

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LOS
EFLUENTES DE PRODUCCIÓN GENERADOS EN EL CENTRO OPERATIVO
MORICHAL DE PDVSA”

REALIZADO POR:

LUCYCAR JOSE MENESES VELASQUEZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2010

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LOS
EFLUENTES DE PRODUCCIÓN GENERADOS EN EL CENTRO OPERATIVO
MORICHAL DE PDVSA”

ASESORES

Ing. Quím. Osvaldo Ochoa
Asesor académico

Ing. Quím. Yenny Urzola
Asesor industrial

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2010

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



“PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LOS
EFLUENTES DE PRODUCCIÓN GENERADOS EN EL CENTRO OPERATIVO
MORICHAL DE PDVSA”

JURADO

Ing. Quím. Osvaldo Ochoa
Asesor académico

Ing. Quím. Maritza Millán Silva
(M.Sc)
Jurado principal

Ing. Quím. Yaneis Obando
(M.Sc)
Jurado principal

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:



“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 del Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

Aunque con la realización de este trabajo cumpla un objetivo importante de mi vida, me llena más de satisfacción los caminos que seguí para poder lograrlo y por ello quiero dedicarles este logro a las personas que me guiaron en este gran recorrido:

A Dios y a la Virgen del Valle por guiarme, protegerme y darme la perseverancia necesaria para alcanzar esta gran meta y las que me faltan.

A mis padres Juan Carlos Meneses y Yadira Velásquez por todo el amor y apoyo que me han dado en el transcurso de mi vida, además de haberme enseñado que con esfuerzo y dedicación todo se logra en esta vida. No existen palabras que puedan describir lo mucho que los quiero y admiro.

A mis hermanos, Juan Carlos, Carlos y Leycar, espero este logro les sirva de ejemplo y motivación para que tracen sus propias metas y luchen por alcanzarlas. Kiki espero ver tu tesis antes de lo esperado. Cuentan conmigo para todo, por algo soy su hermana mayor!!!

A la memoria de Lucia Narváez por ser mi gran amiga desde pequeña y compartir conmigo gran parte de mi vida; aunque no estés conmigo físicamente yo sé que eres un angelito en el cielo siempre velando por mí y por los que queremos. Este título va por las DOS, siempre estarás en nuestros corazones.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Oriente, casa de estudios que permitió mi formación profesional.

A mi asesor académico Ing. Osvaldo Ochoa por brindarme la oportunidad de ser mi orientador en la realización de este trabajo. Gracias por su colaboración, tiempo y paciencia. Eternamente agradecida.

A la empresa PDVSA Distrito Morichal, por permitirme realizar mi pasantía en sus instalaciones.

A mi asesora industrial Ing. Yenny Urzola, por brindarme su amistad, tiempo, apoyo incondicional y colaboración en todo el desarrollo de este trabajo. Gracias por TODO.

A las ingenieras Gisbel Quijada, Yngrid Díaz, Marglen Zurita y Faustina Cedeño, por el apoyo prestado durante la realización de mi pasantía, por haber compartido conmigo sus conocimientos y por haberme involucrado en su trabajo. Son excelentes profesionales.

A mi familia, que siempre han confiado en mí y en mis propósitos, en especial a mis abuelos, tíos y padrinos. Chiri cuenta siempre con tu primix para todo.

A Jhonny Loero y Leidy Vásquez, por su apoyo y cariño, mis padres escogieron muy bien a la hora de rehacer sus vidas, gracias por dejarme pertenecer a dos hermosas familias.

A Lay C. Flores y Alexander Salazar, por abrirme las puertas de su hogar, apoyarme y quererme como una hija. Saben que los quiero muchísimo y que su amistad vale mucho para mí. Espero estar en todas las etapas de crecimiento y superación de Lay Yan y Jeremy, que son como mis ahijados.

A mis amigos fabito y Heidi, por simplemente ser unas personas demasiado especiales y tengo la dicha de tenerlos como mis amigos; muchísimas GRACIAS POR TODO su apoyo y ayuda. Forman parte de este gran logro!

A mi grandes amigos Chelitox, Josmy, Chico, Kmu Kmu, David y Keren, por que a pesar de cualquier diferencia siempre me han apoyado, ayudado y querido en el tiempo que tengo conociéndolos. Saben que son más que mis amigos. Espero que nuestra amistad siempre perdure. LOS QUIERO!!!

A Dani (Mi Mor), por quererme, apoyarme y acompañarme en todo este proceso de culminación de la carrera, estaré allí para lo que necesites, en las buenas y en las malas. GRACIAS A TI y también a tu familia!

