

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA
PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA (PIAS) DEL
CAMPO SANTA ROSA, PDVSA-GAS ANACO”**

ASESORES

Ing. Químico Shirley Marfisi (Dra.)
Asesor Académico

Ing. Agrónomo Vicente Velásquez
Asesor Industrial

Puerto La Cruz, marzo de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA
PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA (PIAS) DEL
CAMPO SANTA ROSA, PDVSA-GAS ANACO”**

Realizado por:

Adriana Ysabel Salazar Martínez

Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al título de **Ingeniero Químico**

Puerto La Cruz, marzo de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA
PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA (PIAS) DEL
CAMPO SANTA ROSA, PDVSA-GAS ANACO”**

JURADO CALIFICADOR

Ing. Químico Shirley Marfisi (Dra.)

Ing. Químico Luis Francisco Moreno

Ing. Químico Maritza Millán (M. Sc)

Puerto La Cruz, marzo de 2010

ARTÍCULO 41

De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de

Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su

autorización”.

DEDICATORIA

A mi gran amigo Dios por ser mi compañero en los momentos de adversidad, ser mi guía espiritual y la luz de mi vida.

A mi bella y adorada hermana Sonia del Valle aunque hoy sea solo tu recuerdo el que me acompañe y llene de alegría mis días, se que eres mi ángel.

A mis padres por ser mis amigos incondicionales, por confiar en mí y darme todo el apoyo que necesite.

A mis primos para que se vean reflejados en mí y nunca se detengan el que persevera alcanza, no dejen de luchar por sueños.

A mi gran amor, amigo y compañero espero no defraudarte y que en el camino sigamos cosechando éxitos.

AGRADECIMIENTOS

Dios gracias por ser mi guía y darme la confianza para no decaer y perseverar en mi meta.

Mami y papi gracias por confiar en mí, por todo el apoyo espiritual, económico y el inmenso amor que me dieron espero poder retribuirles todo lo que hicieron por mí y cada día honrarlos y enorgullecerlos con mis logros.

Hermanita linda espero algún día volverte e ver aunque sea en sueños, donde quieras que estés gracias por ser mi ángel.

Profesora Shirley Marfisi gracias por su valiosa asesoría y colaboración, no tengo palabras para expresar mi gratitud y lo complacida que estoy por sus acertadas recomendaciones.

A mi amiga Gladys gracias por la asesoría técnica en el laboratorio y toda la colaboración prestada.

A la ingeniero Betitza González gracias por la colaboración brindada.

A mis amigos Addha, Mache, Ronald, Henda, Mace, Miguel, Roro, Ros, Mara gracias por todo el apoyo durante la etapa de estudio.

A mis queridos amigos del laboratorio y compañeros de tesis Adolfo, Ángel, Addha, José Ángel, Guillermo, Leonor y Carlos gracias por los agradables momentos compartidos y por toda su cooperación durante esta etapa.

A mis queridos amigos Alejandra, Ramón y Carlos gracias por estar siempre conmigo y brindarme momentos de alegría cuando todo era oscuridad.

RESUMEN

Este trabajo de grado consistió en la evaluación del sistema de tratamiento de la planta de inyección de agua salada (PIAS) del campo Santa Rosa, perteneciente al distrito PDVSA-Gas, Anaco. Se realizó la caracterización fisicoquímica de los fluidos de las dos fosas API que alimentan a la PIA, encontrándose que no cumplen con los parámetros de calidad establecidos por la norma de la empresa. El agua de inyección presenta un alto contenido de sólidos suspendidos (4.643 ppm) desviándose en un 99,89 % del valor fijado por la norma (5 ppm), al igual que una elevada concentración de aceites y grasas (434 ppm), hierro (18 ppm), cloruros (4.335 ppm), turbidez (49,6 NTU) y dureza (380 ppm). En este sentido se definió el tratamiento químico requerido y se propuso una serie de tecnologías orientadas al tratamiento del agua, de las cuales se recomendó la aplicación de coagulación, seguida de un proceso de sedimentación y filtración para remover los sólidos que por coagulación no pudieran ser retirados. Adicional a ello, se propuso el proceso de suavización por precipitación al frío para el ablandamiento del agua, la remoción de hierro y compuestos orgánicos. Mediante la realización de pruebas de jarras y estableciendo aspectos cualitativos (clarificación del agua, tamaño y uniformidad de los flóculos, espesamiento de los sedimentos), así como cuantitativos (tiempo de acción del producto, contenido de sólidos en el agua tratada y turbidez) se estudiaron diversos productos químicos proporcionados por la empresa; los cuales no resultaron eficientes porque no se logró un contenido de sólidos suspendidos igual al de la norma de la empresa, tampoco pudo ser ajustado al rango requerido por el filtro cáscara de nuez (15- 30 ppm). El valor más bajo fue 50 ppm de sólidos suspendidos con el producto AR 3500 a la dosis de 5 ppm, dicho valor está bajo la norma del decreto 883 artículo N° 10 (80 ppm), pero superior al de la norma interna de la empresa (5 ppm), por lo que se recomienda cambiar de producto a fin de garantizar la eficiencia del filtro que se incorporará al sistema de tratamiento y cumplir con las

especificaciones del agua de inyección. Adicionalmente se elaboró un procedimiento de supervisión del tratamiento físico y químico aplicado en la PIA, conjuntamente con una planilla de auditoría, con el objetivo de inspeccionar la eficiencia del proceso y reportar alguna anomalía en las operaciones de sedimentación, filtración, recuperación de crudo, y actividades descritas en dicho procedimiento.

CONTENIDO

| | |
|--|------|
| ARTÍCULO 41 | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTOS | vi |
| RESUMEN..... | viii |
| CONTENIDO | x |
| ÍNDICE DE TABLAS | xiii |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | xv |
| CAPITULO I..... | 19 |
| INTRODUCCIÓN | 19 |
| 1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO EN ESTUDIO | 19 |
| 1.2 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL CAMPO SANTA ROSA | 21 |
| 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 25 |
| 1.4 OBJETIVOS | 27 |
| 1.4.1 Objetivo general..... | 27 |
| 1.4.2 Objetivos específicos | 27 |
| CAPITULO II | 29 |
| FUNDAMENTOS TEÓRICOS | 29 |
| 2.1 ANTECEDENTES..... | 29 |
| 2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO | 32 |
| 2.3 AGUAS PROVENIENTES DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO | 33 |
| 2.4 PROBLEMAS QUE GENERA LA INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A LOS POZOS PETROLEROS | 34 |
| 2.5 EFLUENTES ACEITOSOS DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN | 35 |

| | |
|--|----|
| 2.6 TRATAMIENTOS FÍSICOS Y QUÍMICOS APLICADOS AL AGUA DE PRODUCCIÓN..... | 36 |
| 2.6.1 Tratamientos físicos..... | 36 |
| 2.6.2 Tratamientos químicos..... | 37 |
| 2.7 EQUIPOS EMPLEADOS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS EFLUENTES DE PRODUCCIÓN..... | 44 |
| CAPITULO III..... | 52 |
| METODOLOGÍA..... | 52 |
| 3.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE LAS FOSAS API QUE ALIMENTAN A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA..... | 53 |
| 3.1.1 Actividades preliminares..... | 53 |
| 3.1.2 Caracterización de los fluidos de las fosas API..... | 55 |
| 3.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN FUNCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AFLUENTE A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA..... | 70 |
| 3.3 ESTIMACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS QUE GARANTICEN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y RENTABILIDAD DEL PROCESO..... | 83 |
| 3.3.1 Preparación de las soluciones de los productos químicos..... | 87 |
| 3.3.2 Procedimiento para la dosificación del producto químico y mezclado..... | 89 |
| 3.3.3. Tiempo de sedimentación y registro del comportamiento de los productos químicos evaluados..... | 91 |
| 3.3.4 Selección del producto químico más eficiente para el tratamiento del agua salada..... | 92 |
| 3.3.5 Cálculo del tiempo máximo para el retrolavado del filtro cáscara de nuez..... | 93 |
| 3.4 ELABORACIÓN DE UN PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUE GARANTICE LA EFICIENCIA DEL PROCESO..... | 94 |
| 3.5 EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS..... | 95 |

| | |
|---|--------------------------------------|
| CAPITULO IV | 98 |
| RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 98 |
| 4.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE LAS FOSAS API QUE ALIMENTAN A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA..... | 98 |
| 4.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN FUNCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AFLUENTE A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA | 104 |
| 4.3 ESTIMACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS CONSIDERANDO LOS ASPECTOS QUE GARANTICEN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y RENTABILIDAD DEL PROCESO | 107 |
| 4.4 ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA GARANTIZAR LA EFICIENCIA DEL PROCESO..... | 122 |
| 4.5 CONCLUSIONES | 127 |
| 4.5 CONCLUSIONES | 127 |
| 4.6 RECOMENDACIONES..... | 128 |
| BIBLIOGRAFÍA | 129 |
| ANEXO A..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO B..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO C..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:..... | 1 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 3.1 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de aceites y grasas | 60 |
| Tabla 3.2 Volumen gastado de $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de cloruros | 62 |
| Tabla 3.3 Volumen gastado de H_2SO_4 en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de alcalinidad. | 64 |
| Tabla 3.4 Volumen gastado de EDTA en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de dureza. | 66 |
| Tabla 3.5 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de sólidos totales. | 67 |
| Tabla 3.6 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de sólidos disueltos. | 69 |
| Tabla 3.7 Especificaciones de los parámetros fisicoquímicos. | 71 |
| Tabla 3.8 Ventajas y desventajas de las tecnologías de separación y eliminación de contaminantes presentes en el agua salada..... | 72 |
| Tabla 3.9 Condiciones de operación de los equipos contemplados por la ingeniería conceptual y los existentes en la PIA..... | 84 |
| Tabla 3.10 Condiciones del agua salada a la entrada del separador API..... | 86 |
| Tabla 3.11 Características de los productos químicos analizados. | 87 |
| Tabla 3.12 Volumen de los productos químicos diluidos aplicados en cada dosificación durante la primera etapa de análisis..... | 88 |
| Tabla 3.13 Volumen de los productos químicos diluidos aplicados en cada dosificación durante la segunda etapa de análisis. | 89 |
| Tabla 3.14 Datos de diseño correspondientes al caudal de agua salada manejado por las bombas de inyección de la planta de tratamiento del campo Santa Rosa y volumen disponible del tanque..... | 94 |

| | |
|---|--------------------------------------|
| Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de los fluidos de las fosas API y especificación de los parámetros de calidad para el agua de producción establecidos por la norma interna de PDVSA. | 99 |
| Tabla 4.2 Dureza del agua..... | 102 |
| Tabla 4.3 Tecnologías de separación y eliminación de contaminantes presentes en el agua salada que deben aplicarse en la PIA del campo Santa Rosa. | 105 |
| Tabla 4.4 Variación de la turbidez con respecto a las distintas concentraciones de producto químico dosificadas a la muestra de agua salada..... | 120 |
| Tabla A.1 Réplicas de los parámetros fisicoquímicos determinados a las muestras de agua de producción recolectadas en la fosa API N°1. ¡Error! Marcador no definido. | |
| Tabla A.2 Réplicas de los parámetros fisicoquímicos determinados a las muestras de agua de producción recolectadas en la fosa API N°2. ¡Error! Marcador no definido. | |
| Tabla A.3 Réplicas de los parámetros fisicoquímicos determinados a las muestras de agua de producción recolectadas en la succión de las bombas hacia los pozos inyectoras. | ¡Error! Marcador no definido. |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Figura 1.1 Ubicación en el estado Anzoátegui del campo Santa Rosa. ^[1] | 21 |
| Figura 1.2 Sistema actual de recolección e inyección de agua salada del campo Santa Rosa..... | 24 |
| Figura 2.1 Proceso de coagulación..... | 38 |
| Figura 2.2 Fuerzas de atracción y repulsión..... | 39 |
| Figura 2.3 Reestabilización de partículas..... | 40 |
| Figura 2.4 Atrapamiento de las partículas en un flóculo. | 41 |
| Figura 2.5 Efecto de puente de las partículas en suspensión. | 42 |
| Figura 2.6 Proceso de floculación..... | 43 |
| Figura 2.7 Filtro cáscara de nuez. | 46 |
| Figura 2.8 Ciclo de retrolavado del filtro cáscara de nuez..... | 49 |
| Figura 3.1 Muestras del afluente a las fosas 1, 2 y PIA..... | 55 |
| Figura 3.2 Equipo para la medición de pH. | 56 |
| Figura 3.4 Equipo para medición de turbidez. | 58 |
| Figura 3.5 Montaje experimental para determinar aceites y grasas..... | 59 |
| Figura 3.6 Variaciones de color para la determinación de cloruros..... | 61 |
| Figura 3.7 Método volumétrico para la determinación de alcalinidad total. | 63 |
| Figura 3.8 Método volumétrico para la determinación de dureza total. | 65 |
| Figura 3.9 Montaje experimental para la prueba de jarra. | 91 |
| Figura 4.1 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero floculante C 700 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos..... | 109 |
| Figura 4.2 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del humectante de sólidos D 490 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos..... | 111 |

| | |
|--|--------------------------------------|
| Figura 4.3 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante AR 3500 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos..... | 112 |
| Figura 4.4 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante B 720 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos..... | 114 |
| Figura 4.5 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante AR 3500 durante la segunda etapa de análisis de los productos químicos..... | 116 |
| Figura 4.6 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante B 720 durante la segunda etapa de análisis de los productos químicos..... | 118 |
| Figura 4.8 Procedimiento de supervisión del tratamiento químico aplicado en la PIA del Campo Santa Rosa. | 125 |
| Figura 4.9 Planilla de auditoría para la inspección ambiental del sistema de tratamiento de la PIA del campo Santa Rosa..... | 126 |
| Figura B.1 Muestras de agua de producción sometida a tratamiento mediante diversos productos químicos..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Figura B.2 Calidad del agua después de aplicar el producto C 700 (1,2, 15, 25 y 30 ppm) y transcurrida una hora de sedimentación. | ¡Error! Marcador no definido. |
| Figura B.3 Calidad del agua después de aplicar el producto D 490 (1,2, 15, 25 y 30 ppm) y transcurrida una hora de sedimentación. | ¡Error! Marcador no definido. |
| Figura B.4 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (1,2 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Figura B.5 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 a la concentración de (15 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Figura B.6 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (25 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación..... | ¡Error! Marcador no definido. |

Figura B.7 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (30 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.8 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (1,2 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.9 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (15 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.10 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (25 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.11 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (30 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.12 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (5 ppm) a los 15 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.13 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (10 ppm) a los 15 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.14 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (20 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.15 Calidad del agua después de aplicar el producto AR 3500 (27 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.16 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (5 ppm) a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura B.17 Calidad del agua después de aplicar el producto B 720 (10) ppm a los 15 y 30 minutos de sedimentación. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.1 Macrofosa del campo Santa Rosa. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.2 Fosas API del campo Santa Rosa. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.3 Fosa API N° 1 del campo Santa Rosa. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.4 Fosa API N° 2 del campo Santa Rosa. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.5 Separador API del campo Santa Rosa. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura C.6 Tanquilla de recolección de agua salada de la fosa API N° 1. **¡Error! Marcador no definido.**

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO EN ESTUDIO

Petróleos de Venezuela S.A. es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, refinación, comercialización y distribución de los hidrocarburos, de manera eficiente y comprometida con la protección ambiental con el fin de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos y promover el desarrollo endógeno. Fue creada por decreto gubernamental para ejercer tales actividades, dando inicio a sus operaciones el 1 de enero de 1976; es la tercera empresa en el mundo en cuanto a capacidad de refinación.

Esta empresa cuenta con varias filiales a lo largo del territorio nacional, entre las cuales se encuentra PDVSA Gas, concebida en agosto de 1999 como filial de Petróleos de Venezuela, S.A., para dedicarse a la exploración y explotación de gas no asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de líquidos del gas natural (LGN). La división Oriente de PDVSA es el eje principal de la política de expansión en cuanto a producción y comercialización de hidrocarburos gaseosos en el país, y el distrito Anaco es el ente operacional responsable de la extracción del mayor volumen de gas natural utilizado en el país, enfocando la explotación fundamentalmente hacia yacimientos de gas y condensado.

La Gerencia de Producción Gas Anaco, situada en el centro del estado Anzoátegui, procesa campos de gas mediante las actividades de extracción, producción, tratamiento y distribución del gas natural de manera óptima, bajo estándares de calidad y utilizando tecnología de punta. La gerencia está conformada



por dos grandes áreas operacionales, Área Mayor Anaco (AMA), ubicada en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui con una extensión de 3.160 km² y Área Mayor Oficina (AMO), localizada en la parte Sur del estado Anzoátegui con una extensión de 10.240 km². Producción AMA cuenta con dos áreas de operación las cuales se muestran en la figura 1.1: AMA Oeste, integrada por los campos Soto, Mapiri, La Ceibita, Mata R, Zapatos, Aguasay y Carisito. AMA Este, conformada por los campos Quiamare, La Ceiba, Tacata, Cerro Pelado y Santa Rosa; siendo este último, el campo de estudio. El campo Santa Rosa está ubicado en el oriente del país, pertenece al municipio Freites del estado Anzoátegui, localizado a diez kilómetros al Noreste de la población de Anaco, entre las coordenadas geográficas 64°30' y 64°18' de longitud Oeste, 9°34' y 9°25' de latitud Norte.

Santa Rosa posee un área de 160 km² en la cual predominan los yacimientos de condensado. Este campo cuenta con seis estaciones de flujo, un complejo de recolección, separación y compresión (Complejo Santa Rosa), una planta de inyección de agua salada y 179 pozos activos, los cuales son parte fundamental en la producción de gas y de condensado del distrito Anaco, convirtiendo este campo en uno de los más importantes debido a su extensión y reservas de hidrocarburos.

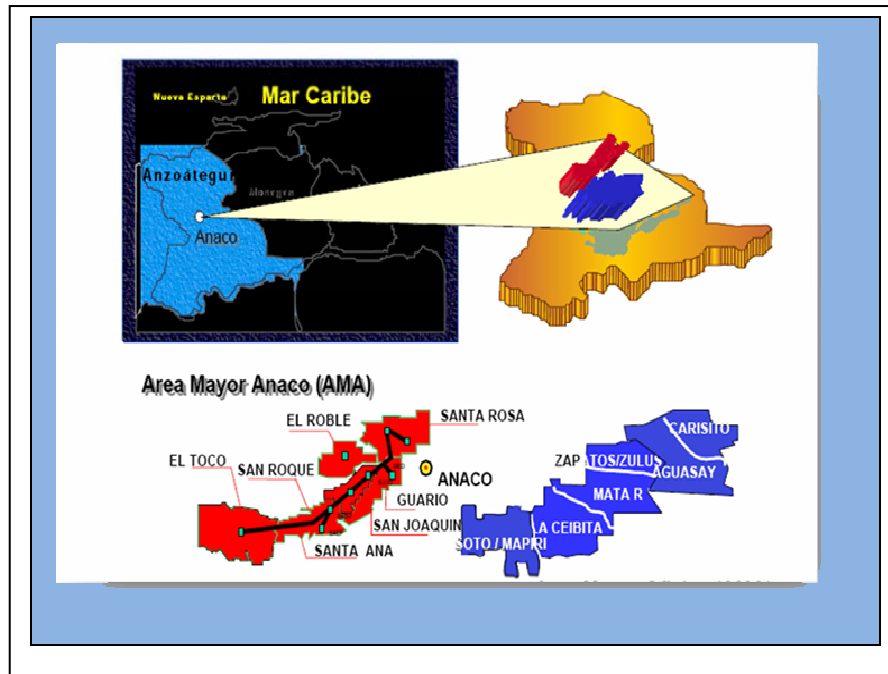


Figura 1.1 Ubicación en el estado Anzoátegui del campo Santa Rosa. [1]

1.2 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL CAMPO SANTA ROSA

El complejo Santa Rosa (CRS) recibe una producción de agua salada de 3.500 barriles, los cuales son inyectados diariamente. Para ello cuenta con un sistema de fosas API que tienen por finalidad recolectar los efluentes que se derivan de las diferentes áreas operacionales que conforman este campo (seis estaciones de flujo). El agua salada proveniente de los separadores de producción y el agua de lluvia procedente del dique de los tanques de 525 y 1.500 barriles de capacidad del complejo son recibidas en la fosa N°1 (T-2001), en la cual ocurre una separación crudo/agua por diferencia de densidad. Adicionalmente, recibe descargas discontinuas de hidrocarburos recuperados de una segunda fosa. Cabe destacar que



esta fosa fue diseñada para recibir los condensados de las plantas compresoras, sin embargo no está recibiendo descargas provenientes de las mismas.

En la figura 1.2 se muestra el sistema actual de recolección e inyección de agua salada descrito anteriormente y además se presentan los procesos de separación de crudo/agua. Una vez que se alcanza el límite de llenado de la fosa N°1, el agua recolectada con un alto contenido de crudo es enviada por gravedad a una tanquilla de recolección de aguas, donde se mezcla con el agua de producción proveniente de los drenajes de los tanques de despacho de crudo que se encuentran en el complejo identificados como 15001 y 15002, de 15.000 barriles de capacidad cada uno, y con el agua de lluvia del dique de dichos tanques. El agua recopilada en esta tanquilla es enviada al separador API (S-2301) con la finalidad de separar el crudo libre que se encuentra en el agua. Este separador tiene una capacidad de manejo de 39.497 barriles por día (154 gpm), consta de dos canales de separación donde el crudo es continuamente removido mediante un mecanismo desnatador y posteriormente es enviado por gravedad a una tanquilla de crudo recuperado.

El agua a la salida del separador API es descargada por gravedad en la fosa N°2 (T-2002), donde adicionalmente se recibe por bombeo el agua procedente de la macrofosa del campo Santa Rosa. Esta fosa tiene una capacidad máxima de 53.476 barriles y disponible 40.107 barriles, posee un desnatador flotante que opera en forma eventual cuando la capa de crudo separado por gravedad se encuentra alta. El crudo recuperado en esta operación es enviado a la fosa N°1. De esta segunda fosa, el agua separada debería pasar por gravedad a una tercera fosa (fosa N°3 T-2003), a través de un canal de comunicación interna, la cual tiene una capacidad máxima de 38.103 barriles y disponible de 28.577 barriles.

De la fosa N° 3 el agua es bombeada a la planta de inyección de agua salada al alcanzar el nivel de llenado permitido. Sin embargo, esto no se está realizando debido a que dicha fosa se encuentra en proceso de saneamiento. En lugar de ello, de la fosa N° 2 se está enviando el agua directamente a través de las bombas recíprocas P-

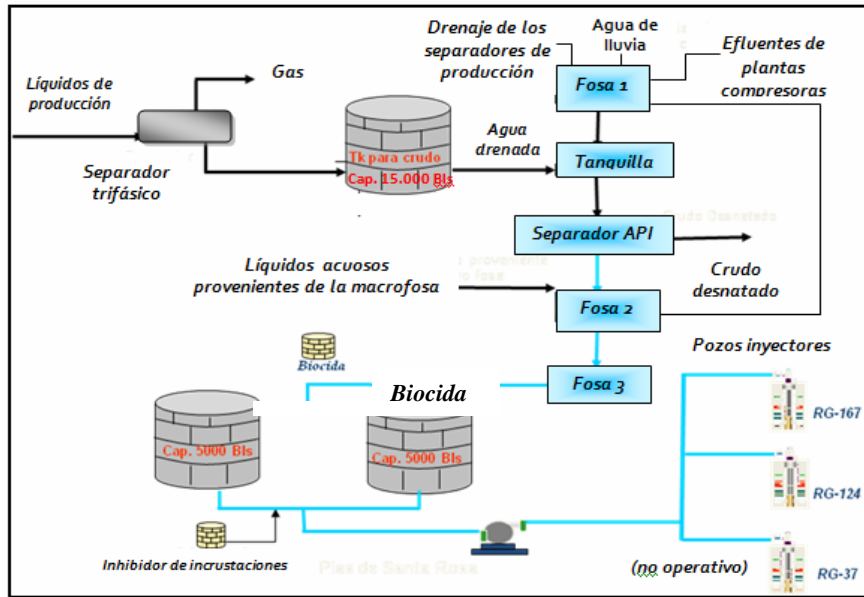


0201 A/B (una en operación y otra de respaldo) a la planta de inyección de agua salada.

Se tiene contemplado en la ingeniería conceptual de este proyecto, que por condiciones de diseño de la tubería de descarga, el caudal máximo bombeado sea de 235 gpm. Al igual que una vez que el agua salada se envíe a la planta de inyección sea recibida en el tanque de sedimentación con anillo de corona de 5.000 barriles, que servirá como separador primario para retener la mayor cantidad de sólidos en suspensión presentes en el agua proveniente de las fosas API y retirar la nata de crudo que se forme mediante un sistema de bandejas, previo a esta operación se le aplicará productos químicos para ayudar al proceso de coagulación y floculación. Esto se muestra en la figura 1.3 correspondiente al sistema de recolección e inyección de agua salada, propuesto para el campo Santa Rosa en la ingeniería conceptual realizada por la empresa.

