volúmenes remanentes de crudo en Camiones de vacío.

4.10.6 Aceite de Producción

Para este tipo de casos, el Ingeniero de QA/QC en el pozo asegurará que el fluido a bombear se encuentre dentro de especificaciones. Si el fluido es apto para ser bombeado a la Facilidad de Producción Cusiana, se tramitará el certificado de bombeo de fluidos.

4.11 Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales Esperada

La figura 4.3 muestra un esquema de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales con todos los cambios (color naranja) propuestos anteriormente para optimizar la operación de la misma.

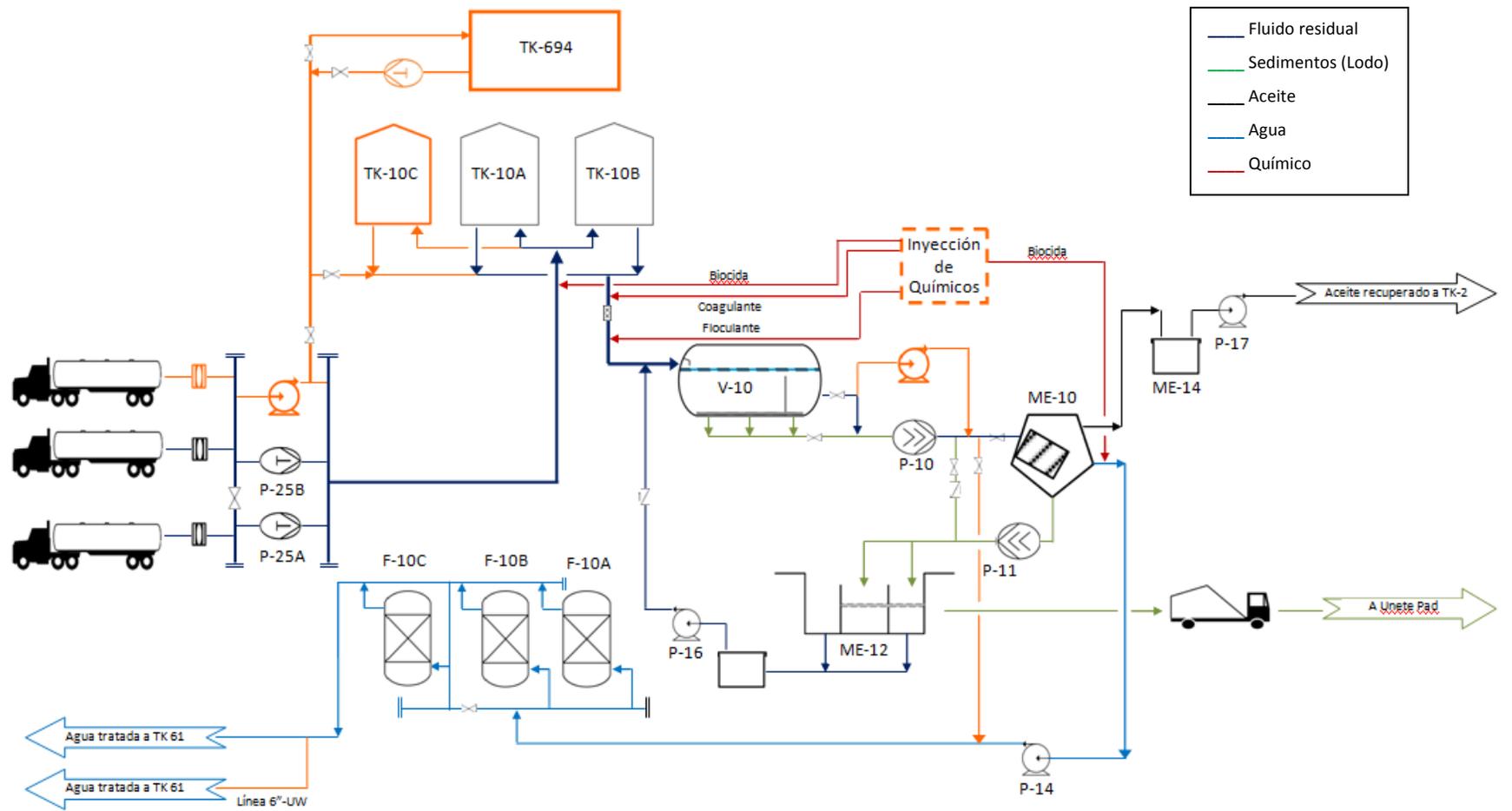


Figura 4.3 Esquema esperado de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales

5. ANALISIS ECONOMICO

Para este análisis nos basamos en las condiciones actuales de la planta, y lo que sería la proyección de su operación con los cambios que se plantean. Es decir que se comparan los costos actuales, con los costos esperados a un año y así determinar el sobre costo total anual de seguir operando la planta como se ha venido operando y así justificar su optimización.