Harry Steven, por recibirme en su casa el tiempo de mi pasantía, sin esa ayuda no hubiese culminado mi carrera, además de su apoyo incondicional, aprecio y el tiempo dedicado. Muchísimas gracias te debo una!!!

A Xiojelys Torrens, Pacheco y Andrés Rodríguez, por la bonita amistad que hicimos en pasantía, transmitirme muchísima alegría, cada quien a su estilo, y disfrutar de los momentos malos o buenos de la mejor manera. Espero sigamos en contacto.

A quienes de una u otra forma contribuyeron en forma espontánea a la consolidación de este trabajo

GRACIAS

RESUMEN

En este estudio se propuso un sistema de tratamiento para los efluentes de producción generados en el Centro Operativo Morichal (COMOR) de PDVSA. La propuesta permitió caracterizar mediante análisis fisicoquímico y microbiológico los efluentes de producción con el fin de seleccionar la tecnología que se requiere para que el efluente final cumpla con la normativa ambiental vigente, además se establecieron propuestas para una disposición adecuada de la corriente de crudo y sólidos obtenida después del tratamiento seleccionado; por último se hizo un estudio de costos clase IV para el sistema de tratamiento propuesto. La caracterización de los efluentes determinó que el contenido de crudo, sólidos suspendidos y bacterias sulfato reductoras superaron los límites exigidos por la ley ambiental vigente y la normativa interna de Distrito Morichal en cuanto a la reinyección de yacimientos, con valores superiores a 20 mg/l, 80mg/l y 10^2 UFC/ml, respectivamente. En vista de los resultados obtenidos se propuso un sistema de tratamiento conformado por las siguientes unidades: un separador API, un sistema de flotación por gas inducido (IGF) y un filtro con lecho de cáscara de nuez; con la aplicación de un tratamiento químico que ayudan a mejorar eficientemente el tratamiento del efluente. La capacidad estimada que deben manejar estos equipos es de 81.825 bls/día aproximadamente y se determinó calculando el caudal de agua efluente producido en COMOR con un balance de materia y el caudal de agua de lluvia a través de la precipitación anual de la zona en estudio. En cuanto a la disposición final de las corrientes excedentes después del tratamiento se propuso lo siguiente: en lo que respecta a la corriente de crudo recuperarlo reintroduciéndolo al proceso de acondicionamiento de crudo llevado a cabo en COMOR, y para los sólidos tratarlos según el decreto 2.635. Finalmente se determinó que la inversión de capital del sistema de tratamiento seleccionado para el agua de inyección es de 20.450.800 Bs.F., dicha estimación se hizo con base en los costos directos y los costos indirectos.

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
INDICE GENERAL	ix
CAPÍTULO I.....	13
INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Reseña histórica de la empresa.....	13
1.2 Ubicación del área en estudio.....	14
1.3 Planteamiento del problema.....	15
1.4 Objetivos	17
1.4.1 Objetivo general	17
1.4.2 Objetivos específicos.....	17
CAPÍTULO II.....	18
MARCO TEÓRICO	18
2.1 Antecedentes	18
2.2 Producción de hidrocarburos	20
2.2.1 Equipos utilizados en el sistema de tratamiento de crudo.....	21
2.3 Descripción del Centro Operativo Morichal.....	22
2.4 Aguas relacionadas al proceso de producción de un pozo	26
2.4.1 Aguas de formación.....	26
2.4.2 Aguas de producción.....	27
2.5 Problemas operacionales causados por las aguas efluentes de producción utilizadas en recuperación secundaria	27
2.6 Calidad del agua de inyección	28
2.6.1 Parámetros físicos.....	29
2.6.2 Parámetros químicos.....	30

2.6.3 Parámetros biológicos y bacteriológicos.....	31
2.7 Clasificación de los métodos de tratamiento	32
2.7.1 Operaciones físicas unitarias:	32
2.8 Tratamientos físicos y químicos utilizados en el acondicionamiento de aguas efluentes de producción	33
2.8.1 Tratamientos con operaciones físicas	33
2.8.2 Tratamientos químicos	35
2.8.2.1 Coagulación	35
2.8.2.2 Floculación	37
2.8.2.3 Inhibidores de corrosión	37
2.8.2.4 Inhibidores de incrustación	38
2.8.2.5 Biocidas	38
2.8.3 Equipos utilizados en el tratamiento del agua para inyección	38
2.8.3.1 Separadores API.....	38
2.8.3.2 Separadores de placas corrugadas (CPI)	40
2.8.3.3 Sistema de flotación por aire disuelto (DAF).....	42
2.8.3.4 Sistema de flotación por gas inducido (IGF)	44
2.8.3.5 Filtros	46
2.8 Costos de procesos	51
CAPÍTULO III.....	53
MARCO METODOLÓGICO.....	53
3.1 Caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua efluente del Centro Operativo Morichal de PDVSA.....	53
3.1.1 Procedimiento para la determinación de cloruros (norma ASTM 512-04).....	53
3.1.2 Procedimiento para la determinación de sulfatos (norma ASTM 516-02).....	55
3.1.3 Procedimiento para la determinación de manganeso total (método PAN HACH)	56
3.1.4 Procedimiento para la determinación de hierro en agua (método HACH).....	57