Posteriormente, el agua resultante de este proceso pasará a través de un vaso de comunicación tipo S de 6 pulgadas de diámetro hasta un segundo tanque de 5.000 barriles (TK-3002), donde recibirá una dosificación continua de biocida (punto de inyección colocado a la entrada del tanque), que se encargará de alimentar al filtro cáscara de nuez.

Al completar la operación de filtrado, el agua obtenida a la salida del filtro será almacenada en el tanque de 5.000 barriles (TK-3001) para su posterior bombeo hacia los pozos inyectoros RG-124 y RG-167, dado que el pozo RG- 37 no está operativo. Cabe destacar que también recibirá la adición de un inhibidor de incrustaciones colocado de forma continua en la succión de las bombas de inyección a los pozos. Los sólidos y trazas de crudo retirados del proceso de filtrado, serán enviados a una tanquilla de deposición para su posterior retiro.



Inhibidor de incrustaciones

(no operativo)

Figura 1.2 Sistema actual de recolección e inyección de agua salada del campo Santa Rosa. [2]

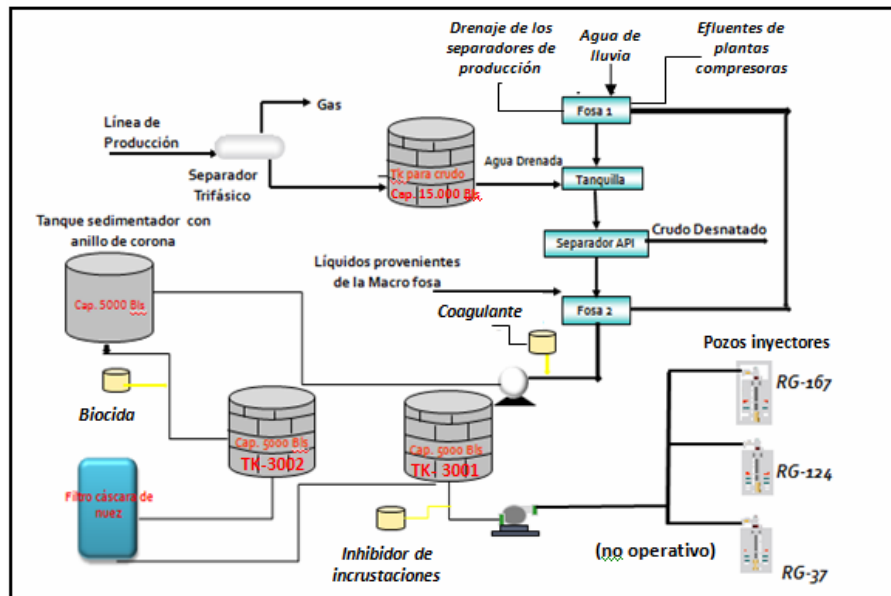


Figura 1.3 Sistema de recolección e inyección de agua salada propuesto para el campo Santa Rosa. [2]



1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria del petróleo y sus derivados representa, sin duda alguna, una de las ramas del sector productivo que acarrea mayor impacto en un país, no sólo en materia económica, sino a nivel tecnológico y aún más cuando constituye su principal fuente de ingresos, como en Venezuela. Partiendo de este hecho y considerando que las actividades que forman parte del proceso de producción de hidrocarburos generan residuos peligrosos, que representan riesgos potenciales que pudiesen ocasionar daños irreversibles al ambiente si éstos no son manipulados de forma segura, se hace necesario darles un tratamiento adecuado antes de su disposición final siguiendo la normativa ambiental.

Como es sabido el petróleo es producido desde el yacimiento conjuntamente con otros dos fluidos gas y agua, siendo este último conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada o agua de producción. Diariamente se manejan millones de barriles de agua con sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos; en virtud de la problemática operacional y ambiental que esto representa se hace necesario la aplicación de un tratamiento efectivo que cumpla con lo establecido en la normativa legal para el manejo y disposición de esta agua.

Es por ello que el punto de enfoque de esta investigación corresponde a las instalaciones de la planta de inyección de agua salada (PIAS), perteneciente al campo Santa Rosa, considerando que no se dispone de un sistema de filtración ni de tratamiento químico que permita obtener el agua con las condiciones mínimas requeridas para la inyección a pozo, de acuerdo con las especificaciones establecidas en el decreto 883 artículo N° 17, y en la norma interna de PDVSA. Debido a que esta planta maneja un volumen de agua salada de 3.500 Bls inyectados diariamente, surgió la necesidad de evaluar las condiciones de operación de la misma con la finalidad de mejorar su funcionamiento. Puesto que dichas limitaciones ocasionan problemas de incrustación de sólidos en las caras de la arena del pozo a las



condiciones de presión y temperatura de inyección, y taponamiento por trazas de crudo; aunado a ello, el alto contenido de sólidos suspendidos y disueltos dificultan el proceso de inyección de agua al subsuelo por obstrucciones tanto en pozos inyectoros como en tuberías y equipos con los cuales el agua entra en contacto, generando elevados costos por concepto de mantenimiento. Estos eventos se traducen en una problemática desde el punto de vista ambiental a la hora de disponer el agua que no puede ser inyectada; una disposición inadecuada pondría en peligro la vida vegetal y animal de las zonas aledañas.

Es evidente que los problemas generados por el agua de producción se deben en su mayoría a los compuestos presentes en ella. Considerando que esta agua ha estado presente durante cientos de millones de años en la capa freática asociada al petróleo y gas, ha tenido un contacto suficiente con las formaciones rocosas como para disolver exitosamente a ciertos compuestos causantes de los problemas de corrosión, incrustaciones, bacterias, reducción de permeabilidad, entre otros.

Eventualmente, uno de los problemas del agua salada radica en la contaminación de fuentes de agua potable, dado que la mayoría de éstas se hallan bajo tierra a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. En virtud de que gran parte de estas fuentes de agua son alimentadas por filtración desde la superficie, éstas son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. Debido a que el agua salada es un contaminante con la misma gravedad específica que la capa acuífera, potencial fuente de alimentación a la capa freática, se debe tener especial cuidado con las operaciones de inyección.

En este sentido surgió la necesidad de adecuar el sistema de tratamiento de la planta de inyección de agua salada del campo Santa Rosa y dado que esta modificación está contemplada en un proyecto de ingeniería conceptual nació la inquietud de evaluar la efectividad del tratamiento químico que debe aplicarse. En este contexto, y para llevar a cabo dicha evaluación, se realizaron análisis fisicoquímicos para caracterizar los fluidos de las fosas API que alimentan a la PIAS,



se definió el tratamiento químico en función de los resultados arrojados por la caracterización, se estimó la concentración de los productos químicos seleccionados y se estableció un procedimiento de supervisión del sistema de tratamiento para garantizar las condiciones de operación y eficiencia del proceso. La importancia de este trabajo radicó en que una vez definido el tratamiento químico y estimado las dosificaciones de los mismos, no sólo se está garantizando la eficiencia de los equipos involucrados en el proceso; sino también la disminución de los costos por concepto de mantenimiento correctivo. Adicionalmente, se aumenta la confiabilidad en el manejo del agua de producción que garantice una inyección continua y minimice el impacto ambiental.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Evaluar el sistema de tratamiento de la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS) del campo Santa Rosa, PDVSA-GAS Anaco.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar los fluidos de las fosas API que alimentan a la planta de inyección de agua salada mediante la determinación de los siguientes parámetros: temperatura, pH, conductividad, alcalinidad, dureza, hidrocarburos, cloruros, hierro, turbidez, sólidos suspendidos, disueltos y totales.
2. Definir el tratamiento químico en función de las características del afluente a la planta de inyección de agua salada.



3. Estimar la concentración de los productos químicos que garanticen las condiciones de operación y rentabilidad del proceso.
4. Elaborar un procedimiento de supervisión del sistema de tratamiento que garantice la eficiencia del proceso.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 ANTECEDENTES

El proyecto Gas Anaco [1] está orientado a la construcción de una infraestructura en el Distrito Anaco para manejar su producción actual y crecimiento hasta 2400 MMPCNGD y 35 MBD de crudo liviano en forma confiable, segura y a menor costo, a fin de satisfacer las necesidades de gas del mercado interno y de las plantas de extracción de LGN, en un horizonte de 20 años.

PDVSA [2] en este documento se presenta la descripción del proceso del manejo del agua salada en el complejo Santa Rosa, como parte de la ingeniería conceptual del proyecto “Instalación de un sistema de filtrado en el complejo Santa Rosa para la inyección de agua salada”. Además contempla la ejecución de varias actividades que permitan desarrollar una infraestructura óptima, para el manejo del agua de procesos de este campo; entre ellas la selección de tecnologías para la instalación de un sistema de filtrado y capacidad de almacenamiento para dicha instalación, inspección del sistema de bombeo para la transferencia de agua de producción desde las fosas API norte hasta la PIA, con la finalidad de retener los sólidos suspendidos y las trazas de crudo presentes en el agua de producción.

García [3] realizó una evaluación técnico- económica para el mejoramiento de la fosa API del Patio de Tanques Anaco (PTA), con el propósito de la adecuación y disposición de las aguas de producción, conforme a lo establecido en la normativa ambiental. El diagnóstico del estado de funcionalidad de la fosa API, así como la determinación de las variables de proceso y condiciones de operación de la misma, contribuyeron a la selección de un mecanismo efectivo de separación crudo-agua considerando dispositivos mecánicos y tratamiento químico. Para ello, realizó



caracterizaciones fisicoquímicas tanto a los efluentes generados en PTA como a los afluentes y efluentes de la fosa API; estudió distintos productos químicos mediante pruebas de botella y de jarra con la finalidad de determinar el más factible. Obteniendo los mejores resultados con el desulsionante Embreak CDM-2860 y el clarificador (floculante-coagulante) Klaraid CDP-1346 que logró la eliminación rápida de sólidos y gotas de crudo dispersas en el agua a través de la formación de flóculos sedimentados. Sin embargo, se recomendó determinar el porcentaje de emulsión y de agua mediante la prueba de botella, a fin de establecer las características reales del crudo desnatado luego del tratamiento.

Contreras [4] evaluó los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa, Zapato, Mata R, Soto y Aguasay de PDVSA, Distrito Gas Anaco, mediante la caracterización fisicoquímica de las aguas que son descargadas hacia los pozos por las plantas de inyección de agua salada de dichos campos, con el objeto de verificar la tendencia del agua depositada. También estudió el tratamiento químico aplicado al agua de producción de las PIAS; encontrando que las aguas no cumplían con los límites de los parámetros fisicoquímicos exigidos en el artículo 10 del decreto 883. Dicha problemática se debe a la ausencia de un sistema adecuado para la remoción de los mismos. El agua descargada por la PIA de Santa Rosa presentó una tendencia corrosiva a nivel de superficie y a la temperatura de los reservorios de deposición una tendencia incrustante. Se concluyó que estas dificultades pueden ser producto de un tratamiento químico y/o diseño inadecuado del sistema. En este sentido, se recomendó la adecuación de las PIAS con equipos de separación para hidrocarburos y sólidos suspendidos, así como la aplicación de desulsionantes y floculantes para lograr las especificaciones exigidas; también la colocación de cupones de corrosión en Santa Rosa para verificar posible tendencia corrosiva y monitorear el hierro total.

Lezama [5] realizó un diseño conceptual de un sistema de tratamiento para los efluentes de producción del campo San Joaquín, debido a los altos caudales de los fluidos manejados como consecuencia de la deshidratación del crudo, a fin de darle



una adecuación a dichos efluentes y posteriormente una disposición final, regulada por la normativa ambiental. En función de los resultados arrojados por la caracterización fisicoquímica se propuso un sistema de tratamiento que involucra un separador de placas corrugadas, un sistema de flotación por gas inducido, un filtro cáscara de nuez y una unidad de ósmosis inversa; además, la aplicación de tratamiento químico (clarificante y biocida) para mejorar la eficiencia del sistema y darle un destino final adecuado y aprovechable por la comunidad; siendo el uso agrícola el más propicio. Aunado a ello, evitar la inyección de agua al subsuelo fuera de especificación que pueda ocasionar daños ambientales de consecuencias irreversibles. Cabe destacar que las consideraciones antes mencionadas se realizaron conjuntamente con un estudio técnico-económico para determinar el costo del sistema de tratamiento y la superficie factible de riego.

Campos [6] evaluó el sistema de inyección de agua salada del campo Aguasay, basándose en las normas PDVSA L-TP-1.5 “Cálculo Hidráulico de Tubería” y PDVSA 90616.024 “Dimensionamiento de Tubería de Proceso”; además, realizó la caracterización del agua de formación provenientes de tratadores térmicos y fosa API y determinó la calidad del agua de inyección. Dado que los parámetros evaluados estaban fuera de los valores permisibles de calidad de agua para la inyección, propuso un tratamiento basado en el control de crudo libre y emulsionado, así como el control de sólidos suspendidos presentes en el agua, para evitar problemas operacionales. En este sentido, consideró la aplicación de un tratamiento primario fundamentado en el uso de un tanque como desnatador y un tanque de decantación para llevar a cabo la remoción de crudo libre presente en el agua y de los sólidos sedimentables, aunado a ello un tratamiento secundario que incluye la inyección de un polímero que actué como floculante. Recomendó la incorporación de una unidad filtrante con lecho de cáscara de nuez, nuevos pozos inyectoros y caracterizaciones al agua de inyección cuando éstos se incluyan, con el fin de verificar si son compatibles con el tratamiento propuesto.



2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo es producido desde el yacimiento por medio de pozos productores, los cuales están constituidos por una tubería de producción a través de la cual el crudo sube hacia la superficie, arrastrando gas y agua asociados. El cabezal de pozo instalado en la superficie es un conjunto de válvulas que permite la comunicación desde la superficie hasta el interior del pozo. Éste se encuentra conectado a una tubería denominada línea de flujo, que transporta la mezcla multifásica (petróleo-gas-agua) hasta la estación de flujo. Dicha mezcla es recibida por los múltiples de producción ó válvulas multipuertos, de donde es enviada a los separadores de prueba para cuantificar los líquidos producidos en la estación y luego a los separadores de producción general (de baja y alta presión) en el cual se separan dos corrientes gas y líquido.

El gas fluye a través de las líneas de recolección hacia las plantas compresoras dependiendo de su presión, es decir, si se encuentra por debajo de 1.200 psi se comprime hasta alcanzar esa presión y de allí es enviado a la planta de extracción, si por el contrario la presión es igual a 1200 psi se envía directamente. De allí, los líquidos pasan a una planta de fraccionamiento, mientras que el gas residual es destinado a ventas, inyección o en algunos casos se usa como gas combustible en las estaciones de descarga. La corriente líquida es sometida a tratamiento para separar los fluidos. El crudo pasa a tanques de almacenamiento para su posterior comercialización y el agua de producción es enviada a las plantas de inyección de agua salada para tratamiento y disposición final.^[7]



2.3 AGUAS PROVENIENTES DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO

Estas aguas se clasifican en ^[8]:

Aguas de formación: son aquellas que se encuentran de forma natural en las rocas y están presentes antes de la perforación de un pozo; su composición y salinidad son variables y dependen del origen del agua y de las modificaciones que puedan sufrir una vez que se inicia el proceso de producción.

Aguas de producción: son aguas extraídas conjuntamente con el hidrocarburo durante las operaciones de producción de un yacimiento. Éstas son separadas del crudo una vez que se encuentran en la superficie mediante el proceso de deshidratación. Básicamente, son aguas de formación que han perdido las propiedades originales, es decir, las que tenían al encontrarse naturalmente en las rocas debido al transporte en tuberías, expansión de los fluidos en cabezales de pozo u otro proceso contemplado dentro del acondicionamiento de crudo, que pudieran causar desequilibrios en la composición primaria de estas aguas.

Las características de las aguas de producción: dependen de varios factores entre ellos: origen, propiedades del yacimiento, calidad y tipo de crudo al que se encuentra asociada, proceso utilizado en la producción de crudo y/o tipo de productos químicos empleados en el proceso de deshidratación del mismo.

Los criterios para clasificar las aguas de producción y definir la opción de tratamiento químico se basan en los siguientes aspectos: ^[9]

- Baja salinidad: aquellas aguas cuyo contenido de cloruros o sulfatos sea inferior al límite que establezca la normativa ambiental (1.000 ppm de cloruros y 1.000 ppm de sulfatos).
- Alta salinidad: comprende aguas cuyo contenido de cloruros o sulfatos sea superior a 1.000 ppm.



- Baja carga orgánica: aguas con demanda química de oxígeno (DQO) inferior a 1.000 ppm y/o 10 ppm de fenoles.
- Alta carga orgánica: aguas que presentan un DQO superior a 1.000 ppm y/o 10 ppm de fenoles.

Sin embargo, existen otros parámetros que se deben tomar en consideración una vez realizada la caracterización de las aguas de producción, tales como: contenido de sólidos suspendidos, aceites y grasas, hierro, entre otros. La selección del tratamiento químico debe garantizar el cumplimiento de los límites de todos los parámetros o contaminantes indicados en la legislación ambiental, para su posterior disposición final. ^[9]

2.4 PROBLEMAS QUE GENERA LA INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A LOS POZOS PETROLEROS

Entre los principales problemas que genera la inyección de agua de producción a los pozos petroleros están: ^[8]

Taponamiento del pozo inyector debido al material en suspensión presente en el agua.

Taponamiento en la cara de la formación de los pozos depositores, debido a la presencia de cationes de bario, estroncio, hierro y calcio en solución, además de aniones como: sulfatos, carbonatos, sulfuros y algunos radicales hidróxidos, que pueden ocasionar la precipitación de los componentes si se encuentran a las condiciones de presión y temperatura propicia para ello.

Problemas de corrosión ocasionados por la presencia de CO₂, H₂S u O₂. En el caso del oxígeno, un alto contenido del mismo da origen a una rápida destrucción y picadura del acero de la tubería. El H₂S puede crear incrustaciones y corrosión en el



acero. El CO₂ causa escamas negras, perforaciones en el acero y es fuente de carbonatación.

Obstrucción en el sistema de inyección provocado por la presencia de algas, microorganismos, bacterias de tipo ferruginoso y sulfatoreductoras que tienden a recolectar una gran concentración de limo y a producir material corrosivo.

Reducción de la permeabilidad de las formaciones debido al contenido de hidrocarburos.

2.5 EFLUENTES ACEITOSOS DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Petróleo: puede presentarse en el agua en forma libre, el cual forma una mezcla muy inestable y se mantiene mientras exista turbulencia, requiriendo solamente un poco de reposo para su separación; o como partículas de aceite dispersas en forma de emulsión estable que requiere la adición de productos químicos para lograr la formación de flóculos de petróleo que ascienden a la superficie. [7]

Sólidos: partículas orgánicas e inorgánicas generadas en el proceso de deshidratación de crudo, se encuentran en los fluidos producidos o son arrastrados y conducidos por el sistema de recolección de efluentes líquidos. Según su naturaleza se pueden clasificar en suspendidos, disueltos y coloidales [10]:

Suspendidos: son sólidos de tamaño relativamente grande, mayores a una micra de diámetro, cuyo peso específico permite que se mantengan suspendidos en el agua. El material particulado más pesado que el agua, tiende a sedimentar en el fondo como resultado de la fuerza de gravedad en el proceso de sedimentación. Al contrario, las partículas suspendidas más ligeras que el agua tienden a flotar por un proceso llamado flotación.

Disueltos: son partículas de 1 a 1×10^{-3} micras de diámetro, que se mantienen en suspensión aun en condiciones de reposo por un tiempo determinado. Se pueden remover a través de la aplicación de sustancias coagulantes y floculantes que



neutralizan las cargas o potenciales incipientes, la floculación permite que sean removidos por la acción de la gravedad.

Coloidales: se encuentran en dispersión homogénea, molecular o iónica de 1×10^{-3} a 2×10^{-3} micras de diámetro. Pueden ser parcialmente removidos o transformados mediante la acción biológica de microorganismos, que los utilizan como substratos solubles en su mecanismo metabólico.

2.6 TRATAMIENTOS FÍSICOS Y QUÍMICOS APLICADOS AL AGUA DE PRODUCCIÓN

2.6.1 Tratamientos físicos

a) **Sedimentación:** es la separación parcial o la concentración de las partículas sólidas suspendidas en un líquido, mediante el asentamiento por gravedad cuando esas partículas poseen un peso específico mayor que el líquido que las contiene. Dicha separación se puede dividir en las operaciones de espesamiento y clarificación. El objetivo principal del espesamiento es incrementar la concentración de los sólidos en suspensión en la corriente de alimentación, en tanto que el de la clarificación es eliminar partículas suspendidas y obtener un efluente claro. Para que ocurra la sedimentación, la velocidad del agua debe reducirse a un valor tal que los sólidos se asienten por gravedad cuando el tiempo de retención en el tanque de sedimentación es suficientemente grande ^[11].

Los factores que influyen en la sedimentación son ^[12]:

- Tamaño, forma y peso del flóculo.
- Viscosidad y temperatura del agua.
- Período efectivo promedio disponible para la sedimentación.
- Profundidad efectiva del tanque.



- Área del tanque.
- Tasa de desbordamiento superficial.
- Velocidad del flujo.
- Diseño de dispositivo de entrada y salida del agua.

b) Filtración: es la separación de una mezcla de sólidos y fluidos que incluye el paso de la mayor parte del fluido a través de un medio poroso, a fin de retener una cantidad representativa de las partículas sólidas contenidas en la mezcla. El medio filtrante es la barrera que permite que pase líquido, mientras retiene la mayor parte de los sólidos, los cuales se acumulan en una capa sobre la superficie o filtro (torta de filtración). Los factores que intervienen en la filtración son ^[12]:

Tipo de medio filtrante.

Velocidad de filtración

Tipo de suspensión: características físicas (volumen, densidad, tamaño) y químicas (pH, potencial zeta).

Influencia de la temperatura.

Dureza del flóculo.

2.6.2 Tratamientos químicos

Clarificación: es el proceso mediante el cual se separa el petróleo libre, emulsionado y los sólidos suspendidos del agua que se drena de los equipos separadores, antes de disponerla a su destino final. El agua separada del petróleo por los procesos de deshidratación contiene cantidades apreciables de petróleo emulsionado que es necesario separar antes de utilizarla o desecharla. Para ello existen instalaciones de separación y decantación, donde se inicia el proceso de clarificación y recuperación, para cumplir con los requerimientos exigidos por la normativa ambiental a la hora de su inyección. ^[13]



Coagulación: es el fenómeno que consiste en la desestabilización de las partículas coloidales (con diámetros de 0,1 a 1,0 nanómetro) al neutralizar sus cargas eléctricas negativas, con la adición de un producto químico coagulante, al punto donde las cargas de superficie no son tan fuertes como para prevenir su colisión. El principal objetivo de la coagulación es desestabilizar las partículas coloidales presentes en el agua a manera de provocar su aglomeramiento durante el proceso de floculación [14]. En la figura 2.1 se muestra como los coag ζ Radio efectivo an las cargas eléctricas sobre la superficie del coloide, permitiendo que las partículas se aglomeren formando flóculos.