En la tabla 5.1 se observa, al comparar la situación esperada con la situación real, que el alquiler de equipos de almacenamiento y transporte se incrementa debido a que la PTFR no puede manejar actualmente más de 650 BBIs/día. El incremento se ve reflejado en el número de días de alquiler de Frac Tanks, camiones Cisterna y camiones de Vacío.

De ésta tabla se deduce que aproximadamente al año se tendría un sobre costo estimado de 86.509 US\$, si se continúa operando sin la ejecución de la optimización de los procesos y procedimiento en la PTFR.

Es importante resaltar que el sobre costo calculado anteriormente solo tiene que ver con logística, es decir que no incluye el sobre costo generado por el retraso en las intervenciones de pozos, en otras palabras en el impacto económico que genera en las operaciones de WIT y DRILLING.

Tabla 5.1 Comparativo de costos de logística por problemas de recibo de fluidos en la PTFR

Situación Esperada			Contingencias	Situación Actual		
Volumen de fluido residual	2.000 Bbl			Volumen de fluido residual	2.000 bbl	
Costo alquiler frac tank	170.000 col\$/día			Costo alquiler frac tank	170.000 col\$/día	
Costo camión de vacío	1.400.000 col\$/día			Costo camión de vacío	1.400.000 col\$/día	
Costo tractomula	700.000 col\$/día			Costo Tractomula	700.000 col\$/día	
TRM	2.200 col \$/ US \$			TRM	2.200 col \$/ US \$	
Situación Esperada				Situación Actual		
# Frac tanks alquilados	4			# Frac Tanks alquilados	4	
Dias alquiler de frac-tank	8		4 días mas de alquiler	Dias alquiler de frac-tank	12	
Costo total frac tank	5.440.000 col \$			Costo total frac tank	8.160.000 col \$	
Viajes camión Cisterna	10 viajes			Viajes camión Cisterna	10 viajes	
Total camión Cisterna alquilados	5			Total camión Cisterna alquilados	7	
Viajes por camión Cisterna	2 viajes			Viajes por camión Cisterna	1.5 viajes	
Costo total camión Cisterna	3.500.000 col \$			Costo total camión Cisterna	4.666.667 col \$	
Alquiler camión de vacío	1 Día		1 día mas de alquiler	Alquiler camión de vacío	2 día	
Costo alquiler camión de vacío	1.400.000 col \$			Costo alquiler camión de vacío	2.800.000 col \$	
Situación Esperada				Situación Actual		
Total costos logística x trabajo	10.340 col \$			Total costos logística x trabajo	15.626.667 col \$	
Total costos logística x trabajo	4.700 US\$			Total costos logística x trabajo	7.103 US\$	
Situación Esperada				Situación Actual		
Trabajos al mes	3			Trabajos al mes	3	
Situación Esperada				Situación Actual		
Total costo logística x mes	14.100 US \$		SOBRE COSTO	Total costo logística x mes	21.309 US \$	
Total costo logística x año	169.200 US \$		255.709 – 169.200 86.509 US\$	Total costo logística x año	255.709 US \$	

En la tabla 5.2 se calcula el costo de cada barril tratado es decir el valor unitario para el presente año, teniendo un costo de 2.2 US\$/Bbl, según las políticas de BP se debe tener un tratamiento óptimo del fluido con 2.4 US\$/Bbl, lo que quiere decir que el proyecto es viable, además de que en los cálculos del costo por barril se incluye el valor de la inversión para la optimización de la planta, puesto que es el primer año de operación. Para los siguientes años el valor unitario será menor, ya que no se tendrá en cuenta el costo de implementación de las mejoras.

Tabla 5.2 Determinación del costo unitario

TRM		2200 col \$	
Volumen Fluidos Residuales		200.000 Bb/año	
Volumen De Gel		60.000 Bb/año	
Volumen Total		260.000 Bb/año	
Servicios		COL \$	US \$
Camión Cisterna (85% del volumen)		210.000.000	95.455
Camión de Vacío (15% del volumen)		96.000.000	43.636
Servicio Técnico (4 operadores)		264.000.000	120.000
	Subtotal		259.091
Productos Químicos		COL \$	US \$
Biocida A		98.010.000	44.550
Biocida B		84.143.400	38.247
Floculante		2.255.000	1.025
Coagulante		67.933.800	30.879
	Subtotal		114.701
Inversión para ampliación		150,000 US\$	
Costo operacional (servicios y química)		373,792 US\$	
Costo mantenimiento		20,000 US\$	
Costo consumibles		15,000 US\$	
Total costo		558,792 US\$	
Costo unitario		2.2 US\$/bbl	

6. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las necesidades de BP para el tratamiento de fluidos residuales de las intervenciones de pozos, y el estado actual de la Planta de Tratamiento de Fluidos Residuales, no es necesario ni viable la construcción de otra planta para el tratamiento de dichos fluidos en otro sitio y operar con dos centros de tratamiento de fluido de retorno. Ya se tienen identificadas las debilidades de la actual PTFR, y optimizando el proceso que se lleva a cabo en ella se puede subsanar la creciente necesidad sin llegar a altas inversiones. Además la inversión no será notoria pues se encontró durante este estudio que los equipos y demás accesorios necesarios ya se encuentran en la Facilidad de Producción Cusiana y hacen parte facilidades que no se encuentran en funcionamiento.
- Los cuellos de botella del proceso y procedimiento del tratamiento de fluidos de retorno ya han sido identificados, entre ellos están la no disponibilidad de operadores para la planta las 24 horas del día, baja capacidad de almacenamiento, baja capacidad de transferencia, baja eficiencia en el proceso de clarificación, mal manejo de fluidos de retorno en la locación donde se generan e ineficiencia en el rompimiento de algunos geles entre otras debilidades, dejando un registro de lo que se debe mejorar en la operación y mejoramiento de la PTFR, con el cual se debe guiar la compañía contratista que quede operando la PTFR.
- Como resultado de este estudio se plantean como soluciones para el mejoramiento de la PTFR incremento en la capacidad de recibo y almacenamiento, incremento en la capacidad de tratamiento y transferencia y realizar el manejo de los geles dentro de la planta, que conllevan a cumplir con los volúmenes de fluido tratado requerido para los años 2009 y 2010. Teniendo en cuenta el estado actual de la planta y lo que sería

realizando los cambios contemplados, BP se ahorraría aproximadamente 90.000 dólares al año solo en logística, es decir que no se incluyen los retrasos en las intervenciones de pozo o perforaciones programadas donde los sobrecostos son más elevados.

- El costo unitario del barril tratado para el primer año estará por encima de los dos dólares, puesto que se incluye el costo de la inversión inicial, pero en los siguientes años el costo de cada barril tratado será aproximadamente de 1.8 dólares el barril.

7. RECOMENDACIONES

- Dados los presentes inconvenientes en el proceso de clarificación, se plantea hacer una preclarificación. En el lugar donde se encuentra la PTFR hay suficiente espacio para adecuar dos Frac Tanks y un cash Tank. Se ganarían aproximadamente 1,000 barriles de almacenamiento, y con una recirculación del fluido por los tres tanques se eliminaría gran parte de los sólidos disueltos, antes de entrar a la PTFR. Además por logística es muy fácil limpiar un cash tank o frac tank.
- Una vez sea elegida la compañía a operar la PTFR, se espera por parte de ésta un estudio y redefinición de la dosis adecuada para el proceso de clarificación del agua (coagulación y floculación), encontrando de esta manera una tecnología que optimice la eficiencia del tratamiento químico.

8. BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, Ken, STEWART, Maurice. "Surface Production Operations Design of Oil-Handling System and Facilities". Volumen I, Edición 2ª.

MANUAL DE ADMINISTRACION DEL PROGRAMA (MAP). TRATAMIENTO DE FLUIDOS EXTERNOS FACILIDADES BUENOS AIRES J-20. BP Colombia

MANUAL DE OPERACIONES DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES DE POZOS CPF CUSIANA. BP Colombia

PARRA, Ricardo. "Propiedades Físicas De Los Fluidos De Yacimientos". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia.

PARRA, Ricardo, PEREZ, Fernando. "Principios Básicos Del Tratamiento Químico De Los Sólidos Suspendidos Y Las Emulsiones Inversas En El Agua". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998.

PARRA, Ricardo, PEREZ, Fernando. "Depósitos Formado En La Industria Del Petróleo". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998

PARRA, Ricardo, PEREZ, Fernando. "Generalidades Del Fenómeno Corrosivo En La Industria Del Petróleo". Programa De Ingeniería De Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 1998

PATTON, Charles. "Applied water Technology". Campbell Petroleum Series. 1995

ROJAS, Jaime. "Fundamentos De Calidad De Agua". Programa De Ingeniería De
Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2008

TRATAMIENTO QUIMICO Y OPERACIÓN PLANTA DE TRATAMIENTO
FLUIDOS RESIDUALES – PTFR. Nalco De Colombia Ltda.

ANEXO A

Tabla A.1. Propiedades físico-químicas del fluido a tratar

Propiedad	Valor
pH	6-8
Hierro Total (mg/l)	6-100
Sólidos susp. Totales (mg/l)	1000-15000
H ₂ S (ppm)	0.5-1.5
Bario (mg/l)	50
Sulfatos (mg/l)	5-150
Presencia Bacteriana (col/ml)	10 ⁴
Cloruros (ppm)	6000-15000
Oxígeno disuelto (ppb)	100-500
Aceite en agua (ppm)	2700
Gravedad Específica	0.9981

Tabla A.2. Calidad del agua tratada

Propiedad	Valor
pH	6-8
Sólidos susp. Totales (mg/l)	<300
Presencia Bacteriana (col/ml)	100 (2 días)
Oxígeno disuelto (ppb)	[10
Aceite en agua (ppm)	<160

Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS RESIDUALES DE POZOS CPF CUSIANA. BP Colombia