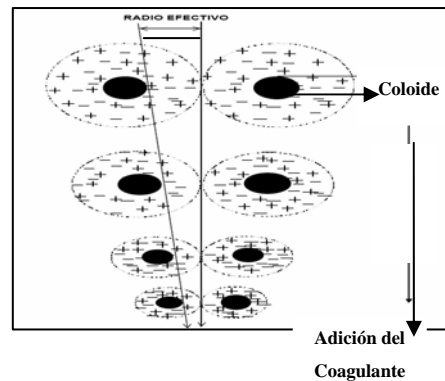


Figura 2.1 Proceso de coagulación. [14]

La coagulación se puede obtener por los siguientes mecanismos fisicoquímicos:

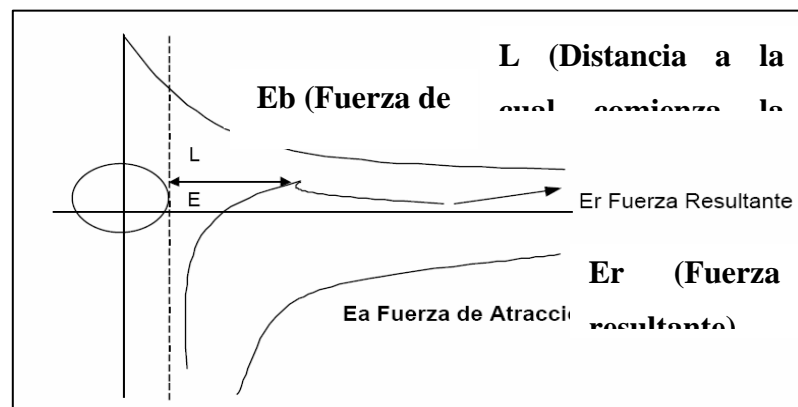
Compresión de la doble capa

Este mecanismo consiste en la aproximación de dos partículas semejantes, mediante la cual sus capas difusas interactúan y generan una fuerza de repulsión, cuyo potencial de repulsión está en función de la distancia que los separa, éste disminuye rápidamente con el incremento de iones de carga opuesta al de las partículas, esto se consigue sólo con los iones del coagulante. Existe por otro lado un potencial de atracción o fuerzas de atracción E_a , entre las partículas llamadas fuerzas de Van der Walls, que dependen de los átomos que constituyen las partículas y de su



densidad d . A diferencia de las fuerzas de repulsión E_b , las fuerzas de Van der Waals no son afectados por las características de la solución. ^[14]

La figura 2.2 representa el mecanismo de la doble capa por acción de las fuerzas de atracción y de repulsión.



Ea (Fuerza de atracción de Van der Waals)

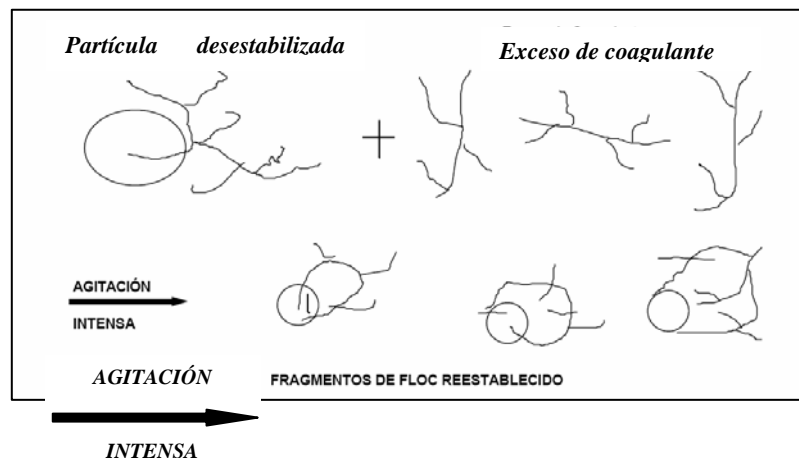
Figura 2.2 Fuerzas de atracción y repulsión. ^[14]

Absorción y neutralización de cargas

Las partículas coloidales poseen carga negativa en su superficie, estas cargas son llamadas primarias dado que atraen los iones positivos que se encuentran en solución dentro del agua y forman la primera capa adherida al coloide. El potencial en la superficie del plano de cizallamiento es el potencial electrocinético conocido como potencial ZETA, este potencial rige el desplazamiento de coloides y su interacción mutua. Después de la teoría de la doble capa, la coagulación es considerada como la anulación del potencial obtenido por adición de productos químicos, en la cual la fuerza natural de mezcla debido al movimiento browniano no es suficiente; requiriéndose una energía complementaria como la agitación mecánica o hidráulica. Cuando se adiciona un exceso de coagulante al agua a tratar, se produce la



reestabilización de la carga de la partícula; esto ocurre debido a que el exceso de coagulante es absorbido por la superficie de la partícula, produciendo una carga inversa a la original ^[14]. Este mecanismo de coagulación se representa en la figura 2.3.



Fragmentos de flóculo reestablecido

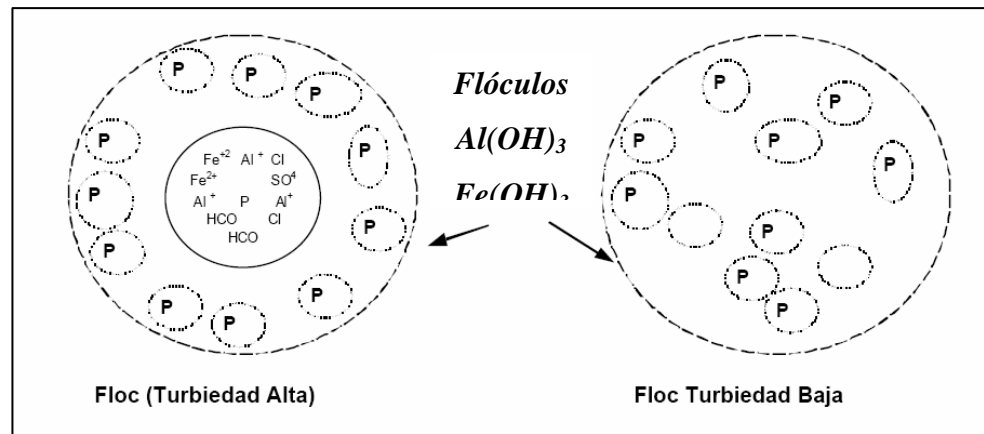
Figura 2.3 Reestabilización de partículas. ^[14]

Atrapamiento de partículas dentro de un precipitado

Las partículas coloidales desestabilizadas se pueden atrapar dentro de un flóculo, cuando se adiciona una cantidad suficiente de coagulantes (sales de metales trivalente como el sulfato de aluminio $Al_2(SO_4)_3$ o cloruro férrico $FeCl_3$). El flóculo está formado por moléculas de $Al(OH)_3$ o de $Fe(OH)_3$. La presencia de ciertos aniones y de las partículas coloidales acelera la formación del precipitado. Las partículas coloidales juegan el rol de anillo durante la formación del flóculo; este fenómeno puede tener una relación inversa entre la turbidez y la cantidad de coagulante requerida, es decir, una concentración importante de partículas en



suspensión puede requerir menor cantidad de coagulante ^[13]. Este fenómeno se observa en la figura 2.4.



Flóculo (turbidez alta)

Flóculo (turbidez

Figura 2.4 Atrapamiento de las partículas en un flóculo. ^[14]

Adsorción y puente

Cuando las partículas están cargadas negativamente se obtiene un tratamiento más económico utilizando un polímero aniónico. El fenómeno de adsorción química es explicado por la teoría del “puente”, la cual dice que las moléculas del polímero muy largas contienen grupos químicos que pueden adsorber las partículas coloidales, mientras que los otros sitios son libres para adsorber otras partículas. Es por esto que las moléculas de los polímeros forman el “puente” entre las partículas coloidales, pudiendo tener una reestabilización de la suspensión debido a una excesiva carga de polímeros ^[14]. Tal como se observa en la figura 2.5.

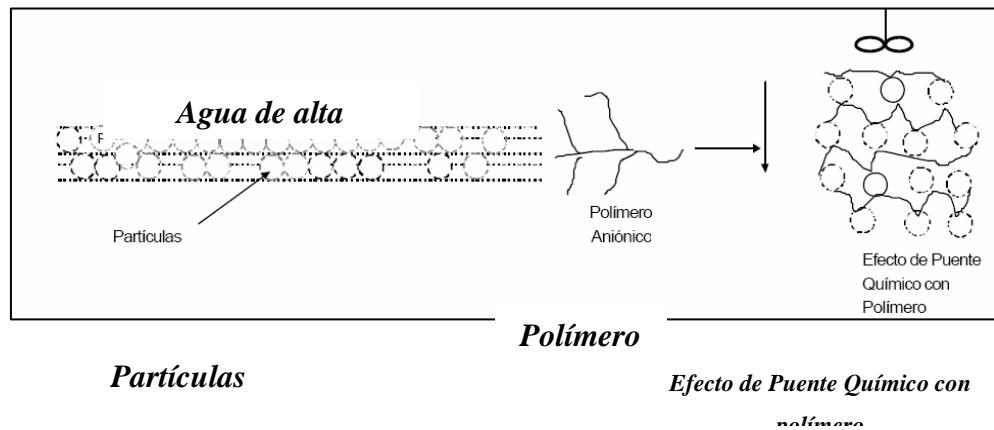


Figura 2.5 Efecto de puente de las partículas en suspensión. [14]

Floculación: es el fenómeno mediante el cual las partículas ya desestabilizadas chocan unas con otras para formar coágulos mayores, es decir, la aglomeración de las partículas ya desestabilizadas en el proceso de coagulación. La formación y crecimiento del flóculo es inducido por el contacto entre las partículas coloidales ocasionado por la velocidad de coalición y efectividad del choque. Dicha coalición puede ser originada por movimiento térmico, contacto como resultado de la decantación de partículas y contacto por agitación; siendo éste último el más utilizado en los procesos de tratamiento de aguas. El uso de polímeros (floculantes) a una dosificación óptima favorece el tiempo de contacto y por ende, la aglomeración de las partículas en el proceso de floculación. Puesto que éste reúne los coloides en forma de red y origina la formación de puentes de una superficie a otra al enlazar las partículas individuales, tal como se muestra en la figura 2.6. [12]

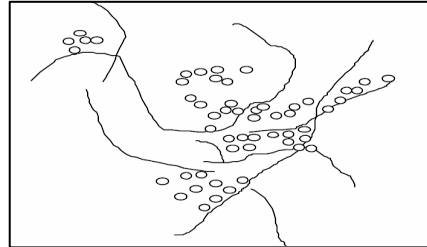


Figura 2.6 Proceso de floculación. ^[12]

Existen dos tipos de floculación:

- **Floculación pericinética**
- Ésta es producida por el movimiento natural de las moléculas del agua y esta inducida por la energía térmica, este movimiento es conocido como el movimiento browniano. ^[12]

- **Floculación ortocinética**
- Se basa en las colisiones de las partículas debido al movimiento del agua, el cual es inducido por una energía exterior a la masa de agua y que puede ser de origen mecánico o hidráulico. Los parámetros que caracterizan el proceso de floculación son los siguientes: ^[12]
 - Floculación Ortocinética.
 - Gradiente de Velocidad (energía necesaria para producir la mezcla).
 - Número de colisiones (choque entre microflóculos).
 - Tiempo de retención (tiempo que permanece el agua en la unidad de floculación).
 - Densidad y tamaño de flóculo.



Volumen de lodos (los flóculos formados no deben sedimentar en las unidades de floculación).

2.7 EQUIPOS EMPLEADOS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS EFLUENTES DE PRODUCCIÓN

En primera instancia, los equipos empleados en el tratamiento de los efluentes de producción son aquellos que reducen el contenido de aceites y grasas. La selección de éstos dependerá de si este parámetro está en forma libre o emulsionada. Posteriormente, se procede a la reducción de los sólidos totales, y de la dureza total mediante el uso de coagulantes y floculantes. A continuación se describen en forma resumida los equipos para el tratamiento de estos efluentes:

Separadores API: esta tecnología consiste en una unidad o tanque rectangular en el cual se remueven, por diferencia de gravedades específicas, el aceite libre y los sólidos sedimentables de las aguas residuales que se producen en las estaciones de bombeo, zonas de almacenamiento y en general en todos los sitios donde se trabaje o maneje combustibles y lubricantes. El agua a tratar fluye lentamente a través de la unidad para darle tiempo a las gotas de aceite de ascender hasta la superficie, donde coalescen con la película de aceite formada, la cual es retenida por un separador y removida con unos puentes barre-lodo hasta uno de los extremos del tanque para luego separar el agua; esta última sale por el fondo libre de hidrocarburos. En el fondo de dicha unidad existe un removedor para sólidos. Cabe destacar que la separación de las gotas de aceite se logra cuando la velocidad de ascenso de éstas es igual o mayor que la relación gasto/área efectiva. El tiempo de residencia es de unos 30 minutos y la concentración de aceite a la salida de 40 a 100 ppm.^[15]

Desnatador: este equipo se basa en la separación de los hidrocarburos o aceites libres presentes en las aguas residuales. El desnatador se aplica a piscinas que se



encargan de separar los hidrocarburos libres del agua por medio de la gravedad específica (por ejemplo los separadores API) dado que los hidrocarburos libres se van a la superficie donde son retenidos por éste sistema de separación para luego ser removidos. ^[15]

Separadores de placas corrugadas (CPS): consiste en paquetes de 12 a 48 láminas corrugadas montadas paralelamente a una distancia de 1,9 a 3,8 cm y con un ángulo de 45° con respecto a la horizontal. El agua entra y fluye entre los platos, las gotas de aceite flotan y suben por el área corrugada hasta la parte superior de las placas, donde se encuentra la capa de aceite que es removida por el desnatador. Los sólidos suspendidos caen en la parte inferior de cada canal formado por las láminas paralelas y deslizan hacia el fondo del separador. El CPS puede producir un efluente con un contenido de aceite entre 15 y 30 ppm. Las ventajas que tiene un separador de placas corrugadas con respecto a un separador API son las siguientes ^[15]:

Ocupan menos espacio.

Requieren menos mantenimiento.

Como el flujo es laminar, hay menor turbulencia entre las placas.

Remueven mayor cantidad de aceite y como consecuencia mejoran la calidad del agua.

Filtros cáscara de nuez: fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados. El lecho es de 100 % cáscaras de nuez negra, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración, además operan al doble de la tasa de flujo de los filtros convencionales en la misma aplicación y pueden remover hasta más de tres veces la cantidad de sólidos antes de que se requiera limpiarlos. Actualmente, una gran cantidad de estas unidades están operando en todo el mundo basado en su confiabilidad, puesto que cuenta con una amplia variedad de aplicaciones como en aguas de proceso e industriales, generación de energía, filtración de aguas municipales, instalaciones químicas, petroquímicas y aguas de campos petroleros. Además, sus costos de operación,



mantenimiento y tiempos de paradas son menores, se garantiza una pérdida por frotación inferior al 5 %. El volumen del contraflujo es del orden de 0,5 a 1 % de la capacidad, permitiendo un mínimo de fluido perdido, y los efluentes presentan concentraciones mínimas de sólidos y aceites en suspensión ^[16]. En la figura 2.7 se muestra la unidad de filtración.



Figura 2.7 Filtro cáscara de nuez. ^[17]

Las características de los filtros cáscara de nuez son las siguientes ^[16]:

- Elimina entre 95 a 98 % los sólidos de tamaño mayor a 3 μm .
- Elimina entre 90 a 95 % los hidrocarburos emulsionados.
- Reduce los costos operativos.
- Mayores caudales de flujo (el doble que en los filtros de arena o medios mixtos), manteniendo al mínimo el área de filtrado requerido.
- El diseño mejorado para el lavado por contra-flujo, empleando un mezclador, mantiene al mínimo el volumen de agua para el contra-flujo.
- Existen múltiples tamaños y modelos para manejar flujos desde 100 hasta 12.000 gpm (23 a 2.730 m^3/h).
- Opera continuamente, excepto el tiempo empleado para el retrolavado.
- Se retrolava con agua cruda.
- No necesita un sistema separado para el retrolavado.



Bajo condiciones normales de operación, elimina 95 a 99 % de los sólidos en suspensión y 90 a 99 % de hidrocarburos insolubles, sin emplear productos químicos. El mezclador brinda ahorros de más del 85 % en consumo de energía para el ciclo de lavado a contra-flujo, en comparación con diseños por fluidización.

Permite que se realice un lavado de alta eficiencia dentro del filtro, reduciendo el requerimiento de válvulas, tuberías y bombas de recirculación de baja eficiencia de montaje externo.

Provee ahorros adicionales en costos de capital para el equipo. La elevada eficiencia mantiene al mínimo el mantenimiento y el tiempo de parada.

El ciclo de retrolavado de este filtro está conformado por las siguientes etapas ^[17]:

Fluidificación

En esta etapa primeramente se cierran las válvulas "E" y "F" señaladas en la figura 2.8, transcurridos de 10 segundos, se cierran las válvulas "A" y "B"; seguidamente se enciende la bomba con la finalidad de que el fluido contenido en el tanque pase a través de la bomba de fluidificación del equipo y regrese al tanque a través de la boquilla de fluidificación. En este recorrido el fluido pasa por chorros a través de la boquilla y el lecho del material filtrante, creando una mezcla de agua homogénea, sólidos, hidrocarburos y material filtrante. Posteriormente, esta mezcla circula a través de la bomba de fluidificación ocasionando una acción de cizallamiento que remueve el aceite y los contaminantes del material filtrante.

Descarga

Una vez que el lecho es fluidificado, la válvula "C" se abre permitiendo que el agua sucia pase a través de la malla del equipo y de la línea de descarga. Esta agua es reemplazada con el agua de entrada a través de la válvula "B" y sube a través de la malla; la combinación del agua de entrada y la agitación interna, limpian la malla. La



mezcla de agua-material filtrante continúa pasando a través de la bomba de fluidificación, baja al exterior de la malla del equipo y regresa al tanque.

El agua sucia pasa a través de la malla en la línea de descarga y a través de la válvula “C”. La duración del proceso depende de la cantidad de tiempo (normalmente diez minutos), indicado en la caja de control. Después de que el nivel de contaminación en el tanque haya sido reducido en aproximadamente un setenta y cinco por ciento, la descarga está completa y la válvula se cierra. Diez segundos más tarde, la bomba se apaga. Este paso final limpia el sistema del separador.

Asentamiento

El siguiente paso corresponde a la regeneración, éste es un ciclo de retardo que permite que las partículas del material filtrante se asienten. La bomba de fluidificación se apaga permitiendo que el material filtrante caiga por gravedad; esto toma aproximadamente un minuto. Durante los primeros treinta segundos del tiempo de retardo, la válvula “A” se abrirá, la válvula “B” se cerrará y la bomba de fluidificación funcionará durante cuatro segundos para liberar el material filtrante del ensamblaje del equipo. Durante los últimos treinta segundos, el material filtrante se asentará por gravedad para completar este ciclo.

Purga

El último paso en el ciclo de retrolavado del material filtrante es el purgado de las líneas y la colocación del lecho. Es necesario comprimir el lecho hasta su configuración de filtrado y remover el fluido sucio, así como los contaminantes pesados que quedan en el fondo del tanque. La válvula “D” se abre permitiendo que el afluente sea limpiado, mientras que pasa a través del lecho del material filtrante y hace que todos los contaminantes vayan al tanque de desechos para su posterior descarga. Después de que la regeneración ha sido completada, la unidad está lista para regresar al ciclo de filtración. Esto se hace abriendo las válvulas “E” y “F” y cerrando la válvula “D”.

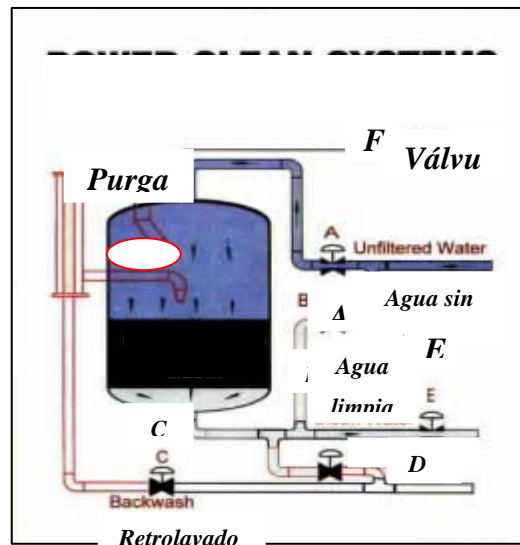


Figura 2.8 Ciclo de retrolavado del filtro cáscara de nuez. [17]

Sedimentadores por gravedad: son tanques en los que una dispersión líquido-líquido sedimenta y coalesce de forma continua, y los líquidos asentados se extraen constantemente. Los sedimentadores incluyen el uso de coalescedores, membranas separadoras, dispositivos eléctricos y la adición de reactivos para romper emulsiones [18], los cuales se describen a continuación:

- **Coalescedores:** se llama coalescedor a mantas, lechos o capas de sólidos porosos o fibrosos a aquellos que poseen la propiedad de que las gotas pequeñas de una dispersión fina coalescan, es decir, pierdan su identidad al reducir el área interfacial y al vencer las barreras energéticas asociadas con la capa de emulsionante absorbido y la película de fase continua entre las gotas, para que aumenten en tamaño y ocurra el asentamiento con más rapidez. [18]

- **Membranas separadoras:** su función consiste en mantener una presión adecuada dentro de los capilares de un sólido poroso, considerando el tamaño de los poros para regular dicha presión; con el objeto de eliminar la película interfacial que



bloquea el paso del fluido a través de los capilares y con ello lograr una separación de las fases. ^[19]

• **Dispositivos eléctricos:** éstos se emplean para la desalinización del petróleo emulsionado con salmuera u otras aplicaciones similares. Al someter emulsiones o dispersiones conductoras de electricidad a campos eléctricos de alto voltaje se provoca la ruptura de la película protectora en torno a las gotas, induciendo la coalescencia. Por otra parte, cuando se tienen dispersiones de baja conductividad, éstas se someten a fuerzas entre partículas resultantes de dipolos inducidos, adquiridos en un campo eléctrico, las cuales conducen a la coalescencia. ^[19]

Tanque desnatador (*skimmer*): es un tanque que opera a una presión ligeramente superior a la atmosférica mediante inyección de nitrógeno. Tiene como objeto separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de desnatado; el agua contaminada asciende a través de la columna central por orificios radiales entre dos platos dentados que favorecen la separación del hidrocarburo, el cual queda en la parte superior del tanque, mientras el agua tiende a descender para depositarse en la zona inferior del mismo. Está diseñado para que el agua que lo abandona no tenga más de 100 ppm de hidrocarburos. El tanque opera completamente lleno y a caudal constante. El hidrocarburo se extrae por rebose y se envía al tanque acumulador de hidrocarburos (*skim oil*), mientras que el agua es enviada hacia la unidad de flotación. ^[20]

Tanque acumulador de hidrocarburos (*skim oil*): su función es almacenar el hidrocarburo separado en las instalaciones previas a éste, para luego ser bombeado al colector de captación de los drenajes presurizados (cerrados). ^[20]

Unidad de flotación: el agua proveniente del tanque desnatador (*skimmer*) ingresa a la unidad de flotación donde se produce la remoción del hidrocarburo remanente y los líquidos en suspensión en forma de un aglomerado denso llamado floculo. Por ello, antes de su ingreso, se le inyecta floculante al agua, con bombas neumáticas. En esta unidad el contenido de hidrocarburo se reduce a un valor de 15 ppm y el



Contenido de sólidos a 50 ppm. Esta unidad funciona también a flujo constante y está formada por numerosas celdas dispuestas en serie con baffles de redistribución que impiden la canalización del flujo. En estas cámaras se dispersa aire en el líquido. Las burbujas de aire se elevan arrastrando partículas de hidrocarburos y de sólidos en suspensión hacia la superficie libre y se aglutinan gracias a la presencia del floculante. Estos flóculos son removidos mediante paletas, colectados en una cámara y enviados junto a los sólidos pesados acumulados en el fondo de la unidad hacia las piletas de secado. La etapa final de esta unidad consiste en una cámara de agua tratada, en la cual el nivel de la unidad se mantiene constante, permitiendo que el excedente, en especificación, sea enviado hacia el punto de disposición final. ^[18]

CAPITULO III

METODOLOGÍA

Para el logro de los objetivos planteados en este trabajo se recopiló en primera instancia, información relacionada con el funcionamiento y diseño de la planta de inyección de agua salada del campo en Santa Rosa, así como el sistema de tratamiento aplicado actualmente y las modificaciones en la ingeniería conceptual del proceso realizada por PDVSA. Seguidamente se consultó bibliografía en materia ambiental sobre el manejo y disposición final de efluentes, entre ellas manuales de PDVSA referidos a tratamiento y manejo de aguas de producción, especificaciones de los parámetros de calidad para el agua salada establecidos por la norma interna de la empresa ^[8] y los lineamientos señalados en el decreto 883 artículo N° 17 ^[9] de la normativa ambiental para tal fin. Aunado a ello, se investigó sobre las tecnologías de tratamiento empleadas a nivel industrial en el proceso de inyección de estas aguas, al igual que los fundamentos teóricos que la rigen. Igualmente, se revisó información especializada referente a los temas de tratamiento de efluentes, procesos de coagulación y floculación, técnicas involucradas, además de los problemas operacionales que acarrea la inyección del agua de producción.

Se complementó con la revisión de memorias de cálculo de la ingeniería conceptual contemplada por la empresa, cuadernos técnicos, tesis de grado, hojas técnicas de productos químicos y material publicado en internet. Se obtuvo información adicional de visitas realizadas a campo mediante observación directa, recolección de muestras y entrevistas no estructuradas al personal de operaciones.

A continuación se describe la metodología utilizada para el desarrollo de los objetivos específicos.



3.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE LAS FOSAS API QUE ALIMENTAN A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA

3.1.1 Actividades preliminares

Previo al inicio del desarrollo experimental contemplado en este trabajo se realizó un conjunto de actividades, orientadas a preparar todos los aspectos relacionados con la ejecución de los análisis fisicoquímicos y el estudio de los productos químicos suministrados por la empresa. Con la finalidad de disponer no sólo de los datos de referencia e información relacionada con el estudio y los métodos aplicados en el laboratorio, sino también de los reactivos e insumos necesarios para la realización de dichas pruebas.

Planificación de los experimentos en el laboratorio: se fijaron los volúmenes de muestra considerando su facilidad de manejo, traslado y el volumen requerido para cada análisis fisicoquímico, así como la cantidad de materiales, equipos y sustancias disponibles en los laboratorios de la Universidad de Oriente. Además una de las premisas más importantes establecidas antes de dar inicio a estas actividades se basó en el hecho de efectuar las pruebas de laboratorio bajo condiciones de operación, en la medida de lo posible, similares a las ejecutadas en la empresa. Para ello se fijaron las dosis de los productos químicos con valores comprendidos entre 1,2 y 30 ppm, una dilución al 0,1% en agua destilada y tolueno considerando la solubilidad del producto y las recomendaciones de las hojas técnicas para cada producto químico en estudio; también se consideró tiempo y velocidad de agitación para la mezcla de la muestra con el producto, la cual se disminuyó de 100 a 50 rpm durante 15 minutos de agitación. Cabe destacar que otro de los aspectos tomados en cuenta fue el número de réplicas a realizar de los análisis fisicoquímicos previos a la evaluación de los productos químicos, estableciéndose tres réplicas por cada parámetro, con el fin de



garantizar la veracidad de los resultados obtenidos y posteriormente realizar comparaciones válidas en relación a los productos estudiados.

Recolección de la muestra: se efectuaron salidas a campo para realizar cuatro muestreos siguiendo los lineamientos establecidos por la norma COVENIN 2709-2002 ^[21] para aguas industriales. El muestreo se realizó cada ocho días durante cuatro semanas, a condiciones distintas de alimentación a las fosas API: condición 1 (fosa N°1 alimentada por el agua salada proveniente de los separadores de producción del complejo Santa Rosa y el agua de lluvia proveniente del dique de los tanques de almacenamiento del complejo) y condición 2 (fosa N°2 alimentada por el agua a la salida del separador API y las descargas discontinuas procedentes de la macrofosa del campo Santa Rosa). Adicional a ello, se recolectó muestra a la salida de la planta de inyección de agua salada, es decir, en la succión de las bombas de inyección a los pozos.

Es importante señalar que se tomaron muestras instantáneas correspondientes a la fosa 1, a la fosa 2 y a la salida de la PIA, cuidando que la recolección se realizara en el mismo sitio para todos los muestreos. El volumen de agua recolectado fue aproximadamente tres litros por cada punto muestreado, dando un total de nueve litros de agua salada, que serían utilizados en la primera caracterización. Éste volumen se fijó previendo pérdidas accidentales durante la fase experimental. Lo que se traduce en veintisiete litros de agua salada recolectados durante los primeros tres muestreos, debido a que la caracterización de la misma se realizó tres veces. El cuarto muestreo corresponde al agua que sería utilizada para la prueba de jarras, recolectándose doce litros de la fosa N° 2 puesto que ésta alimentaría al tanque sedimentador.



3.1.2 Caracterización de los fluidos de las fosas API

Para la evaluación del sistema de tratamiento de esta planta fue necesario realizar una caracterización fisicoquímica del afluente a la misma (figura 3.1), puesto que en función de los resultados arrojados por estos análisis se definió el tratamiento químico requerido, según las especificaciones internas de la empresa establecidas para el agua de inyección a pozos, correspondientes a los parámetros de calidad.



Figura 3.1 Muestras del afluente a las fosas 1, 2 y PIA.

3.1.2.1 Determinación del pH (COVENIN 2462-02)

La medición del pH se realizó mediante el procedimiento que se describe a continuación ^[22]:

- 1) Encender el equipo (figura 3.2) y colocarlo en el modo medir pH.
- 2) Calibrarlo con soluciones amortiguadoras de diferentes pH.
- 3) Introducir el electrodo en un vaso de precipitado que contenga muestra fresca, bien homogeneizada, e iniciar la medición.



4) Una vez que se establezca la lectura, registrar el valor. Los valores promedio de las réplicas realizadas se encuentran reportados en la tabla 4.1.

Del mismo modo se procedió a realizar la medición de pH a cada una de las muestras de las fosas y la PIA, teniendo en cuenta que se debe lavar muy bien el electrodo con agua destilada cuando se manipulan muestras diferentes.

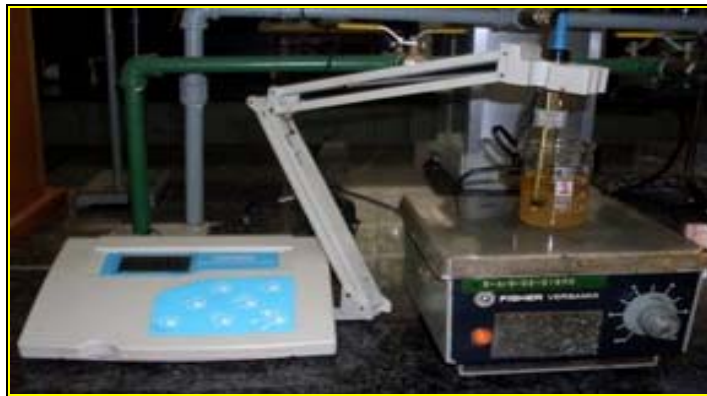


Figura 3.2 Equipo para la medición de pH.

3.1.2.2 Determinación de conductividad (COVENIN 3050-93) ^[23]

- 1) Encender el equipo (figura 3.3) y colocarlo en el modo medir conductividad. Se utilizó la constante de 1 cm^{-1} para determinar los valores de conductividad.
- 2) Introducir el electrodo en la muestra previamente homogeneizada.
- 3) Una vez estabilizado el valor registrarlo. Los resultados promedio de las réplicas realizadas se reportan en la tabla 4.1.



Figura 3.3 Equipo para la medición de conductividad.

3.1.2.3 Determinación de turbidez (COVENIN 2186-84) ^[24]

- 1) Encender el turbidímetro (figura 3.4), verificar que esté calibrado con la solución patrón.
- 2) Ajustar el rango apropiado para realizar la lectura del valor correspondiente a la turbidez.
- 3) Como la turbidez estaba por encima de 40 NTU se utilizaron muestras diluidas.
- 4) Colocar la muestra en la celda de vidrio, cuidando que no se formen burbujas en la misma y manteniéndola escrupulosamente limpia tanto interna como externamente, a fin de obtener un valor real (si la celda está rayada o fracturada debe descartarse).
- 5) Introducir la celda con la muestra en el turbidímetro y una vez que se establezca la lectura, se registra dicho valor (es recomendable repetir tres veces la medición para mayor precisión). Los resultados promedios se muestran en la tabla 4.1.



Figura 3.4 Equipo para medición de turbidez.

3.1.2.4 Determinación de hierro (método estándar 3111 B) ^[25]

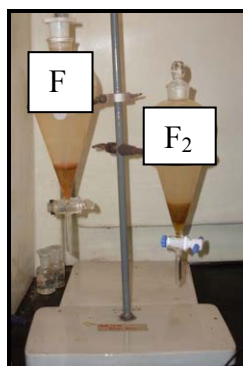
Para la determinación del hierro se utilizó un espectrofotómetro de absorción atómica, empleando el método directo de llama aire-acetileno. El equipo está diseñado para arrojar lectura de salida, por lo tanto se lee directamente el valor de la concentración del metal. En caso de que se trabajara con muestras diluidas, el valor registrado por el equipo debe multiplicarse por la relación de dilución empleada y este representará la concentración del metal. Los resultados promedios de las réplicas realizadas en las fosas API y en la PIA se reportan en la tabla 4.1.

3.1.2.5 Determinación de aceites y grasas (COVENIN 2831-91) ^[26]

- 1) Colocar 400 ml de muestra en un matraz erlenmeyer y acidificar con HCl a pH 2.
- 2) Trasvasar la muestra acidificada a un embudo de separación de 500 ml, figura 3.5 a.
- 3) Realizar dos extracciones consecutivas con 20 ml de cloroformo y agitar de 5 a 10 minutos durante cada lavado. Entre cada extracción, dejar reposar la muestra aproximadamente 30 minutos para que ocurra la separación de las fases acuosa y orgánica (figura 3.5 a).



- 4) Decantar la fase orgánica en un matraz erlenmeyer previamente secado (sellado con un tapón de goma), filtrar utilizando papel de filtro y una bomba al vacío (figura 3.5 b).
- 5) Realizar las dos últimas extracciones con 10 ml de cloroformo, agitando durante 5 a 10 minutos en cada una y dejando reposar por espacio de 30 minutos en cada extracción.
- 6) Repetir el paso 4, el filtrado se trasvasa a un vaso de precipitado de 250 ml pesado previamente, se coloca en una plancha de calentamiento a evaporar hasta sequedad (figura 3.5 c).
- 7) Llevar el vaso de precipitado a un desecador durante 20 minutos y posteriormente tomar el peso final.



(a)

(b)

(c)

Figura 3.5 Montaje experimental para determinar aceites y grasas.



La concentración de hidrocarburos se obtiene en ppm por diferencia de pesos (gravimetría), mediante la siguiente ecuación [26]:

$$\text{Aceites y grasas (ppm)} = \frac{(A - B) \times 1.000}{V} \quad (\text{Ec.3.1})$$

donde:

A: peso del vaso de precipitado más el residuo seco (g).

B: peso del vaso de precipitado vacío (g).

V: volumen de la muestra (ml).

Tabla 3.1 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de aceites y grasas.

| Fosa N° 1 | | Fosa N ° 2 | | Planta de inyección de agua | |
|------------------|----------------|------------------|----------------|-----------------------------|----------------|
| Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) |
| 96,5181 | 96,5420 | 97,7584 | 100,1508 | 96,5181 | 96,8323 |
| 97,7584 | 97,8356 | 96,5128 | 96,6649 | 97,7521 | 97,8737 |
| 96,5110 | 96,5535 | 97,7476 | 97,7926 | 108,4286 | 108,5131 |

Tomando como ejemplo los pesos correspondientes a la muestra de la fosa N°1, de la tabla 3.1 y sustituyendo valores en la ecuación 3.1 se tiene que:



$$\text{Aceites y grasas} = \frac{(96,5420 - 96,5181)g \times 1.000 \frac{mg}{g}}{400ml \times \frac{1l}{1.000ml}} = 59,75 \text{ ppm}$$

Los resultados promedio para las diferentes muestras se reportan en la tabla 4.1.

3.1.2.6 Determinación de cloruros (método estándar 4500 Cl⁻ del nitrato mercúrico)^[25]

- 1) Colocar 25 ml de muestra diluida en un matraz erlenmeyer.
- 2) Agregar 0,5 ml de reactivo indicador mixto, la muestra toma una coloración morado claro (figura 3.6 a).
- 3) Añadir ácido nítrico al 0,1 N (3 o 4 gotas) hasta que la solución se torne amarillo (figura 3.6 b), lo cual es indicativo de que posee el pH adecuado para titular.
- 4) Titular con Hg(NO₃)₂ al 0,141N registrar el volumen gastado al obtener una coloración morado intenso (figura 3.6 c) .



(a)



(b)



(c)

Figura 3.6 Variaciones de color para la determinación de cloruros.



La concentración de cloruros se obtiene en ppm por medio de la siguiente ecuación ^[25]:

$$ppmCl = \frac{(A - B) \times N \times 35,45 \times 1.000}{V} \quad \text{Ec. 3.2)}$$

donde:

A: volumen gastado de $Hg(NO_3)_2$ por la muestra (ml).

B: volumen gastado de $Hg(NO_3)_2$ por el blanco (ml).

N: normalidad de $Hg(NO_3)_2$.

V: volumen de la muestra (ml).

Tabla 3.2 Volumen gastado de $Hg(NO_3)_2$ en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de cloruros.

| Fosa N° 1 | Fosa N° 2 | Planta de inyección de agua |
|--|-----------|-----------------------------|
| Volumen gastado de $Hg(NO_3)_2$ (ml) | | |
| 0,7 | 0,6 | 0,6 |
| 0,9 | 0,8 | 0,7 |
| 0,8 | 0,6 | 0,6 |

Si se trabaja con la muestra diluida, entonces el valor arrojado por la ecuación 3.2 debe multiplicarse por el factor de dilución.

Por ejemplo para la muestra de la fosa N° 1 (valores tomados de la tabla 3.2) se obtuvo:

$$ppmCl = \frac{(0,7 - 0,2)ml \times 0,1411N \times 35,45 \times 1.000 \times 50}{25ml} = 5001,99 ppm$$



De igual manera se hizo el cálculo para las demás muestras, reportando los resultados promedio en la tabla 4.1.

3.1.2.7 Determinación de alcalinidad total (método estándar 2320 B) ^[25]

- 1) Colocar 50 ml de muestra diluida en un matraz erlenmeyer.
- 2) Agregar reactivo indicador mixto hasta obtener una coloración azul en la muestra, tal como se muestra en la figura 3.7 a.
- 3) Titular con ácido sulfúrico (H₂SO₄) al 0,02 N, registrar el volumen gastado cuando la solución se torne anaranjado claro, figura 3.7 b.



(a)



(b)

Figura 3.7 Método volumétrico para la determinación de alcalinidad total.

La concentración de la alcalinidad total está expresada en ppm y se obtuvo a partir de la siguiente ecuación ^[25]:

$$\text{Alcalinidad (ppm)} = \frac{A \times N \times 50.000}{V} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

donde:

A: volumen gastado de ácido estándar (ml).

N: normalidad del ácido estándar.



V: volumen de la muestra (ml).

Tabla 3.3 Volumen gastado de H₂SO₄ en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de alcalinidad.

| Fosa N° 1 | Fosa N ° 2 | Planta de inyección de agua |
|--|------------|-----------------------------|
| Volumen gastado de H₂SO₄ (ml) | | |
| 0,9 | 0,8 | 0,6 |
| 0,6 | 1,5 | 0,7 |
| 1,1 | 1,3 | 2,3 |
| - | 3,4 | - |

Si se utiliza una muestra diluida se debe multiplicar el valor obtenido por el factor de dilución.

Sustituyendo valores para la muestra de la fosa N°1 (valores tomados de la tabla 3.3) se obtuvo:

$$\text{Alcalinidad (ppm)} = \frac{0,9\text{ml} \times 0,0244\text{N} \times 50.000 \times 50}{50\text{ml}} = 1.098\text{ppm}$$

Los resultados promedio para las demás muestras se reportan en la tabla 4.1.

3.1.2.8 Determinación de dureza total (método estándar 2340 C) ^[25]

1) Colocar 50 ml de muestra diluida en un matraz erlenmeyer.



2) Adicionar 1ml de solución tampón de hidróxido de amonio y una cantidad adecuada del reactivo en polvo seco (negro de Eriocromo T) hasta observar una coloración púrpura en la solución, tal como se observa en la figura 3.8 a.

3) Titular con el ácido etilen-diamino-tetra-ácetico (EDTA) al 0,01M, registrar el volumen gastado cuando la solución se torne azul, una muestra de ello corresponde a la figura 3.8 b.



(a)



(b)

Figura 3.8 Método volumétrico para la determinación de dureza total.

La dureza total se expresa como miligramos de CaCO_3/l y se calcula mediante la siguiente expresión ^[25]:

$$\text{Dureza (ppm)} = \frac{A \times B \times 1.000}{V} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

donde:

A: volumen gastado de la solución EDTA para titular la muestra (ml).

B: miligramos de CaCO_3 equivalentes a 1,0 ml de titulante EDTA.

V: volumen de la muestra (ml).



Tabla 3.4 Volumen gastado de EDTA en la titulación de las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de dureza.

| Fosa N° 1 | Fosa N ° 2 | Planta de inyección de agua |
|-------------------------------------|------------|-----------------------------|
| Volumen gastado de EDTA (ml) | | |
| 1,4 | 1,8 | 1,9 |
| 1,8 | 2,0 | 2,1 |
| 1,7 | 1,9 | 1,7 |
| - | 1,1 | - |

Sí la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

Sustituyendo valores, tomados de la tabla 3.4, en la ecuación 3.4 se tiene que la muestra de la fosa N°1 presenta una concentración de dureza igual a:

$$\text{Dureza (ppm)} = \frac{1,4\text{ml} \times 1\text{mg} \times 1.000 \times 10}{50\text{ml}} = 280\text{ ppm}$$

De la misma forma se hizo el cálculo para las demás muestras y los resultados promedio se reportan en la tabla 4.1.

3.1.2.9 Determinación de sólidos (método estándar 2540) ^[25]

• Sólidos totales (método estándar 2540 B)

- 1) Secar un vaso de precipitado de 50 ml durante 30 minutos a 100°C.
- 2) Colocarlo en un desecador por espacio de 20 minutos y luego pesarlo.
- 3) Adicionar 10 ml de muestra, previamente homogeneizada para dispersar la grasa y el aceite flotante.



- 4) Introducir la muestra en el horno y evaporar a sequedad a una temperatura de 105 °C.
- 5) Enfriar en un desecador por 20 minutos y medir el peso final.

De ser necesario, se pueden eliminar partículas gruesas flotantes o los aglomerados de materiales no homogéneos, si se considera que su aporte no es deseable en el resultado final. Para efectos de este procedimiento no fue necesario. La concentración de sólidos totales se obtiene por gravimetría, expresada en ppm, y se calcula por medio de la siguiente ecuación ^[25]:

$$\text{sólidos totales (ppm)} = \frac{(A - B) \times 1.000}{V} \quad (\text{Ec.3.5})$$

donde:

A: peso del vaso de precipitado más el residuo seco (g).

B: peso del vaso de precipitado vacío (g).

V: volumen de la muestra (ml).

Tabla 3.5 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de sólidos totales.

| Fosa N° 1 | | Fosa N° 2 | | Planta de inyección de agua | |
|------------------|----------------|------------------|----------------|-----------------------------|----------------|
| Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) |
| 28,0141 | 28,0563 | 26,7068 | 26,7705 | 30,2148 | 30,2673 |
| 29,9848 | 30,0879 | 30,2182 | 30,2856 | 32,1949 | 32,2572 |
| 28,0152 | 28,2285 | 26,7069 | 26,8922 | 30,2158 | 30,4099 |
| - | - | 27,9240 | 27,9668 | - | |



Sustituyendo valores respectivos, tomados de la tabla 3.5, se obtuvo que los sólidos totales presentes en la muestra de la fosa N°1 son iguales a:

$$\text{sólidos totales (ppm)} = \frac{(28,0563 - 28,0141)g \times 1.000mg / 1g}{10ml \times 1l / 1.000ml} = 4.220 ppm$$

• **Sólidos disueltos (método estándar 2540 C)**

- 1) Secar un vaso de precipitado de 50 ml durante 30 minutos a 100 °C.
- 2) Colocarlo en un desecador por 20 minutos y pesarlo.
- 3) Filtrar la muestra previamente homogeneizada utilizando papel de filtro y una bomba al vacío.
- 4) Agregar 10 ml de muestra filtrada en el vaso de precipitado e introducir en el horno, evaporar a sequedad a 180 °C.
- 5) Enfriar la muestra en un desecador durante 20 minutos y tomar peso final.

La concentración de sólidos disueltos se obtuvo aplicando la siguiente ecuación [25].

$$mg \quad de \quad sólidos \quad disueltos/L = \frac{(A - B) \times 1.000}{V}$$

(Ec.3.6)

donde:

A: peso del vaso de precipitado más el residuo seco (g).

B: peso del vaso de precipitado vacío (g).

V: volumen de la muestra (ml).



Tabla 3.6 Datos gravimétricos correspondientes a las muestras de agua salada provenientes de las fosas API para la determinación de sólidos disueltos.

| Fosa N° 1 | | Fosa N ° 2 | | Planta de inyección de agua | |
|------------------|----------------|------------------|----------------|-----------------------------|----------------|
| Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) | Peso inicial (g) | Peso final (g) |
| 28,0141 | 28,0557 | 26,7068 | 26,7690 | 30,2148 | 30,2639 |
| 29,9848 | 30,0711 | 30,2182 | 30,2784 | 32,1949 | 32,2560 |
| 27,9275 | 27,9906 | 27,8514 | 27,9244 | 27,9218 | 27,9812 |
| - | - | 28,0192 | 28,0604 | - | - |

Sustituyendo valores de la tabla 3.6 en la ecuación 3.6, la concentración de sólidos disueltos para la muestra de la fosa N°1 es:

$$\text{sólidos disueltos (ppm)} = \frac{(28,0557 - 28,0141)g \times 1.000mg / 1g}{10ml \times 1l / 1.000ml} = 4.160 ppm$$

Los valores de concentración correspondientes a los sólidos suspendidos se obtienen por diferencia entre los sólidos totales y los disueltos. Los resultados promedio correspondientes al análisis de sólidos se reportaron en la tabla 4.1.



3.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN FUNCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AFLUENTE A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA

El desarrollo de esta etapa consistió en definir los productos químicos requeridos para el tratamiento del agua salada en base a los resultados arrojados por la caracterización fisicoquímica realizada a los fluidos de las fosa API, además de proponer tecnologías orientadas también al ajuste de los parámetros fisicoquímicos fuera de especificación. Para ello se consideraron los límites establecidos de los parámetros de calidad en la norma interna de la empresa, así como las consideraciones fijadas en el decreto 883 artículo N° 17, que se cita a continuación ^[9]:

Artículo 17 Se exceptúa de lo dispuesto en el artículo 16 a las actividades de inyección asociadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en acuíferos no aprovechables y yacimientos petrolíferos en los siguientes casos:

En acuíferos no aprovechables: se permitirá previo análisis técnico, económico y ambiental de alternativas, cuando se trate de:

Lodos de perforación en base agua y aceite en etapa de exploración.

Lodos de perforación en base agua en etapas de desarrollo y explotación.

Lodos de perforación en base agua y aceite, aguas de formación, y aguas de efluentes de procesos de producción de crudo en acuíferos lenticulares, previa determinación de su condición como tal, en etapas de desarrollo y producción.

En yacimientos petrolíferos y acuíferos asociados: cuando se trate de aguas de formación, aguas efluentes de procesos de producción de crudos, lodos de perforación, hidrocarburos o desechos de hidrocarburos. Las condiciones para la inyección se fijaran de acuerdo a las características de cada yacimiento.



Sin embargo la empresa considera los lineamientos establecidos en el artículo 16 del mismo decreto el cual señala:

Artículo 16: Se prohíbe la descarga, infiltración o inyección en el suelo o en el subsuelo de vertidos líquidos tratados o no, cuyo contenido de sustancias pertenecientes al grupo I, especificadas en el artículo 9, superen los límites establecidos en el artículo 10 de éste decreto.

A continuación se muestran las especificaciones de los parámetros fisicoquímicos establecidos por el decreto 883 y la norma interna de la empresa:

Tabla 3.7 Especificaciones de los parámetros fisicoquímicos.

| Parámetro | Decreto 883, artículo 10 [9] | Norma interna PDVSA [8] |
|---------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| Cloruros | <input type="checkbox"/> 1.000 ppm | — |
| Hierro | <input type="checkbox"/> 10 ppm | — |
| Crudo total | <input type="checkbox"/> 20 ppm | <input type="checkbox"/> 10 ppm |
| Sólidos suspendidos | <input type="checkbox"/> 80 ppm | <input type="checkbox"/> 5 ppm |
| pH ideal | 6,0 – 9,0 | 6,5 – 7,5 |

Es importante señalar que la propuesta realizada se hizo tomando en cuenta las tecnologías disponibles y aceptadas por la empresa para el tratamiento del agua de producción, contempladas en el manual de PDVSA para el manejo y disposición final del agua salada.

Además se estableció un cuadro comparativo de las ventajas y desventajas que conlleva la aplicación de alguno de estos tratamientos, en la eliminación de los contaminantes presentes en el agua salada; esto con el propósito de sustentar la selección de alguna de estas tecnologías.



Tabla 3.8 Ventajas y desventajas de las tecnologías de separación y eliminación de contaminantes presentes en el agua salada.

| Contaminantes | Tecnología de separación/eliminación | Ventajas [12,14,15,18] | Desventajas 12,14,15,18] |
|---------------------------------------|---|--|---|
| Sólidos suspendidos, turbidez y color | Coagulación | <ul style="list-style-type: none">- La adición de coagulantes provoca la desestabilización de coloides por efecto de neutralización de cargas.- Permite la aglomeración de partículas fácilmente sedimentables.- La coagulación es adecuada para eliminar determinados metales y sustancias orgánicas que estén adsorbidas | <ul style="list-style-type: none">- La eficiencia del proceso de coagulación depende de la calidad del agua, del coagulante utilizado, las condiciones de mezclado, la dosis de coagulación y el pH.- Debe estudiarse una gama de productos químicos mediante, la prueba de jarras para la selección del más eficiente |



| | | | |
|------------------------|---------------|--|---|
| Partículas suspendidas | Sedimentación | <ul style="list-style-type: none">- Permite la separación sólido-líquido por efecto de la gravedad.- La sedimentación permite eliminar partículas coloidales, previamente desestabilizadas con la adición de químicos.- En los sedimentadores o decantadores estáticos puede producirse la decantación en régimen laminar, turbulento o de transición.- El resultado final será un fluido clarificado y una suspensión más concentrada. | <ul style="list-style-type: none">- Los sedimentos formados deben ser manejados cuidadosamente durante su retiro y disposición final, para evitar la generación de aspectos e impactos ambientales.- La velocidad de sedimentación se ve afectada por el tamaño, la forma y densidad de las partículas suspendidas, por ello que previamente se requiere de procesos de coagulación.- La velocidad de sedimentación |
|------------------------|---------------|--|---|



| | | | |
|--|--|--|---|
| | | | también se ve afectada por las características hidráulicas de |
|--|--|--|---|

| Contaminantes | Tecnología de separación/eliminación | Ventajas | Desventajas |
|------------------------|--------------------------------------|----------|---|
| Partículas suspendidas | Sedimentación | | los sedimentadores. - Deben realizarse pruebas de laboratorio, con el propósito de predecir las eficiencias teóricas de remoción en función de las velocidades de sedimentación. - Las variaciones de temperatura originan corrientes cinéticas o térmicas en el agua que a su vez generan modificaciones en las unidades de sedimentación y con ello en el |



| | | | |
|---|------------|---|---|
| | | | espesamiento de los sólidos. |
| Sólidos suspendidos, turbidez, aceites y grasas | Filtración | <ul style="list-style-type: none">- Remueve las partículas que no pudieron ser eliminadas en el proceso de sedimentación.- Elimina flóculos de aguas coaguladas, reduce la turbidez (incluidas sustancias adsorbidas) y los óxidos de hierro.- Existen tecnologías de filtración aptas para la remoción no sólo de sólidos suspendidos, sino para el tratamiento de agua de procesos y aguas de desecho industrial que requieran remoción | <ul style="list-style-type: none">- Se utiliza cuando las aguas de proceso son claras o como proceso final de pulimiento en el caso de aguas turbias.- La eficiencia de esta operación depende de las características de la suspensión (agua más partículas) y del medio poroso.- Se produce un lodo diluido que debe desecharse.- Dependiendo del tipo de sistema de filtración se necesitan tiempos de retrolavado durante un lapso de 5 a 15 minutos para descolmatar el medio filtrante y reanudar la operación de filtración. |



| | | | |
|--------|----------|--|---|
| | | de aceites, contenido de cenizas e hidróxidos metálicos. | |
| Hierro | Aeración | - Se utiliza para la oxidación y precipitación del hierro y manganeso a fin de controlar la corrosión. | - Para el arrastre de gases y compuestos volátiles puede ser necesaria una planta especializada, que proporcione una transferencia de masa alta |



| Contaminantes | Tecnología de separación/eliminación | Ventajas | Desventajas |
|----------------|---|---|---|
| Hierro | Aeración | <ul style="list-style-type: none">- Este proceso está diseñado para retirar gases y compuestos volátiles mediante arrastre con aire.- La transferencia de oxígeno puede efectuarse habitualmente mediante una simple cascada o por difusión del aire al agua, sin necesidad de equipos complejos.- Otra opción es la difusión de aire comprimido a través de un sistema de tuberías perforadas sumergidas en el agua. | <ul style="list-style-type: none">- de la fase líquida a la gaseosa.- La aeración de cascada puede ocasionar una pérdida de carga de altura significativa; necesitándose de 1 a 3 metros para un caudal unitario de 10 a 30 m³/h. |
| Hierro, dureza | Suavización por precipitación (este proceso puede ser en frío o caliente) | <ul style="list-style-type: none">- La adición de una sustancia química soluble al agua permite la formación | <ul style="list-style-type: none">- La eliminación de metales está condicionada por el pH del agua y el estado iónico del |



| | | | |
|--------|--------------------|---|--|
| | | <p>de un precipitado, originando de la reacción entre los iones de la sustancia química y los de la sustancia que se desea remover. Tal es el caso del hierro y de la dureza carbonatada (ablandamiento), mediante adición de cal.</p> <p>- Mediante este proceso se puede llegar a eliminar el 95% de los sólidos en suspensión y hasta el 50% de los compuestos orgánicos disueltos y prácticamente la totalidad de los metales pesados presentes en el agua.</p> | <p>metal.</p> <p>- Representa un incremento en el volumen de lodos a gestionar, por ende en la evaluación de los sistemas para el procesado de lodos esto debe ser considerado.</p> <p>- La precipitación química requiere tanques de mezcla rápida y un sistema de floculación dispuestos antes del sistema de decantación, lo que quizás podría generar mayores costos de mantenimiento.</p> |
| Dureza | Intercambio Iónico | <p>- Permite lograr el ablandamiento del agua mediante el uso de resinas.</p> | <p>- Este proceso requiere un pretratamiento del agua que permita la eliminación de sólidos</p> |



| | | | |
|--|--|--|---|
| | | <p>- El uso de resinas catiónicas es útil para la eliminación selectiva de metales pesados, incluso aunque su concentración sea baja y el agua contenga otras sustancias de naturaleza inorgánica.</p> | <p>en suspensión, y de las sustancias orgánicas así como el ajuste de pH.</p> <p>- La capacidad de intercambio iónico de la resina es función del tipo y de la concentración del regenerante.</p> |
|--|--|--|---|



| Contaminantes | Tecnología de separación/eliminación | Ventajas | Desventajas |
|---------------|---|---|---|
| Dureza | Intercambio Iónico | <ul style="list-style-type: none">- Las resinas actuales tienen altas capacidades de intercambio por lo que requieren inversiones moderadas, las instalaciones pueden ser automáticas o manuales para adaptarse a condiciones específicas.- El intercambio de aniones puede utilizarse para eliminar contaminantes como los iones de nitrato arsénico y selenio. | <ul style="list-style-type: none">- Debido a que las resinas son altamente selectivas en la retención del compuesto que se desea eliminar, debe utilizarse un exceso de regenerante para aumentar la capacidad de la resina.- La adquisición del regenerante y su eliminación implican elevados costos de operación. |
| Cloruros | Procesos de membrana (Ósmosis inversa, electrodiálisis) | <ul style="list-style-type: none">- La electrodiálisis se aplica en la extracción de sales a partir de agua salobre, de forma económica reduce los niveles de soluto como un proceso híbrido en | <ul style="list-style-type: none">- La electrodiálisis tiene la desventaja de no realizar eficientemente la extracción de las últimas trazas de sal.- No puede trabajar a pH alto.- No tolera |



| | | | |
|--|--|--|---|
| | | <p>combinación con un lecho de intercambio iónico.</p> <ul style="list-style-type: none">- La electrodiálisis puede separar electrolitos de no electrolitos, esto puede hacerlo incluso cuando el pH es muy bajo.- Con el método de electrodiálisis se logra una desmineralización del agua de un 35 % con una pérdida de un 16 % del agua alimentada en forma de salmuera de desecho.- La ósmosis inversa es aplicada en la desalinización de agua salobre y el agua de mar, realiza el proceso de purificación en una sola etapa y de forma continua.- Es una tecnología que no requiere de | <p>surfactantes.</p> <ul style="list-style-type: none">- No funciona bajo condiciones donde los límites de solubilidad pueden estar excedidos.- El ión hidróxido y especialmente el ión hidrógeno filtran fácilmente a las membranas utilizadas por la electrodiálisis, por tal motivo los procesos que generan gradientes de pH a través de una membrana son limitados a su alcance.- La ósmosis inversa es un proceso que implica un considerable consumo de energía y por ende genera elevados costos de operación.- Al ensuciarse la superficie de la membrana se reduce la velocidad del flujo de agua, y en ocasiones ésta |
|--|--|--|---|



| | | | |
|--|--|---|--|
| | | mucho mantenimiento, es modular y ocupa poco espacio. | acumulación provoca un funcionamiento deficiente, acompañado del deterioro de la membrana. |
|--|--|---|--|

| Contaminantes | Tecnología de separación/eliminación | Ventajas | Desventajas |
|---------------|---|--|---|
| Cloruros | Procesos de membrana (Ósmosis inversa, electrodiálisis) | - Los incrustantes y los coloides son particularmente bien rechazados por la membrana, y la cantidad de sólidos disueltos se reduce a niveles que logra que el intercambio iónico sea económico. | - Los procesos de membrana requieren un pretratamiento intenso. - Este proceso implica un mantenimiento continuo para prevenir fallas, y reducir el depósito de contaminantes sobre la superficie. |



3.3 ESTIMACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS QUE GARANTICEN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y RENTABILIDAD DEL PROCESO

Se establecieron las concentraciones de los productos químicos tomando en consideración las recomendaciones de las hojas técnicas suministradas por la casa comercial de acuerdo con la aplicación requerida; así como presión y temperatura de operación de los tanques de almacenamiento y sedimentación del agua salada, ubicados en la planta de inyección de agua, para simular tales condiciones en el laboratorio durante la prueba de jarras. Además de las condiciones operacionales del filtro cáscara de nuez y del tanque sedimentador con anillo de corona, contemplados en la memoria de cálculo correspondiente a la ingeniería conceptual realizada por la empresa. En la tabla 3.9 se señalan dichas condiciones.

Adicionalmente conociendo los costos involucrados con el suministro de los productos químicos se realizaría el estudio concerniente a la rentabilidad del proceso.



Tabla 3.9 Condiciones de operación de los equipos contemplados por la ingeniería conceptual y los existentes en la PIA ^[16].

| Proceso | Equipo | Hidrocarburos (ppm) | | Sólidos suspendidos (ppm) | |
|--|--|---|---|---------------------------|---|
| | | Entrada | Salida | Entrada | Salida |
| Remoción de hidrocarburos emulsionados y sólidos suspendidos | Filtro de cáscara de nuez | Hidrocarburo libre: 0 Hidrocarburo emulsionado: 15-30 | Hidrocarburo libre: 0 Hidrocarburo emulsionado: <input type="checkbox"/> 5 | 15-30 | <input type="checkbox"/> 5 (si se trata de partículas <input type="checkbox"/> 3µm) |
| Remoción de sólidos suspendidos y crudo libre | Tanque sedimentador con anillo de corona | Servirá de separador primario para el proceso de decantación, removerá parte de los sólidos suspendidos y crudo libre extraído por medio de una bandeja de rebose. La cantidad de sólidos suspendidos removidos en esta etapa será aproximadamente de 50 %. | | | |



Tabla 3.9 Condiciones de operación de los equipos contemplados por la ingeniería conceptual y los existentes en la PIA ^[16] (continuación).

| Proceso | Equipo | Hidrocarburos (ppm) | | | | Sólidos suspendidos (ppm) | |
|--------------------------------|---------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|
| | | Entrada | | Salida | | Entrada | Salida |
| Almacenamiento y sedimentación | Tanques | P _{máx} (psig) | P _{prom} (psig) | P _{mín} (psig) | T _{máx} (°C) | T _{prom} (°C) | T _{mín} (°C) |
| | | 14,7 | 14,7 | 14,7 | 35 | 31,7 | 27,7 |

P_{máx}: presión máxima.

P_{prom}: presión promedio.

P_{mín}: presión mínima.

T_{máx}: temperatura máxima.

T_{prom}: temperatura promedio.

T_{mín}: temperatura mínima.

Aunado a ello, las condiciones de alimentación establecidas en las bases y criterios de diseño realizada por la empresa para la adecuación del sistema de tratamiento y disposición de efluentes en el campo Santa Rosa, según el cual el agua aceitosa a ser procesada en el separador API perteneciente al sistema de fosas de recolección tendrá las características citadas en la tabla 3.10.



Tabla 3.10 Condiciones del agua salada a la entrada del separador API ^[16].

| | |
|--|------|
| Temperatura (°C) | 26,7 |
| Contenido de crudo libre (mg/l) | 300 |
| Contenido de crudo total (mg/l) | 500 |

Generalmente, el tratamiento de agua para la inyección a pozos comprende la remoción de sólidos suspendidos, remoción de crudo libre, tratamiento químico para evitar la corrosión, incrustaciones y eliminación de microorganismos que puedan producir corrosión, o poner en riesgo la salud del personal. Sin embargo, aún cuando el agua en estudio presenta varios parámetros (cloruros, contenido de crudo, hierro, sólidos suspendidos) fuera de norma, los productos químicos estudiados están orientados al tratamiento de sólidos y clarificación del agua, debido a que estos fueron los proporcionados por la empresa. En este contexto el autor de este trabajo está exento de la selección de los productos suministrados para la evaluación y del proveedor de los mismos. Por tal motivo, el parámetro seleccionado para la escogencia de los productos químicos fue el contenido de sólidos suspendidos, tomando en cuenta las condiciones de operación antes mencionadas para garantizar la eficiencia de los equipos involucrados en las operaciones de sedimentación y filtración, también se consideró la turbidez del agua. Los códigos de los productos químicos y su información técnica se muestran en la tabla 3.10.

**Tabla 3.11 Características de los productos químicos analizados.**

| Nombre del producto químico | Aplicación |
|---|---|
| AR 3500 (Polímero coagulante catiónico líquido) | Clarificador de aguas residuales y procesos, deshidratador de lodos de perforación. |
| B 720 (Polímero coagulante líquido de alto peso molecular, fuertemente catiónico) | Clarificador de aguas actúa como coagulante primario y ayudante de floculación. |
| C700 (Polímero floculante) | Clarificador de aguas residuales y procesos, deshidratador de lodos de perforación. |
| D490 (Humectante de sólidos) | Favorece el proceso de deshidratación. |

3.3.1 Preparación de las soluciones de los productos químicos

Se prepararon diluciones al 0,1 % v/v de todos los productos químicos según recomendaciones de la empresa suministradora del producto. Se utilizó como solvente agua destilada para los productos solubles en la misma y tolueno para los productos solubles en compuestos orgánicos. En cada caso se tomaron 50 microlitros del producto puro con una micropipeta y se trasvasaron a un balón aforado de 50 mililitros, completando hasta la línea de enrase con el solvente respectivo. Se agitó la mezcla hasta homogeneizar y seguidamente se colocó en un matraz con tapa, los cuales fueron sellados e identificados.

La dilución de los productos químicos se realizó en base a las recomendaciones de las hojas técnicas, aplicando la ecuación general de dilución para el cálculo de todos los volúmenes adicionados en cada dosificación efectuada, la cual viene expresada por ^[11]:



$$C_1V_1=C_2V_2 \quad \text{(Ec.3.7)}$$

donde:

C₁: concentración del producto puro (ppm).

C₂: concentración del producto diluido (ppm).

V₁: volumen a tomar del producto puro (ml).

V₂: volumen a preparar de solución (ml).

Fijando un volumen de 50 ml para una solución diluida al 0,1% v/v del producto AR3500 y asumiendo que la concentración de éste es 100% v/v, despejando la ecuación 3.7 se tiene que el volumen necesario del producto AR3500 es:

$$V_1 = \frac{C_2V_2}{C_1} = \frac{0,1\% \times 50ml}{100\%} = 0,05ml$$

Las tablas 3.11 y 3.12 muestran los volúmenes dosificados de cada producto evaluado.

Tabla 3.12 Volumen de los productos químicos diluidos aplicados en cada dosificación durante la primera etapa de análisis.

| Concentración (ppm) | | | | Volumen producto diluido (ml) |
|---------------------|-------|-------|-------|-------------------------------|
| AR 3500 | B 720 | C 700 | D 490 | |
| 1,2 | | | | 0,3 |
| 15 | | | | 3,75 |
| 25 | | | | 6,25 |
| 30 | | | | 7,5 |



Tabla 3.13 Volumen de los productos químicos diluidos aplicados en cada dosificación durante la segunda etapa de análisis.

| Concentración (ppm) | | Volumen producto diluido (ml) |
|---------------------|-------|-------------------------------|
| AR 3500 | B 720 | |
| 5 | | 1,25 |
| 10 | | 2,5 |
| 20 | | 5,0 |
| 26 | | 6,5 |
| 27 | | 6,75 |
| 28 | | 7,0 |

3.3.2 Procedimiento para la dosificación del producto químico y mezclado

Se simuló un sistema de prueba de jarras, figura 3.9, adicionando un volumen conocido de muestra (250 ml) a 6 vasos de precipitados de 400 ml. Seguidamente la muestra fue sometida a agitación durante 1 minuto a una velocidad de 100 rpm con la finalidad de crear turbulencia y el movimiento necesario para homogeneizar la muestra. Este procedimiento se llevó a cabo empleando planchas de agitación y magnetos de igual tamaño para garantizar las mismas condiciones de mezclado, a modo de simular las condiciones de operación en la planta de tratamiento. A continuación se dosificó un volumen previamente calculado de producto químico diluido al 0,1% (en el caso de los polímeros coagulantes y floculante se empleó agua destilada para la dilución, el humectante de sólidos se diluyó en tolueno) utilizando pipetas de 10 ml, ésta se realizó de forma creciente dejando un blanco o muestra



control a fin de comparar y evaluar el comportamiento de cada producto con una referencia de agua no tratada en las distintas corridas realizadas.

Es importante señalar que la dosificación debe hacerse de forma rápida; para todos los productos evaluados se emplearon las mismas dosis 1, 2, 15, 25 y 30 ppm a fin de tener un patrón de comparación entre ellos. Una vez hecha la dosificación inmediatamente se somete la muestra a una agitación intensa por 3 minutos a 100 rpm con el objetivo de poner en contacto íntimo el producto suministrado con la muestra. Posteriormente, se disminuyó la velocidad de agitación a 65 rpm, manteniéndola por 5 minutos; transcurrido este tiempo se llevó a 50 rpm durante 15 minutos a fin de mantener suspendidas las partículas flotantes.

Culminado el tiempo para el proceso de mezclado, se detuvo la agitación y se observó cada uno de los vasos de precipitados observando la aparición de los primeros flóculos y su sedimentación a los 5, 10 y 15 minutos; considerando claridad del agua, consistencia y uniformidad de los sedimentos, película de aceite en la superficie de la muestra y partículas en suspensión. Finalizado el proceso de sedimentación se procedió a captar muestra de los primeros 4 centímetros de agua tratada, esta operación se realizó con mucho cuidado a fin de no agitar el agua y promover el movimiento de las partículas asentadas. Para ello se empleó una pipeta de 25 ml, con la cual se trasvasó la muestra recolectada a matraces identificados con tapas, para su posterior medición de sólidos y turbidez.



Figura 3.9 Montaje experimental para la prueba de jarra.

3.3.3. Tiempo de sedimentación y registro del comportamiento de los productos químicos evaluados

Esta fase consistió en observar la calidad del agua tratada durante el período que estuvo en reposo en los vasos de precipitado, registrando su comportamiento y evolución en el tiempo

por medio de imágenes fotográficas. Esto con el fin de simular la operación de sedimentación que se llevará a cabo en el tanque de sedimentación de la planta de tratamiento, además de observar de forma individual y detallada la acción de cada producto sobre la muestra, lo cual no es posible visualizar en planta. El tiempo de sedimentación se estableció en función del menor tiempo requerido para observar resultados favorables. Sin embargo, en algunos casos se requirió hasta de una hora para percibir cambios en la muestra.

La selección del producto químico se basó en el análisis cualitativo y cuantitativo de la muestra estudiada, es por ello que el lapso de sedimentación jugó un papel importante dado que permitió monitorear cualitativamente ciertas características que contribuyeron a la selección del producto en cuestión, entre ellas: tamaño del floculo, claridad del agua, consistencia y uniformidad de los flóculos formados,



espesamiento del sedimento, presencia de una película de aceite en la superficie de la muestra, así como partículas suspendidas en la misma, y tiempo de acción del producto químico añadido. Aunado a ello, los análisis cuantitativos correspondientes al contenido de sólidos suspendidos y turbidez (procedimientos descritos en los apartados 3.1.2.9 y 3.1.2.3 respectivamente) complementaron los factores que sirvieron como indicadores de la eficiencia del tratamiento químico aplicado al agua salada.

3.3.4 Selección del producto químico más eficiente para el tratamiento del agua salada

Se realizaron 5 corridas aplicando cuatro concentraciones (tabla 3.12) de los 4 productos, para un total de 20 pruebas en la primera etapa de evaluación. Ésta se realizó siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 3.3.2 del presente capítulo. El criterio de escogencia se fundamentó en los factores cualitativos tales como: consistencia y uniformidad del sedimento, rapidez de acción del producto, entre otros y en cuanto a los parámetros cuantitativos se hizo énfasis en el contenido de sólidos, dado que estos constituyen uno de los principales agentes causantes de problemas operacionales a nivel de pozos inyectoros y equipos, con los que el agua entra en contacto una vez que se encuentra en la planta de inyección de agua salada.

De los cuatro productos químicos se seleccionaron los dos mejores cuyos resultados se acercaron más a las especificaciones de calidad del agua, correspondiente al contenido de sólidos suspendidos señalados por la norma interna de PDVSA (5 ppm) y el decreto 883 (80 ppm) tabla 3.7. Los productos seleccionados se estudiaron nuevamente siguiendo la metodología empleada en la en la primera etapa, aplicando seis concentraciones (tabla 3.13) de cada uno (doce pruebas), de las cuales se escogió el producto más eficiente en cuanto a disminución del contenido de



sólidos, de 3065 ppm se logró disminuir los sólidos suspendidos a 50 ppm, (figuras 4.1 a la 4.6).

3.3.5 Cálculo del tiempo máximo para el retrolavado del filtro cáscara de nuez

Este cálculo se realizó asumiendo que el volumen neto del filtro corresponde a la carga total del tanque de almacenamiento actualmente existente en la planta de tratamiento, el cual se ubica aguas abajo del filtro (figura 1.3). En planta este tanque no es descargado completamente, sólo se envía entre un 70 y 80 por ciento de su carga. Sin embargo, se hizo esta consideración debido a que este filtro no existe, sino que está contemplado en la ingeniería conceptual realizada por la empresa (figura 1.3) y dado que no se posee información con respecto al volumen neto del mismo, se consideró el volumen de almacenamiento del tanque antes mencionado. Conocido el flujo volumétrico de diseño que manejan las bombas de inyección que alimentan a los tanques de almacenamiento de la planta de tratamiento, se hizo un estimado del tiempo máximo de retrolavado del medio filtrante utilizando la siguiente expresión ^[16]:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (\text{Ec.3.8})$$

donde:

Q : flujo volumétrico de diseño de las bombas de inyección (BPD).

V : volumen neto del filtro (Bls).

t : tiempo (días).



Tabla 3.14 Datos de diseño correspondientes al caudal de agua salada manejado por las bombas de inyección de la planta de tratamiento del campo Santa Rosa y volumen disponible del tanque ^[16].

| Flujo volumétrico (Bls/día) | Volumen disponible (Bls) |
|-----------------------------|--------------------------|
| 7.388 | 4.627 |

Sustituyendo valores, tomados de la tabla 3.13, y despejando la ecuación 3.8 el tiempo de retrolavado es igual:

$$t = \frac{4.627 \text{ Bls}}{7.388 \frac{\text{Bls}}{\text{día}}} = 0,6262 \text{ día} \times \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} = 15,0288 \text{ horas} \cong 15 \text{ horas}$$

3.4 ELABORACIÓN DE UN PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUE GARANTICE LA EFICIENCIA DEL PROCESO

De acuerdo con los resultados arrojados por la evaluación que se realizó al sistema de tratamiento de la planta de inyección de agua salada y según lo establecido en los manuales de PDVSA ^[8] para el manejo del agua de producción, así como el decreto 883 ^[9] para la disposición del agua, se elaboró un procedimiento de supervisión; orientado a la inspección de la planta de inyección de agua salada del campo Santa Rosa, a fin de garantizar el cumplimiento de las operaciones de tratamiento establecidas en el sistema, y con ello la eficiencia del proceso.

Este procedimiento se representó en forma de diagramas de bloques, especificando los parámetros a inspeccionar en cada una de las áreas involucradas en



el proceso en cuanto a recolección de agua en fosas activas, capacidad de manejo de la planta, funcionamiento de los equipos de separación física y tratamiento químico. Además, se elaboró una planilla de auditoría siguiendo los lineamientos establecidos por la empresa, que servirá como mecanismo para procesar la información recogida en campo.

3.5 EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS

El desarrollo de la fase experimental de este trabajo de investigación involucró el uso de equipos, materiales y sustancias ubicados en el laboratorio de Sistemas Dispersos y Ambiente (SDA), el laboratorio de Análisis Químico y el almacén de reactivos e insumos del Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, los cuales se detallan a continuación:

Equipos

- Medidor de pH, marca OAKTON, modelo CON 510 series.
- Balanza electrónica, marca Symmetry, modelo PA 120, apreciación $\pm 0,0001\text{g}$.
- Conductímetro, marca WTW, modelo LF 330.
- Horno, marca Memmert, $T_{\text{máxima}}$: 200°C .
- Espectrofotómetro, marca Perkin elmer, modelo 3100.
- Turbidímetro, marca HF scientific, modelo DRT 100B.
- Bomba al vacío, marca GAST, modelo DDA-P104-AA, 115volts., 4,2 amps., 60 Hz.
- Computadora portátil, marca Compaq, modelo C768LA.

Materiales

- Papel de filtro.
- Piceta.



- Micropipeta de 10-100 μ l.
- Cilindros graduados de 10 y 100 ml.
- Balones aforados de 50 ml.
- Goteros.
- Buretas graduadas de vidrio borosilicato de 10 y 25ml.
- Vasos de precipitado de 50,100 y 250 ml.
- Dos embudo de separación de 500 ml.
- Una pinza.
- Matraz erlenmeyer de 50, 125 y 500 ml.
- Cuatro agitadores magnéticos.
- Una varillas de metal.
- Agitador magnético con calentamiento, marca Miraviel, modelo 2-VI con plato de acero inoxidable de 15cm de diámetro, $T_{\text{máxima}}$: 350°C.
- Desecador.
- Agitador, marca Fisher versamix, agitación máxima 10 rpm.
- Un tapón de goma.
- Dos embudo de decantación con tapas.
- Dos soportes universales.
- Dos aro de soporte.
- Una propipeta.
- Pipetas volumétricas de 5,10 y 25 ml.
- Cronómetro marca CASIO.
- Cámara digital, marca SAMSUNG, modelo S 860.

Sustancias

- Agua destilada.
- Ácido sulfúrico 0,02 N.
- Solución buffer.



- Solución valorada de EDTA 0,01 M.
- Solución indicadora de verde de bromocresol.
- Solución indicadora de púrpura de metacresol.
- Cloroformo 99,8%.
- Ácido clorhídrico 0,1 N.
- Nitrato de mercurio 0,1411 N.
- Hidróxido de amonio.
- Indicador negro de eriocromo T.
- Coagulantes, floculante y humectante de sólidos.
- Solventes orgánicos.
- Acido nítrico 0,1 N.
- Hidróxido de sodio 0,1 N.

CAPITULO IV

RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE LAS FOSAS API QUE ALIMENTAN A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA

La tabla 4.1 muestra los resultados promedios obtenidos de la caracterización fisicoquímica realizada a los fluidos recolectados en las fosas API y en la PIA, los cuales indican que el agua analizada se encuentra fuera de norma. Pues al comparar los valores experimentales de sólidos suspendidos y aceites y grasas con los límites establecidos por la norma interna de la empresa para los parámetros de calidad del agua salada, se encontró que dichos valores no cumplen con las especificaciones. En el anexo A (tablas A.1 a la A.3) se reportan los valores de la caracterización para todas las réplicas de las muestras de agua salada correspondientes a la fosa 1, 2 y la PIA, además de los cálculos correspondientes al valor promedio (anexo A-1) de los parámetros fisicoquímicos.



Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de los fluidos de las fosas API y especificación de los parámetros de calidad para el agua de producción establecidos por la norma interna de PDVSA.

| VALOR PROMEDIO | | | | Parámetros de calidad del agua salada | |
|---------------------------|--------|--------|--------|---------------------------------------|------------------------------|
| Parámetros fisicoquímicos | Fosa 1 | Fosa 2 | PIA | Norma PDVSA [8] | Decreto 883, artículo 10 [9] |
| pH | 6,78 | 7,26 | 7,30 | 6,5-7,5 | 6,0 – 9,0 |
| Temperatura (°C) | 28,1 | 27,9 | 28,7 | — | |
| Alcalinidad (ppm) | 789 | 793 | 903 | — | |
| Dureza (ppm) | 327 | 340 | 380 | — | |
| Cloruros (ppm) | 6.002 | 4.669 | 4.335 | — | □ 1.000 |
| Hierro (ppm) | 26,69 | 18,50 | 17,81 | — | □ 10 |
| Turbidez (NTU) | 199 | 59 | 49,6 | — | |
| Conductividad (ms/cm) | 11,2 | 18,5 | 19 | — | |
| Sólidos totales (ppm) | 11.953 | 8.980 | 10.297 | — | |
| Sólidos disueltos (ppm) | 6.367 | 5.915 | 5.653 | — | |
| Sólidos suspendidos (ppm) | 5.587 | 3.065 | 4.643 | □ 5 ppm | □ 80 |
| Aceites y grasas (ppm) | 2.049 | 229 | 434 | □ 10 ppm | □ 20 |



Con respecto al pH este es un parámetro que indica el grado de acidez o basicidad del agua por lo que tiene mucha influencia en algunas de las reacciones que ocurren en ella tales como: su tendencia corrosiva (pH menor de 6 para el cual el agua se considera agresiva y corrosiva para los metales) ó incrustante (pH mayor de 7,5). Nótese que los valores de pH (tabla 4.1) cumplen con las especificaciones establecidas tanto por la norma interna de la empresa como las del decreto 883. Debido a que las mediciones realizadas muestran que el pH se mantiene dentro de la norma esto permite controlar sus efectos en el comportamiento de otros constituyentes del agua (alcalinidad, dureza, turbidez, conductividad) si se aplica el tratamiento adecuado; dado que el pH influye considerablemente en los procesos de coagulación, desinfección y estabilización. Por ejemplo para que la coagulación y la remoción de turbidez resulten eficientes se requiere por lo general un pH en un rango de 5 a 7,8^[18] debido a que dentro de este intervalo el flóculo es insoluble, además si la coagulación se realiza fuera del rango de pH óptimo entonces se requerirá mayor cantidad de coagulante lo que significa aplicar una dosis alta del mismo; es evidente que en este caso se dispone de un agua con un pH apropiado para favorecer la aplicación de tratamiento químico (coagulación).

En cuanto a la temperatura no se ha establecido un valor límite para la misma, pero ésta es uno de los parámetros físicos más importantes del agua, pues por lo general influye en el retardo o aceleración de la actividad biológica, la absorción de oxígeno, la precipitación de compuestos, la formación de depósitos, la desinfección, procesos de mezclado, floculación, sedimentación y filtración. Además la variación de 1°C en la temperatura del agua conduce a la formación de corrientes de densidad (variaciones de densidad) que afectan la energía cinética de las partículas en suspensión, por lo que la coagulación se hace más lenta, y con ello se dificulta la sedimentación de los flóculos formados. Cabe destacar que los valores de temperatura (tabla 4.1) cumplen con las condiciones de operación (tabla 3.9) establecidas para el proceso de tratamiento de la PIA.



Los valores correspondientes a la alcalinidad (tabla 4.1) indican que ésta se encuentra alta dado que por encima de 150 ppm de CaCO_3 ^[12] ésta se considera fuerte y los resultados experimentales superan los 700 ppm; lo cual es indicativo de que el agua tiene tendencia a formar incrustaciones. Debido a que la alcalinidad es la capacidad del agua para neutralizar ácidos o aceptar protones, representa la suma de las bases que pueden ser tituladas en una muestra de agua, y por lo general está presente en las aguas naturales como un equilibrio de carbonatos y bicarbonatos con el ácido carbónico, con tendencia a que prevalezcan los iones de bicarbonato. De ahí parte el hecho de que un agua pueda tener alta alcalinidad y un pH relativamente bajo o viceversa. Aún cuando la EPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos), la OMS (Organización Mundial de la Salud) y la norma ambiental nacional no recomiendan valores respecto a la alcalinidad en fuentes de agua, por estar ligada a factores como la dureza y el pH, sí establecen que una fuente de agua no debe presentar cambios bruscos o repentinos en el contenido de la misma, pues esto podría acarrear fuertes cambios en la calidad del agua. Por otra parte, este parámetro juega un papel importante en el tratamiento del agua porque reacciona con coagulantes hidrolizables (como sales de hierro y aluminio) durante el proceso de coagulación, además de tener incidencia sobre el carácter corrosivo o incrustante que pueda tener el agua.

Con respecto a la dureza, ésta corresponde a la suma de los cationes polivalentes expresados como la cantidad equivalente de carbonato de calcio, está relacionada con el pH y la alcalinidad por tal motivo se debe tener especial cuidado con variaciones de temperatura y pH que puedan alterar su concentración.

La tabla 4.2 corresponde a la clasificación del agua en función de los valores de dureza que ésta presente ^[18].



Tabla 4.2 Dureza del agua.

| Clasificación del agua | Contenido de dureza en ppm de CaCO ₃ |
|------------------------|---|
| Blanda | 0-75 |
| Moderadamente dura | 75-150 |
| Dura | 150-300 |
| Muy dura | □ 300 |

De acuerdo con la tabla 4.2 cuando un agua presenta un contenido de CaCO₃ comprendido entre 150 y 300 ppm se considera que es un agua dura. En este sentido, los resultados obtenidos de la determinación de dureza para las muestras de agua salada (tabla 4.1) indican que se trata de un agua muy dura, puesto que el contenido de dureza se encuentran por encima de los 300 ppm; lo que se traduce en un agua que puede formar depósitos en las tuberías y hasta obstruirlas completamente. Este parámetro a concentraciones muy elevadas resulta nocivo para el proceso de inyección, dado que a temperaturas y presiones altas se favorece la formación de sedimentos, lo cual podría ocasionar taponamiento en los pozos dificultando la inyección continua del agua.

Los cloruros, a partir de ciertas concentraciones, pueden ejercer una acción disolvente sobre ciertas sales presentes en el agua y también sobre algunos componentes del cemento, impartiendo una acción corrosiva y erosionante, en especial a pH bajo. Cabe destacar que los límites fijados en el agua por las normas de calidad se sustentan más en el gusto que le imparten al agua que por motivos de salubridad, tomando en cuenta el límite de percepción del sabor de los cloruros en el agua se ha establecido 250 ppm^[12] para aguas de consumo, concentración que puede ser razonablemente excedida según las condiciones locales y costumbre de los consumidores. Sin embargo la OMS (Organización Mundial de la Salud) considera



que una concentración de cloruros superior a los 250 ppm influye en la corrosividad del agua ^[12]. Partiendo de esto se considera que el agua estudiada podría presentar una tendencia corrosiva pues el contenido de cloruros supera considerablemente los 1000 ppm ^[9], por lo que es recomendable aplicar un método para la remoción de los mismos, esto con la finalidad de preservar la vida útil de las tuberías y equipos con los cuales el agua entra en contacto.

Aun cuando la norma interna de la empresa no contempla un valor límite para el contenido de hierro, el decreto 883 en su artículo 10 establece un valor límite de 10 ppm para aguas que vayan a ser descargadas en forma directa o indirecta a ríos, lagos, embalses y para aguas que vayan a ser inyectadas en el suelo. Este valor sirvió de referencia para comparar que tanto se desvía el contenido de hierro determinado en las muestras de agua salada; encontrándose un porcentaje de desviación de 43,85 % en el agua inyectada con respecto al valor establecido por el decreto. Tomando en cuenta que la presencia de hierro puede contribuir al desarrollo de microorganismos que pueden formar depósitos de óxido férrico en los sistemas de tubería y causar obstrucciones, así como alteraciones en la turbidez y en el color del agua, situaciones que podrían dificultar la fluidez del proceso de inyección, debería considerarse la aplicación de tratamientos que disminuyan su concentración.

El agua de producción recolectada de las fosas API es bastante turbia y esto se debe a la presencia de partículas en suspensión o coloidales correspondientes a trazas de crudo, así como tierra finamente dividida, arcilla, minerales, sedimentos, materia orgánica e inorgánica, microorganismos entre otros. Este parámetro está relacionado con el contenido de sólidos suspendidos, los cuales representan uno de los problemas operacionales en cuanto a obstrucción en pozos inyectoros.

El contenido de sólidos suspendidos, y de aceites y grasas en el agua caracterizada exceden considerablemente los límites permisibles; el porcentaje de desviación tanto de los sólidos, como el de aceites y grasas con respecto al valor fijado por la norma de la empresa es de 99,89 y 97,69 %, respectivamente (anexo A-2). En este sentido, se debe prestar mayor atención al control de estos parámetros y



enfocarse en los procesos de separación física y tratamiento químico que permitan disminuir notoriamente su concentración. Esto si se quiere preservar la vida útil de los pozos depositores y evitar la generación de aspectos e impactos ambientales. Debido a que estos parámetros son uno de los principales causantes de problemas de incrustación de sólidos en la cara de la arena de los pozos, taponamiento por trazas de crudo, obstrucción tanto en pozos, como en tuberías y equipos que existen en la PIA; además para garantizar la eficiencia de los equipos que serán involucrados en el proceso de tratamiento (los contemplados por la ingeniería conceptual), deben ser ajustados a las condiciones de diseño en cuanto al rango de sólidos suspendidos e hidrocarburos que debe manejarse a la entrada del filtro cáscara de nuez, puesto que no las cumplen.

4.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN FUNCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AFLUENTE A LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA

Los resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica realizada al agua de producción manejada por la planta de inyección de agua del campo Santa Rosa, revelaron que ésta se encuentra fuera de norma. Por tal motivo, y considerando la responsabilidad adquirida por la empresa en cuanto al cumplimiento de los aspectos sociales, ambientales y técnicos que permitan la mejor relación ambiente-beneficio a la corporación, se plantea la implementación de alguna de las tecnologías disponibles y aceptadas para la remoción de contaminantes del agua salada, contempladas en el manual de PDVSA correspondiente al manejo y disposición final para estas aguas. Entre las cuales se encuentran procesos de tratamiento para remoción y control de sólidos suspendidos, aceites y grasas, clarificación del agua, hierro y dureza. Sin embargo, la aplicación de las mismas dependerá de un posterior estudio técnico-económico no contemplado en esta investigación.



De los métodos de tratamiento y tecnologías señaladas en el capítulo tres (tabla 3.8) debe considerarse la aplicación de los siguientes tratamientos:

Tabla 4.3 Tecnologías de separación y eliminación de contaminantes presentes en el agua salada que deben aplicarse en la PIA del campo Santa Rosa.

| Tecnología de separación/eliminación ^[8] | Contaminantes removidos ^[15] | Calidad del agua a la salida del equipo ^[16] |
|--|---|--|
| Coagulación | Sólidos suspendidos, turbidez y color. | — |
| Suavización por precipitación en frío (temperatura ambiente) | Dureza, hierro, compuestos insolubles formando sólidos suspendidos. | — |
| Sedimentación | Partículas suspendidas. | La cantidad de sólidos suspendidos removidos en esta etapa será aproximadamente el 50 %. |
| Filtración (Filtro cáscara de nuez) | Sólidos suspendidos, turbidez, aceites y grasas. | Hidrocarburos emulsionados: \square 5 ppm Sólidos suspendidos: \square 5 ppm (si se trata de partículas \square 3 μ m). |



Dado que el alto contenido de sólidos (4643 ppm) tabla 4.1 y el arrastre de las trazas de crudo representan el principal problema operacional a nivel de pozos inyectoros, debido a las obstrucciones y taponamientos generados por estos contaminantes, los tratamientos seleccionados están orientados al control de dichos parámetros. Además con el propósito de alcanzar los límites de calidad del agua salada establecidos por la norma de la empresa y evaluar la eficacia del proceso de coagulación, fueron estudiados una serie de productos químicos mediante pruebas de laboratorio (prueba de jarras) para detectar las variaciones de las concentraciones de sólidos, así como los cambios en la claridad del agua tratada y hallar la dosis óptima para el tratamiento. Por otra parte, el tiempo de reposo permitió observar las características de la sedimentación, notándose que los sólidos y partículas de crudo cuya densidad es menor que la del agua ascendían a la superficie, lo cual es indicativo de que este proceso contribuye a la remoción de aceites y grasas, así como a la disminución de la turbidez una vez que éstos son retirados del agua.

En cuanto al elevado contenido de aceites y grasas es conveniente revisar el funcionamiento de las unidades de separación física. Debido a que en campo se cuenta con un separador API que por condiciones de diseño la concentración del aceite a la salida del equipo, está comprendida en un rango de 40 a 100 ppm. Aunado a ello, la fosa N° 2 posee un mecanismo desnatador flotante y la ingeniería conceptual contempla la inclusión de un tanque sedimentador con anillo de corona, el cual también ha sido diseñado para retirar la nata de crudo que se forme una vez aplicado el producto coagulante y transcurrido el tiempo de reposo, esto a través de un sistema de bandejas. Además de un filtro cáscara de nuez, también contemplado por la ingeniería conceptual, cuya función consiste en la retención de aceites y grasas por el medio filtrante conjuntamente con la retención de los sólidos suspendidos. En este sentido, se considera que no es necesaria la



aplicación de desemulsionantes, pues esto generaría un gasto adicional partiendo del hecho de que se dispone de suficientes equipos que pueden realizar la operación de recuperación de crudo.

Con respecto a los problemas de corrosión e incrustaciones la suavización por precipitación en frío es un método que permite lograr el ablandamiento del agua, la eliminación del hierro y compuestos orgánicos mediante la formación de un precipitado con la adición de sustancias que permitan el intercambio de iones entre el contaminante y el aditivo. Este tratamiento se realiza en los clarificadores empleados para los procesos de coagulación y clarificación del agua. Los lodos formados en este proceso podrían ser eliminados conjuntamente con el sistema de decantación del tanque sedimentador propuesto por la ingeniería conceptual.

4.3 ESTIMACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS CONSIDERANDO LOS ASPECTOS QUE GARANTICEN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN Y RENTABILIDAD DEL PROCESO

La prueba de jarras permitió realizar el análisis de los productos químicos para la estimación de la dosis óptima, la cual constó de dos etapas. La primera se hizo empleando cuatro concentraciones para cada producto, seleccionadas de acuerdo con las recomendaciones de las hojas técnicas, y así determinar cuál de ellos resultaba más eficiente en función de la disminución del contenido sólidos suspendidos y de la turbidez. Considerando la efectividad del producto en cuanto a tamaño del flóculo, clarificación del agua, consistencia y uniformidad de los flóculos formados, espesamiento del sedimento y presencia de una película de aceite en la superficie de la muestra. Otros parámetros, pero de tipo cuantitativo tomados en cuenta en esta primera etapa fueron el tiempo de acción del producto, es decir, tiempo transcurrido para la observación de una buena clarificación y sedimentación de los flóculos



formados, así como la determinación del contenido de sólidos en el agua tratada y la turbidez.

En este trabajo, la eficiencia del proceso se atribuye no sólo al buen funcionamiento de los equipos involucrados, sino también a la efectividad del producto aplicado en cuanto al descenso del contenido de sólidos presentes en el agua, cumpliendo con las especificaciones de la norma de la empresa, lo que constituye parte de los aspectos que contribuyen a garantizar la rentabilidad del proceso. Es importante señalar que no se realizó un estudio de los costos involucrados con el suministro de los productos químicos debido a que estos no resultaron efectivos, además no se tuvo acceso a esa información por estar clasificada dentro de los aspectos de confidencialidad de la casa comercial proveedora de los productos.

En cuanto al análisis de los productos se tiene una segunda etapa de estudio, donde los productos que arrojaron los mejores resultados en la primera etapa serían nuevamente analizados, empleando nuevas concentraciones (seis) con la finalidad de mejorar los resultados y realizar la selección más conveniente del producto.

Mediante la pruebas de jarra se seleccionó las concentraciones de 1,2, 15, 25 y 30 ppm del producto químico dosis sugeridas por las hojas técnicas. En general, todos los productos arrojaron resultados favorables debido a que disminuyeron el contenido de sólidos presentes en la muestra problema, que en primera instancia es lo que se busca. Sin embargo, no todos resultaron atractivos en función de los criterios establecidos para la selección del mismo. En el anexo B se reportan imágenes fotográficas de la calidad del agua durante la primera y segunda etapa de evaluación de los productos químicos; incluyendo la calidad de las muestras de agua de producción (figura B.1).

La figura 4.1 representa la variación del contenido de sólidos en función de las concentraciones del polímero floculante C 700. Nótese que los sólidos son muy sensibles a la adición de distintas concentraciones de producto, generándose cambios significativos en cuanto al contenido de los mismos.

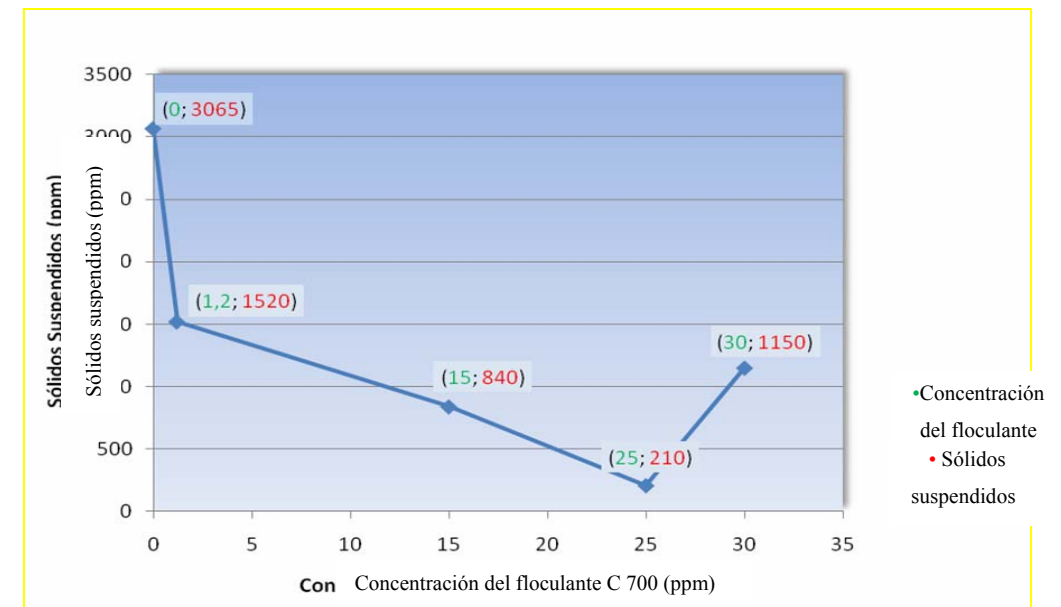


Figura 4.1 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero floculante C 700 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos.

Una vez que se inició la fase de sedimentación, es decir, luego de realizar la dosificación de este producto a la muestra de agua y someterlo al proceso de mezclado, no se observaron cambios inmediatos en cuanto a la clarificación del agua (figura B.2 del anexo B), apenas pudieron apreciarse flóculos muy pequeños y partículas en suspensión. Transcurridos 15 minutos no existieron cambios en cuanto a la claridad de la muestra, los flóculos fueron uniformes pero pequeños, ausencia de gotas de aceite en la superficie de la muestra y partículas en movimiento, a los 30 minutos se observó una sedimentación poco consistente. En términos generales, la sedimentación y la clarificación fueron pobres, los resultados se hacen palpables transcurrida una hora, sin embargo no son satisfactorios, aún cuando el tiempo óptimo para la floculación normalmente está entre 20 y 40 minutos.



En la figura 4.1 se observa que el mejor resultado para este producto se obtuvo a la concentración de 25 ppm logrando un valor mínimo para los sólidos de 210 ppm, lo que representa un porcentaje de desviación de 97,62 % (anexo A-2) con respecto a la norma de PDVSA (5 ppm). En base a las observaciones realizadas y de acuerdo con los parámetros establecidos para la selección del producto químico, se concluye que el floculante no arroja buenos resultados.

Partiendo del hecho de que la floculación tiene como objetivo principal reunir partículas ya desestabilizadas para formar aglomeraciones de mayor peso y tamaño que sedimenten con mayor eficiencia, lo que se conoce como floculación pericinetica la cual es producida por el movimiento browniano sobre aquellas partículas de tamaño menor a un micrómetro, una vez que se ha aplicado el coagulante. Dado que para que ocurra una floculación ortocinética es necesario que el tamaño de los microfloculos hayan alcanzado el tamaño de un micrómetro, lo cual se logra al dispersarse un coagulante sobre la masa de agua, puesto que de no ser así el movimiento browniano se anula y en consecuencia la floculación ortocinética también, pues ésta resulta totalmente ineficiente sobre partículas muy pequeñas. En este sentido, se infiere que el agua que se desea tratar no es apta para la aplicación de un floculante sin haber sido previamente sometida a un proceso de coagulación. En virtud de que este trabajo busca que un solo producto cumpla con el objetivo planteado, no se evaluaron mezclas de productos por lo que se descartó el floculante C 700.

La figura 4.2 muestra el comportamiento del contenido de sólidos para cada dosis aplicada del humectante D 490, es de hacer notar que al igual que con el polímero floculante C 700 los sólidos experimentan variaciones con cada una de las concentraciones de producto; encontrándose que para una dosificación de 15 ppm los sólidos disminuyeron de 3.065 ppm a 180 ppm valor que sigue estando fuera de norma y que implica un porcentaje de desviación de 97,22 % (anexo A-2). El estudio realizado arrojó que no es buen clarificador (figura B.3 del anexo B) y no es el producto más idóneo para la aplicación que se persigue que es la remoción de sólidos,



dado que es un producto orgánico que posee la propiedad de humectar sólidos mojados con crudo y pasarlo a la fase agua, además de favorecer el proceso de deshidratación; lo cual se desvía del objetivo planteado para el tratamiento de esta agua.

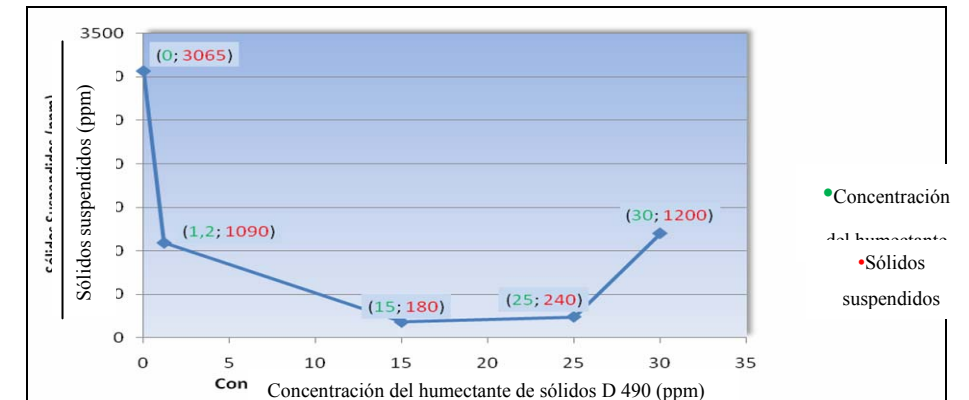


Figura 4.2 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del humectante de sólidos D 490 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos.

Sin embargo, fue analizado para ver su efecto sobre las partículas de crudo presentes en la muestra problema. Observándose que luego de aplicarlo y al detener el proceso de mezclado aparecían gotas de aceite dispersas en la superficie de la muestra, las cuales formaban gotas más grandes a medida que transcurre el tiempo. Cabe señalar que luego de una hora ya no se trataba de gotas dispersas sino de una película aceitosa, adicional a la presencia de partículas de crudo en suspensión. De acuerdo con estas observaciones y los análisis cuantitativos correspondientes al contenido de sólidos suspendidos y turbidez del agua, este producto no arrojó buenos resultados.

La figura 4.3 representa las variaciones del contenido de sólidos en el agua tratada, en función de la concentración del producto AR 3500 aplicado durante la primera etapa de evaluación. En esta gráfica se aprecia claramente que el



comportamiento de los sólidos oscila con cada una de las dosificaciones realizadas, poca cantidad del coagulante neutraliza la carga electrostática de la partícula permitiendo la formación de microflóculos más grandes con una rápida sedimentación; por el contrario una alta cantidad del coagulante invierte la carga de la partícula conduciendo a la formación de más microflóculos, pero pequeños, cuya velocidad de sedimentación es menor, por lo que el resultado final es un agua más turbia y con mayor contenido de sólidos en suspensión (figuras B.4 a B.7 del anexo B).

No obstante, se considera que aún cuando el valor mínimo (310 ppm) para el contenido de sólidos encontrado con este producto no se ajusta a la norma PDVSA (5 ppm) y existe un porcentaje de desviación de 98,39% (anexo A-2); éste resultó efectivo considerando los criterios

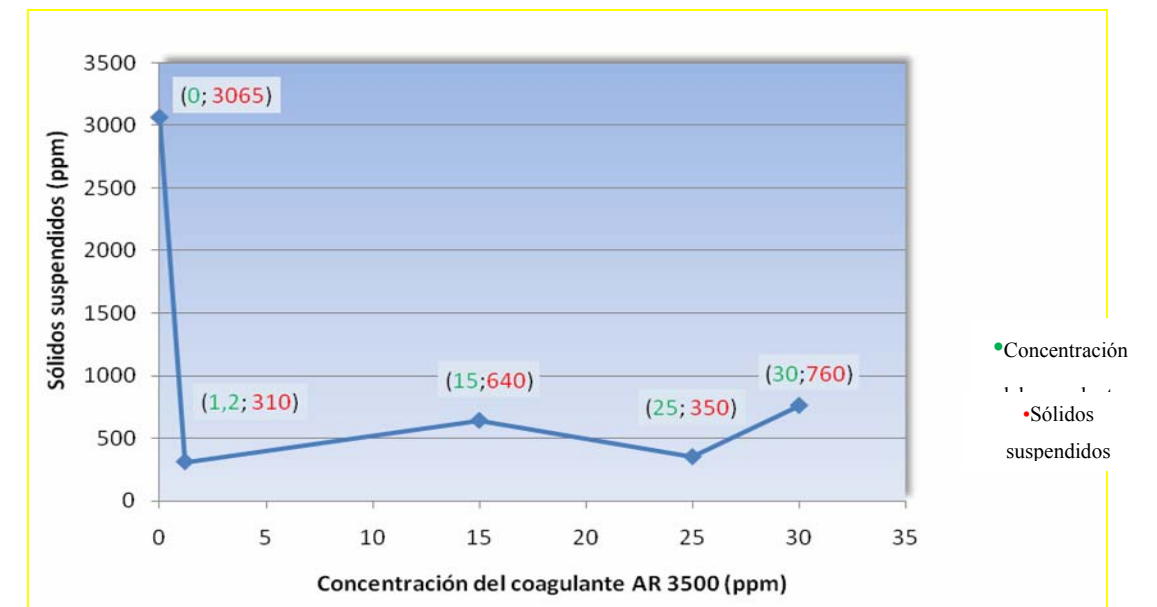


Figura 4.3 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante AR 3500 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos.



cuantitativos de selección pues el tiempo de acción del producto para cada dosis aplicada fue de 30 minutos y en algunos casos a los 15 minutos se tenían resultados palpables (figura B.4). Por otra parte, la clarificación del agua fue buena, los flóculos se presentaron uniformes y consistentes, además de un buen espesamiento de los sedimentos. Esta situación indicó que se estaba en presencia de una coagulación por adsorción, debido a que el agua posee una alta concentración de partículas en estado coloidal y cuando el coagulante es adicionado al agua turbia, los productos solubles del coagulante son adsorbidos por los coloides formando los flóculos de manera casi instantánea.

El coagulante B 720 arrojó buenos resultados como clarificador, en especial a la concentración de 25 ppm, con la cual la turbidez disminuyó de 59 a 19 NTU y para la cual los sólidos se redujeron de 3.065 a 100 ppm tal como se muestra en la figura 4.4 representando un 95 % de desviación (anexo A-2) con respecto a la norma de la empresa (5 ppm), evidentemente sigue estando muy lejos del límite permisible aún cuando la variación fue representativa.

Sin embargo, al aplicarse el producto los cambios fueron inmediatos, lo que es indicativo de que se trata de una coagulación por adsorción, se observaron flóculos de tamaño considerable y bastantes uniformes, acompañado de un espesamiento de sedimentos muy consistente; la efectividad del producto se hizo notoria transcurridos quince minutos luego de detener el proceso de mezclado (figuras B.8 a B.11 del anexo B), refiriéndose a la media hora de su aplicación.

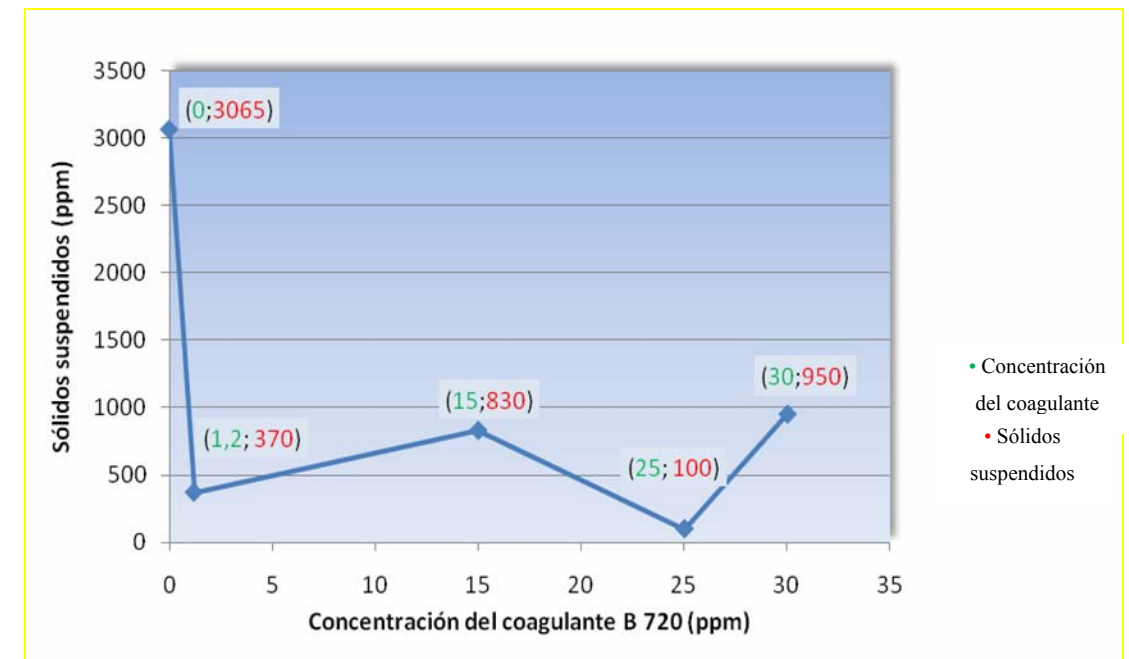


Figura 4.4 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante B 720 durante la primera etapa de análisis de los productos químicos.

De acuerdo con los resultados obtenidos en esta primera etapa de evaluación, se decidió descartar el floculante C 700 y el humectante D 490 por no resultar eficientes en el tratamiento químico del agua salada, considerando los aspectos cualitativos y cuantitativos (contenido de sólidos y turbidez del agua) establecidos para la selección, además de los problemas operacionales que traería como consecuencia la escogencia de alguno de ellos. Partiendo del hecho de que el tanque sedimentador con anillo de corona que formará parte de este proceso de tratamiento, operará de forma continua, decantando el material coagulado hacia una tanquilla de recolección y enviando el agua a otro tanque de almacenamiento que alimentará al filtro cáscara de nuez, el cual también operará de forma continua excepto durante el ciclo de retrolavado.



La selección de alguno de estos dos productos implica un largo tiempo de sedimentación, lo que significa aumentar el tiempo de residencia del agua en el sedimentador y con ello el retraso de las operaciones sucesivas; reduciendo la capacidad de manejo y procesamiento de agua de la PIA. Además, no se estaría cumpliendo con los valores límites establecidos por la empresa para el agua de inyección, ni se garantizaría la eficiencia de los equipos pues por condiciones de diseño requieren ciertas condiciones de alimentación en cuanto al contenido de sólidos suspendidos e hidrocarburos (para el caso del filtro cáscara de nuez) que estos productos no están en capacidad de cumplir. Por ende, seguirían latentes los problemas operacionales y ambientales que existen en la planta de tratamiento, acompañado de pérdidas económicas si se invierte en un tratamiento químico que no resulte eficiente.

De esta primera etapa los productos que arrojaron los mejores resultados aún cuando no cumplen con la norma fueron los polímeros coagulantes catiónicos AR 3500 y el B 720, por lo que se decidió someterlos a una segunda evaluación en un rango de dosificación más cercano con la finalidad de constatar si se mantiene la tendencia observada en su comportamiento y determinar la dosis óptima. Con respecto al coagulante AR 3500 es importante mencionar que se corroboró la efectividad del producto a los quince minutos de sedimentación (figuras B.12 y B.13 del anexo B); mostrándose los resultados obtenidos en la figura 4.5, en la cual se observa que para dosificaciones superiores a los 20 ppm existen variaciones bruscas en el contenido de sólidos manteniéndose por encima de los 100 ppm, y para las cuales la turbidez no presenta un descenso significativo (figura B.14 del anexo B), exceptuando la concentración de 27 ppm para la cual se obtuvo una buena clarificación (figura B.15 del anexo B).

Se encontró que para bajas concentraciones del coagulante se formaban flóculos más grandes que sedimentaban con mayor rapidez y en consecuencia el espesamiento fue consistente. Evidencia de esto es que con 5 y 10 ppm de producto se obtuvo un contenido de sólidos en el agua de 50 y 120 ppm respectivamente, de modo que a la



concentración más baja del coagulante el porcentaje de desviación fue del 90 % (anexo A-2) con respecto a la norma de la empresa la cual establece un valor inferior a 5 ppm. En este sentido, no se puede hablar de dosis óptima debido a que no se logró cumplir con tal especificación. No obstante, aún cuando el decreto 883 no establece límites para la calidad del agua de inyección la empresa sí considera lo que este decreto establece en su artículo 16, el cual exige un agua con un contenido de sólidos por debajo de 80 ppm, es de hacer notar que

con 5 ppm de este producto el agua alcanza un límite inferior en relación al contenido de sólidos suspendidos (50 ppm) exigidos por este decreto.

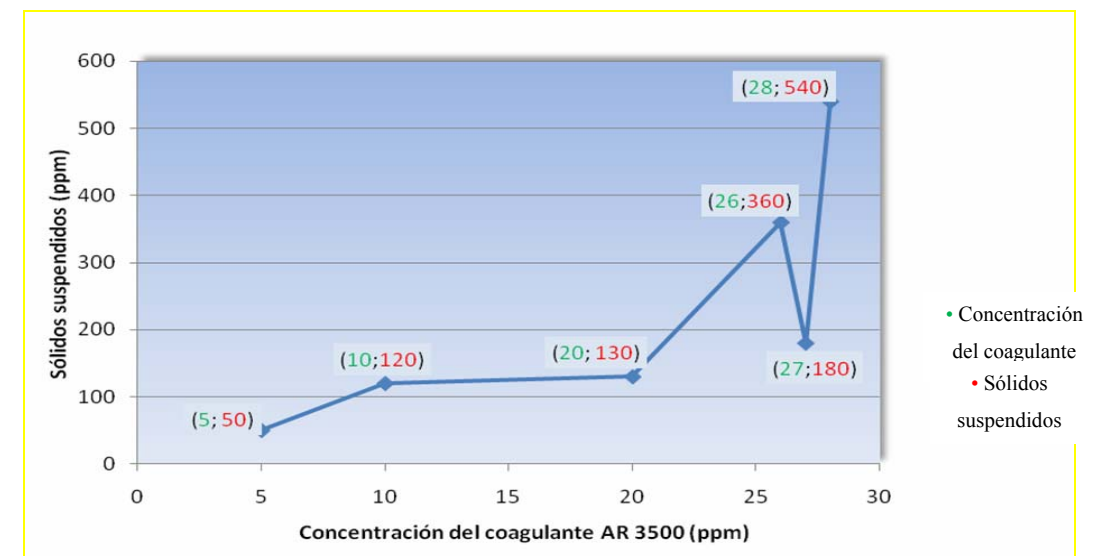


Figura 4.5 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante AR 3500 durante la segunda etapa de análisis de los productos químicos.



En relación al coagulante B 720, esta segunda evaluación demostró que se siguen manteniendo las características observadas concernientes a la clarificación del agua y formación de los flóculos, así como la rapidez de acción del producto (figuras B.16 y B.17 del anexo B). La figura 4.6 permite ver que el comportamiento de los sólidos guarda cierta similitud en la aplicación de ambos coagulantes, pues la fluctuación se hace latente por encima de 20 ppm, de producto donde los sólidos se incrementan a excepción de la dosis correspondiente a 28 ppm donde existe una caída bastante brusca. Nótese que a concentraciones más bajas inferior a 10 ppm los sólidos tienden a ir disminuyendo, sin embargo, no puede decirse que exista proporcionalidad entre ellos lo cual ha sido demostrado gráficamente. Al igual que con el coagulante anterior no se logró el ajuste de los sólidos a las exigencias de la norma, pero con dosis de 5 y 20 ppm se llevaron a 60 y 50 ppm respectivamente siendo estos los valores más bajos que se encontraron.

A pesar de haber logrado un descenso significativo en el contenido de sólidos (de 3065 a 50 ppm) presentes en el agua salada no se consiguió disminuirlos lo suficiente como para cumplir con las especificaciones de la norma de la empresa (5 ppm). Por ende, lo conveniente es cambiar de producto a fin de garantizar la eficiencia de los equipos seleccionados en la ingeniería conceptual y cumplir con los lineamientos ambientales establecidos.

Se hace esta acotación debido a que en el caso del filtro cáscara de nuez, se elimina del 95 al 98 % de los sólidos suspendidos (sólidos mayores de tres micrómetros) y del 90 al 95 % los hidrocarburos emulsionados, siempre que se garantice una alimentación al equipo

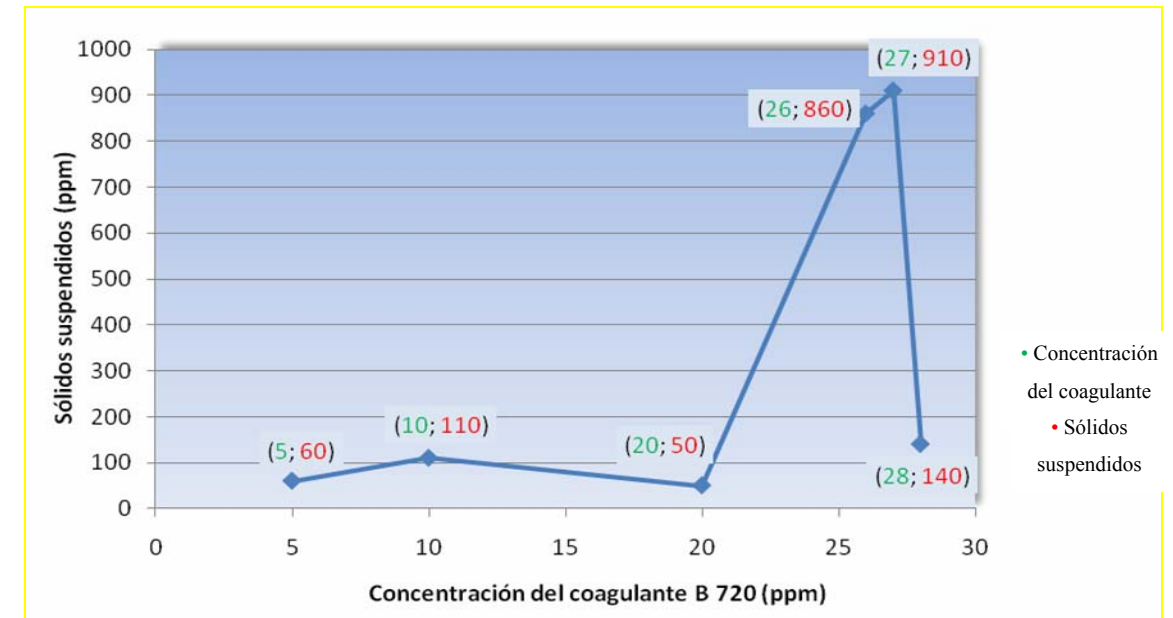


Figura 4.6 Variación del contenido de sólidos en el agua salada en función de la concentración del polímero coagulante B 720 durante la segunda etapa de análisis de los productos químicos.

con valores comprendidos entre 15 y 30 ppm para ambos parámetros. Con estas condiciones operacionales, el filtro ajusta el contenido de sólidos suspendidos y de los hidrocarburos por debajo de 5 ppm, con lo cual se cumpliría la norma. Es importante mencionar que este filtro opera continuamente, excepto durante el ciclo de retrolavado del medio filtrante para el cual se calculó un tiempo de quince horas. En todo caso, el diseño del equipo contempla la puesta en marcha de este ciclo cuando exista un diferencial de presión igual a 14 psig.

Debido a que este sistema de filtrado es bastante exigente en cuanto a la calidad del agua que va a manejar, y considerando que ésta se encuentra totalmente fuera de especificación, la ingeniería conceptual realizada por la empresa dispuso la inclusión de un tanque sedimentador con anillo de corona, previo a la operación de filtrado con la finalidad de retirar las trazas de crudo presentes en el agua. Además, esta



investigación sugiere la aplicación de un proceso de coagulación que permita mejorar la calidad del agua de inyección, de modo que este tanque también permitiría la sedimentación de los flóculos una vez aplicado el polímero coagulante, los cuales serían posteriormente retirados, y con ello garantizar la eficiencia del filtro.

La turbidez fue otro de los parámetros determinados al agua una vez aplicada la dosificación de los distintos productos, pues dicho parámetro fue considerado dentro de los criterios de selección para la escogencia del producto. La turbidez es causada por las partículas que forman los sistemas coloidales, es decir, aquellas que por su tamaño se encuentran suspendidas y reducen la transparencia del agua en menor o mayor grado, aunque la remoción de la turbidez no es un proceso difícil de llevar a cabo deben considerarse varios factores entre ellos el tipo de partícula existente en el agua, su tamaño y su afinidad para la adsorción del coagulante. Es por ello que debe tenerse cuidado a la hora de seleccionar la dosis del coagulante ya que ésta influye enormemente en la variación de este parámetro.

La muestra de agua salada sin tratar presenta una turbidez de 59 NTU aun cuando se trata de un agua cuya disposición final es la inyección se busca disminuir la materia orgánica y partículas coloidales responsables de la turbidez ya que estas son causantes de muchos de los problemas operacionales que se presentan en planta, entre ellos obstrucciones en el sistema de tuberías.

En la tabla 4.4 correspondiente a la variación de la turbidez con respecto a las concentraciones de producto químico, se evidencia que en el caso del coagulante AR 3500 el valor más bajo de la turbidez residual fue de 10,3 NTU a la concentración de 1,2 ppm, lo que indica que para el caso de este producto en presencia de una turbidez elevada se debe adicionar dosis bajas del mismo, pues el resultado en la transparencia del agua es mayor, a diferencia de las concentraciones más altas (por encima de 1,2 ppm) donde el producto resultó efectivo, pero no arrojó valores relativamente bajos referentes a la clarificación del agua en comparación con el de 1,2 ppm. En el caso del polímero floculante C 700 la turbidez se mantuvo casi constante (tabla 4.3) con cada una de las dosificaciones aplicadas. Con respecto al



humectante de sólidos queda demostrado que no es el producto indicado para el tipo de tratamiento que requiere esta agua, pues no reportó cambios significativos en cuanto al valor de la turbidez y la merma de los sólidos no fue representativa.

Tabla 4.4 Variación de la turbidez con respecto a las distintas concentraciones de producto químico dosificadas a la muestra de agua salada.

| Réplica | Producto | Concentración (ppm) | Turbidez (NTU) |
|---------|----------|---------------------|----------------|
| 1 | AR 3500 | 1,2 | 10,3 |
| | B 720 | | 20,8 |
| | C 700 | | 50,4 |
| | D 490 | | 59 |
| 2 | AR 3500 | 15 | 57 |
| | B 720 | | 44 |
| | C 700 | | 56 |
| | D 490 | | 58 |
| 3 | AR 3500 | 25 | 34 |
| | B 720 | | 19 |
| | C 700 | | 50 |
| | D 490 | | 55 |
| 4 | AR 3500 | 30 | 27 |
| | B 720 | | 25,6 |
| | C 700 | | 52,6 |
| | D 490 | | 57,9 |



Tabla 4.4 Variación de la turbidez con respecto a las distintas concentraciones de producto químico dosificadas a la muestra de agua salada (continuación).

| Réplica | Producto | Concentración (ppm) | Turbidez (NTU) |
|---------|----------|---------------------|----------------|
| 5 | AR 3500 | 26 | 33,7 |
| | B 720 | | 21,2 |
| 6 | AR 3500 | 27 | 27,2 |
| | B 720 | | 13,3 |
| 7 | AR 3500 | 28 | 57,5 |
| | B 720 | | 26 |
| 8 | AR 3500 | 20 | 43,4 |
| | B 720 | | 53,2 |
| 9 | AR 3500 | 10 | 54 |
| | B 720 | | 25,7 |
| 10 | AR 3500 | 5 | 42,6 |
| | B 720 | | 37,4 |

Por otra parte, el coagulante B 720 arrojó buenos resultados a las concentraciones de 25 y 27 ppm obteniéndose una turbidez de 19 y 13,2 NTU respectivamente, existiendo divergencia en los resultados obtenidos con el otro polímero coagulante evaluado (AR 3500), pues la tendencia observada con el B 720 es que a concentraciones bajas la clarificación del agua es regular, nótese que para



concentraciones comprendidas entre los 25 y 28 ppm se comporta mejor como clarificador. Otro de los parámetros importantes a considerar son el pH y la alcalinidad dado que ambos están relacionados y son determinantes en el proceso de coagulación, debido a que existe un rango de pH óptimo (5 a 7,8) ^[18] donde la coagulación tiene lugar rápidamente, sin olvidar que ello también depende de la naturaleza de los iones y la alcalinidad del agua para reaccionar con coagulantes hidrolizables.

4.4 ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA GARANTIZAR LA EFICIENCIA DEL PROCESO

Las figuras 4.7 y 4.8 muestran el procedimiento de supervisión correspondientes al tratamiento físico y al tratamiento químico elaborado para la inspección de la planta de inyección de agua salada del campo Santa Rosa, el cual se basó en la evaluación realizada al sistema de tratamiento de la planta y en los parámetros de calidad establecidos por la norma de la empresa para el agua de inyección, además de los lineamientos establecidos por los manuales de la empresa para el manejo del agua de producción, condiciones de funcionamiento de los equipos involucrados y del sistema de tratamiento químico. Cabe resaltar que para la elaboración del procedimiento de supervisión de tratamiento físico (figura 4.7), éste se seccionó por etapas y las actividades operativas concernientes a cada una de ellas desglosándose en una etapa de recolección de agua en fosas, recuperación de crudo (operatividad del separador API), sedimentación, filtración y almacenamiento del fluido manejado, para cada una de las cuales se establecieron los pasos a seguir por el supervisor ambiental durante la inspección de estas instalaciones.

En cuanto al tratamiento químico (figura 4.8) se describió de forma detallada y en orden secuencial cada uno de los puntos a inspeccionar en lo que respecta a este tipo de tratamiento, con la finalidad de verificar el funcionamiento de los equipo involucrados, comprobar que se realice la dosificación de los productos químicos indicados para el tratamiento del agua y su efectividad. Adicional a ello se elaboró una planilla de auditoría (figura 4.9) del sistema de tratamiento, de acuerdo con las determinaciones fijadas por la empresa y fundamentada en los requerimientos de la Gerencia de Ambiente e Higiene ocupacional. Esto con el propósito de disponer de un mecanismo que le permita plasmar y procesar la información recopilada en campo de forma sencilla y ordenada, al mismo tiempo el objetivo de este procedimiento consiste en agregar información y conjuntamente con la planilla de auditoría representar herramientas de trabajo que complementen el plan de supervisión ambiental del área de producción recientemente elaborado para la gerencia antes mencionada.

Al igual que el procedimiento de supervisión, esta planilla comprende la inspección de ambos tratamientos por separado con sus respectivas operaciones y actividades concernientes al proceso de tratamiento, en la cual se plasmará la existencia y continuidad de las operaciones involucradas, así como las observaciones realizadas *in situ*. Esta planilla fue elaborada de tal forma que resulte una herramienta útil no sólo a la PIA del campo Santa Rosa, sino también a las demás plantas de inyección de agua existentes en los distintos campos petroleros del distrito Anaco, permitiendo realizar ajustes o cambios en la misma en las circunstancias que el sistema de tratamiento lo requiera, de modo que es un instrumento flexible y de fácil adaptación a las necesidades de la empresa.

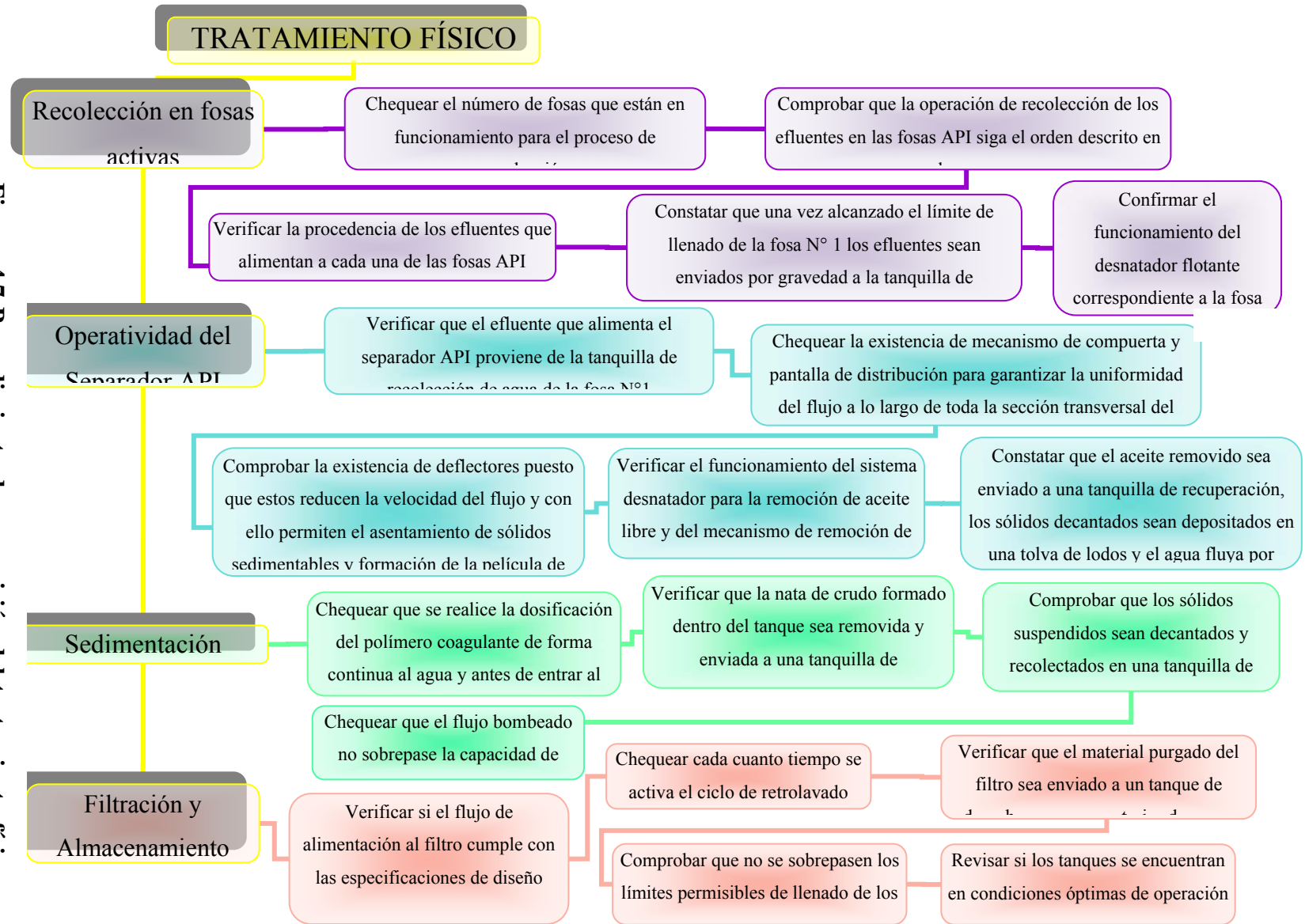


Figura 4.7 Procedimiento de supervisión del tratamiento físico aplicado en la PIA del campo Santa Rosa.

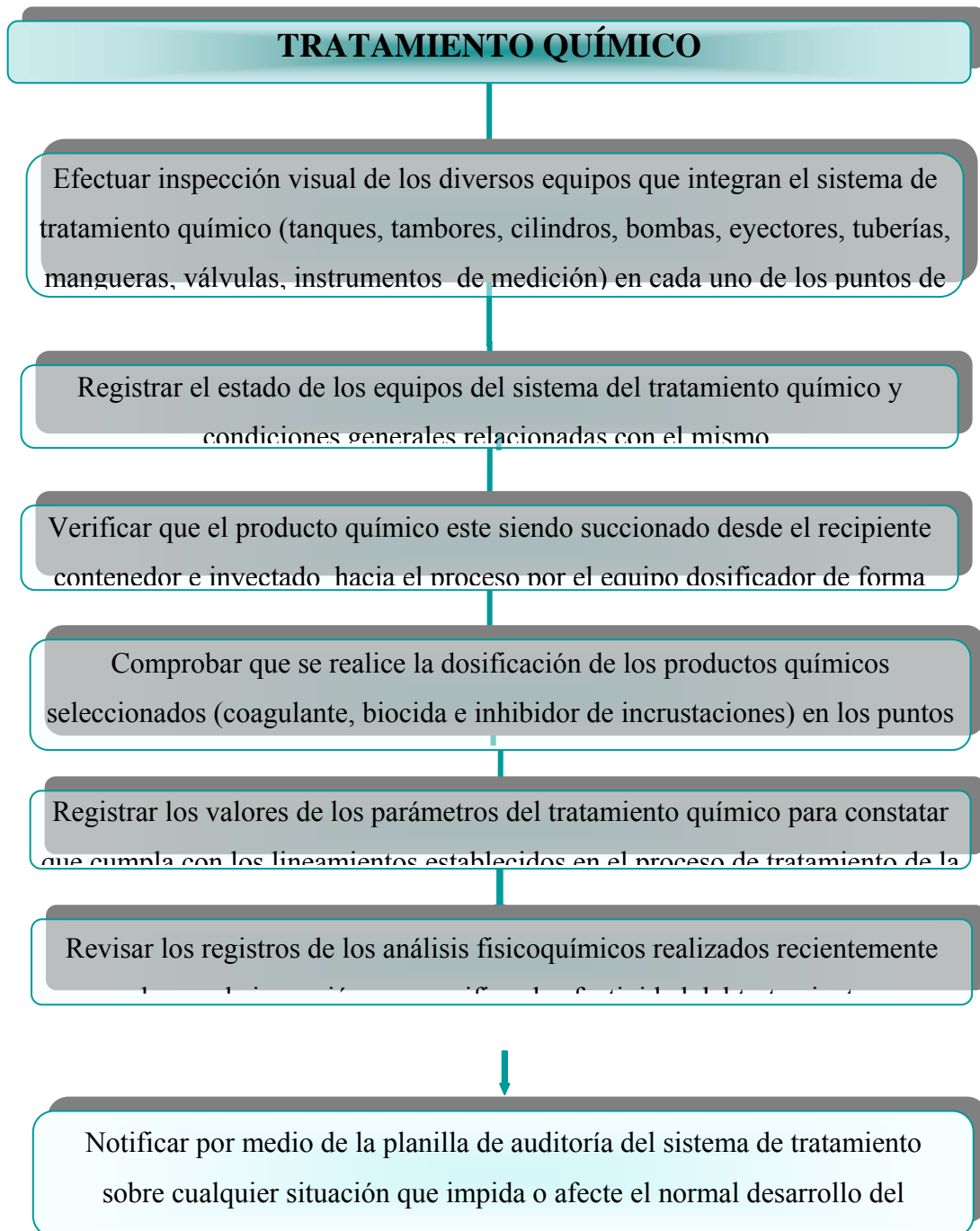



Figura 4.8 Procedimiento de supervisión del tratamiento químico aplicado en la PIA del Campo Santa Rosa.





**PDVSA
GAS**

AMBIENTE E HIGIENE OCUPACIONAL (AHO)

**INSPECCIÓN AMBIENTAL
AUDITORIA DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO**

| | | |
|---|---|---|
| D | M | A |
|---|---|---|

FECHA:

| | | |
|--|--|--|
| | | |
|--|--|--|

INSTALACION: _____ CAMPO: _____ AREA: _____

| TRATAMIENTO FISICO | | | | | | |
|--------------------------------|----|----|----------------|----------|-------------|---------------|
| OPERACIÓN | SI | NO | N° DE UNIDADES | CONTINUA | DISCONTINUA | OBSERVACIONES |
| Recolección en fosas activas | | | | | | |
| Operatividad del separador API | | | | | | |
| Sedimentación | | | | | | |
| Filtración | | | | | | |
| Tanques de almacenamiento | | | | | | |

| TRATAMIENTO QUIMICO | | | | | |
|--|----|----|-----------------------|--------------------------|---------------|
| ACTIVIDAD | SI | NO | DOSIFICACION CONTINUA | DOSIFICACION DISCONTINUA | OBSERVACIONES |
| Aplicación de coagulante | | | | | |
| Aplicación de biocidas | | | | | |
| Aplicación de inhibidor de incrustaciones | | | | | |
| Revisión de registros de análisis fisicoquímicos realizados periódicamente al agua | | | | | |

Figura 4.9 Planilla de auditoría para la inspección ambiental del sistema de tratamiento de la PIA del campo Santa Rosa.



4.5 CONCLUSIONES

1. El agua de inyección no cumple con las especificaciones de los parámetros de calidad establecidos por la empresa, ésta tiene alto contenido de aceites (434 mg/l) y de sólidos suspendidos (4.643 mg/l) desviándose en un 97,69 y 99,89 % respectivamente, del valor límite fijado por la norma de la empresa.
2. Se está en presencia de un agua dura, pues la caracterización del agua de inyección reportó un valor de dureza total igual a 380 ppm, con un contenido de hierro y cloruros igual a 18 y 4.335 ppm respectivamente, valores que favorecen la tendencia incrustante y corrosiva del agua. El pH del agua cumple con la norma y se encuentra en el rango óptimo (5-7,8) para la aplicación de tratamiento químico, por lo que no es necesario realizar ajustes a este parámetro.
3. Es necesario la aplicación de un polímero coagulante y la incorporación de las operaciones de sedimentación y filtración al sistema de tratamiento. Un proceso de suavización por precipitación en frío permitiría el ablandamiento del agua, la remoción de hierro y compuestos orgánicos mediante la formación de precipitados.
4. Los productos químicos analizados no resultaron efectivos debido a que no se logró una dosis adecuada de acuerdo con las exigencias señaladas por la norma de la empresa (5 ppm), sin embargo se obtuvo un contenido de sólidos suspendidos igual a 50 ppm con una dosificación de 5 ppm del producto AR 3500, la cual cumple con las especificaciones del decreto 883 en el que se señala un valor límite de 80 ppm para los sólidos suspendidos.
5. Los procedimientos de supervisión del sistema de tratamiento de la PIA y la planilla de auditoría son herramientas de apoyo para el supervisor ambiental durante



la recopilación, registro y procesamiento de información obtenida de las inspecciones realizadas en campo.

4.6 RECOMENDACIONES

1. Estudiar otros polímeros coagulantes con la finalidad de ajustar el contenido de sólidos en un rango comprendido entre 15 y 30 ppm, para garantizar la eficiencia del filtro cáscara de nuez.
2. Realizar la dosificación del coagulante al agua, antes de ser enviada al tanque sedimentador.
3. Realizar un estudio técnico-económico de las tecnologías propuestas para el tratamiento químico.

BIBLIOGRAFÍA

1. PDVSA, **“Proyecto Gas Anaco”**. PDVSA, Distrito Gas Anaco, Venezuela (2008).
2. PDVSA, **“Descripción del proceso”**. PDVSA, Distrito Gas Anaco, Venezuela (2007).
3. García, M., **“Evaluación técnico-económica para el mejoramiento de la fosa API del Patio de Tanques Anaco”**. Tesis de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2003).
4. Contreras, O., **“Evaluación de los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa, Zapato-Mata R, Soto y Aguasay”**. Tesis de grado, Facultad de Ingeniería, ULA, Mérida, (2005).
5. Lezama, A., **“Diseño conceptual de un sistema de tratamiento para los efluentes de producción en uno de los campos petroleros del Distrito Anaco”**. Tesis de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2006).
6. Campos, A., **“Optimización del sistema de disposición de agua de formación de los pozos productores del campo Santa Rosa”**. Tesis de grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2006).
7. ARPEL, **“Disposición y tratamiento del agua producida”**, ARPEL, Uruguay. Disponible en: <http://www.arpel.org>



8. PDVSA, **“Manejo de agua de producción”**, Manual de Ambiente, volumen I, Caracas, (2008).
9. Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 5821, **“Decreto 883: Normas para la Clasificación y Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos”**, Caracas, (1995).
10. Kemmer, F. y McCallion, J. **“Manual del agua: su naturaleza, tratamiento y aplicaciones”**, Tomo I, 1^{era} edición, McGraw -Hill, Ciudad de México, (1998).
11. Perry, R. **“Manual del Ingeniero Químico”**. Tomo III. Séptima edición, McGraw- Hill, Madrid, (2001).
12. Vargas, L. **“Tratamiento de agua para consumo humano”**. Tomo I y II. CEPIS, Lima, (2004).
13. LIPESA, **“Clarificación de aguas”**, LIPESA, Caracas, (1998).
14. Cárdenas, Y. **“Tratamiento de agua: coagulación y floculación”**. SEDAPAL, Lima, (2000).
15. LIPESA, **“Tratamiento químico del agua”**. Impregraf, Caracas, (1998).
16. PDVSA, **“Memoria de cálculo”**. PDVSA, Distrito Gas Anaco, Venezuela (2005).
17. Tecnología Power Clean Systems, **“Limpieza del material filtrante del filtro cáscara de nuez”**. (2001). Disponible en: <http://www.powercleanfilters.com>



18. Gerard, K. **“Ingeniería ambiental fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión”**. Volumen 1 y 2, McGraw- Hill, España (1999).
19. Crites, R y Tchobanoglores. **“Sistema de manejo de agua para núcleos pequeños y descentralizados”**. Tomo 3, McGraw -Hill, Bogotá, (2000).
20. PDVSA-GAS, **“Unidades de tratamiento de efluentes”**, PDVSA, Anaco, (2008).
21. Comisión Venezolana de Normas Industriales 2709, **“Aguas naturales, industriales y residuales: guía para las técnicas de muestreo”**, Fondonorma, Caracas, (2002).
22. Comisión Venezolana de Normas Industriales 2462, **“Agua potable: determinación de pH”**, Fondonorma, Caracas, (2002).
23. Comisión Venezolana de Normas Industriales 3050, **“Agua potable: determinación de conductividad”**, Fondonorma, Caracas, (1993).
24. Comisión Venezolana de Normas Industriales 2186, **“Agua potable: determinación de turbiedad”**, Fondonorma, Caracas, (1984).
25. Clesceri, L. y Guenberg, A. **“Standard Methods for the Examination or water and waste water”**, 20th edition, McGraw-Hill.
26. Comisión Venezolana de Normas Industriales 2831, **“Aguas naturales, industriales y residuales: determinación de aceites y grasas”**, Fondonorma, Caracas, (1991).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

| | |
|------------------|--|
| TÍTULO | “EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL CAMPO SANTA ROSA, PDVSA- GAS ANACO” |
| SUBTÍTULO | |

AUTOR (ES):

| APELLIDOS Y NOMBRES | CÓDIGO CULAC / E MAIL |
|-------------------------------|---|
| SALAZAR M., ADRIANA Y. | CVLAC: 17.446.319 E MAIL: aism_85@hotmail.com |
| | CVLAC: E MAIL: |
| | CVLAC: E MAIL: |
| | CVLAC: E MAIL: |

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

PIA

Sólidos suspendidos

Aceites y grasas

Coagulación

Flóculos

Sedimentos

Turbidez

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

| ÁREA | SUBÁREA |
|--|---------------------------|
| <u>INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS</u> | <u>INGENIERÍA QUÍMICA</u> |

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo de grado consistió en la evaluación del sistema de tratamiento de la planta de inyección de agua salada (PIA) del campo Santa Rosa, perteneciente al distrito PDVSA-Gas, Anaco. Se realizó la caracterización fisicoquímica de los fluidos de las dos fosas API que alimentan a la PIA, encontrándose que no cumplen con los parámetros de calidad establecidos por la norma de la empresa. El agua de inyección presenta un alto contenido de sólidos suspendidos (4.643 mg/l) desviándose en un 99,89 % del valor fijado por la norma (5 ppm), al igual que una elevada concentración de aceites y grasas (434 mg/l), hierro (18 ppm), cloruros (4.335 mg/l), turbidez (49,6 NTU) y dureza (380 mgCaCO₃/l). En este sentido se definió el tratamiento químico requerido y se propuso una serie de tecnologías orientadas al tratamiento del agua, de las cuales se recomendó la aplicación de coagulación, seguida de un proceso de sedimentación y filtración para remover los sólidos que por coagulación no pudieran ser retirados. Adicional a ello, se propuso el proceso de suavización por precipitación al frío para el ablandamiento del agua, la remoción de hierro y compuestos orgánicos. Mediante la realización de pruebas de jarras y estableciendo aspectos cualitativos (clarificación del agua, tamaño y uniformidad de los flóculos, espesamiento de los sedimentos), así como cuantitativos (tiempo de acción del producto, contenido de sólidos en el agua tratada y turbidez) se estudiaron diversos productos químicos proporcionados por la empresa; los cuales no resultaron eficientes porque no se logró un contenido de sólidos suspendidos igual al de la norma de la empresa, tampoco pudo ser ajustado al rango requerido por el filtro cáscara de nuez (15- 30 ppm). El valor más bajo fue 50 mg/l de sólidos suspendidos con el producto AR 3500 a la dosis de 5 ppm, dicho valor está bajo la norma del decreto 883 artículo N° 10 (80 ppm), pero superior al de la norma interna de la empresa (5 ppm), por lo que se recomienda cambiar de producto a fin de garantizar la eficiencia del filtro que se incorporará al sistema de tratamiento y cumplir con las especificaciones del agua de inyección. Adicionalmente se elaboró un procedimiento de supervisión del tratamiento físico y químico aplicado en la PIA, conjuntamente con una planilla de auditoría, con el objetivo de inspeccionar la eficiencia del proceso y reportar alguna anomalía en las operaciones de sedimentación, filtración, recuperación de crudo, y actividades descritas en dicho procedimiento.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

| APELLIDOS Y NOMBRES | ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL | | | | |
|----------------------------|------------------------------------|--|-----------|-----------|-----------|
| MARFISI SHIRLEY | ROL | CA | AS | TU | JU |
| | CVLAC: | 10.301.828 | | | |
| | E_MAIL | <u>Shirleymarfisi@yahoo.com</u> | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| MORENO LUIS | ROL | CA | AS | TU | JU |
| | CVLAC: | 8.987.972 | | | |
| | E_MAIL | LuisMorenog@cantv.net | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| MILLAN MARITZA | ROL | CA | AS | TU | JU |
| | CVLAC: | 4.009.400 | | | |
| | E_MAIL | <u>mjMillánS@gmail.com</u> | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| VICENTE VELÁSQUEZ | ROL | CA | AS | TU | JU |
| | CVLAC: | 5.468.828 | | | |
| | E_MAIL | <u>velásquezvd@PDVSA.com</u> | | | |
| | E_MAIL | | | | |

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

| | | |
|-------------|------------|------------|
| 2010 | 03 | 25 |
| AÑO | MES | DÍA |

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

| NOMBRE DE ARCHIVO | TIPO MIME |
|----------------------------------|--------------------|
| TESIS.Evaluación del sistema.DOC | Application/msword |
| | |
| | |

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
 L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
 z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto AHO/PDVSA. Estado Anzoátegui (**OPCIONAL**)

TEMPORAL: 07/10/2009 a 25/03/2010 (**OPCIONAL**)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo de Azoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización”.

AUTOR

Salazar Adriana**AUTOR****AUTOR**

Marfisi Shirley**TUTOR**

Millán Maritza**JURADO**

Moreno Luis**JURADO****POR LA SUBCOMISION DE TESIS**