3.1.5 Procedimiento para determinar la alcalinidad (norma ASTM1067-92).....	57
3.1.6 Procedimiento para la determinación de la conductividad eléctrica y los sólidos disueltos totales (SDT) (método HACH).....	60
3.1.7 Procedimiento para la determinación del pH (método HACH).....	61
3.1.8 Procedimiento para la determinación de la temperatura (norma API para medir con termómetro de mercurio).....	61
3.1.9 Procedimiento para la determinación del contenido de crudo (norma COVENIN 2831-91).....	62
3.1.10 Procedimiento para determinar el oxígeno disuelto (<i>Chemets kit K-7599</i>).....	64
3.1.11 Procedimiento para determinar la dureza (norma COVENIN 2771-91).....	65
3.1.12 Procedimiento para la determinación de bacterias sulfato reductoras (BSR) (Método NACE Estándar, TMO 194-94).....	68
3.2 Selección de la combinación de equipos requeridos para que el efluente cumpla con las especificaciones ambientales vigentes	70
3.3 Establecimiento de la disposición del crudo y sólidos excedentes en el proceso de tratamiento del efluente de producción	80
3.4 Realización de un estudio de costos clase IV para la combinación de equipos seleccionados	80
CAPÍTULO IV	84
DISCUSIÓN DE RESULTADOS,.....	84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
4.1 Caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua efluente del Centro Operativo Morichal de PDVSA.....	84
4.2 Selección de la combinación de equipos requeridos para que el efluente cumpla con las especificaciones ambientales vigentes	103
4.3 Establecimiento de la disposición del crudo y sólidos excedentes en el proceso de tratamiento del efluente de producción	108

4.4 Realización de un estudio de costos clase IV para la combinación de equipos seleccionados	111
4.5 Conclusiones.....	112
4.6 Recomendaciones	113
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	115

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña histórica de la empresa

En enero de 1976, fue creada la empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), por la Ley Orgánica que reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos. La corporación estatal se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora (PDVSA, 2008).

En 1997, PDVSA quedó constituida por tres grandes departamentos dedicados a las actividades del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios; cada uno de ellos integrados a su vez por empresas y unidades de negocio ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior. Las nuevas filiales fueron incorporadas desde el año 2006, ellas son: PDVSA América, PDVSA Industrial, PDVSA Agrícola y PDVSA Servicios (PDVSA, 2008).

Actualmente PDVSA está dividida en cuatro unidades de trabajo: Exploración y Producción, Gas, Refinación, Distribución y Comercialización. Uno de los procesos vitales de la industria petrolera es la exploración, pues de ella depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo por ello es el primer eslabón de la cadena; mientras que la etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas.

La refinación por su parte es el proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados. PDVSA realiza sus operaciones de procesamiento del crudo a través de 20 refinerías: cinco de ellas

en Venezuela. Los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera, se llevan a cabo actualmente para cumplir con las necesidades del mercado interno, así como el suministro de gas a los países de Latinoamérica, el Caribe y la Cuenca Atlántica.

Por otro lado la distribución y comercialización ocupa el último eslabón de la cadena productiva, donde se establecen el transporte de los productos y las fórmulas de precios en función de las variaciones del mercado; además de la captación de nuevos mercados y un mejor aprovechamiento de la demanda mundial para el País.

1.2 Ubicación del área en estudio

La gerencia nacional de Exploración y Producción se encuentra desplegada en todo el territorio nacional, distribuyéndose en cinco divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco y Costa Afuera. La Faja Petrolífera del Orinoco tiene un área geográfica de 55 mil kilómetros cuadrados, se divide en los bloques de Carabobo, Ayacucho, Boyacá y Junín, y está ubicada en los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. La distribución operativa de la Faja está dividida en distritos identificados como Morichal, San Tomé y Cabrutica.

En el bloque Carabobo se encuentra el distrito Morichal (figura 1.1), al sureste de la ciudad de Maturín; aproximadamente a 122 km, específicamente en el municipio Libertador del estado Monagas. Se divide en dos áreas de extracción: Pesado, conformada por los campos Morichal, Jobo, Pílon y Temblador; mientras que el área de extrapesado está conformada por el campo Carabobo (antiguo Bloque Cerro Negro).

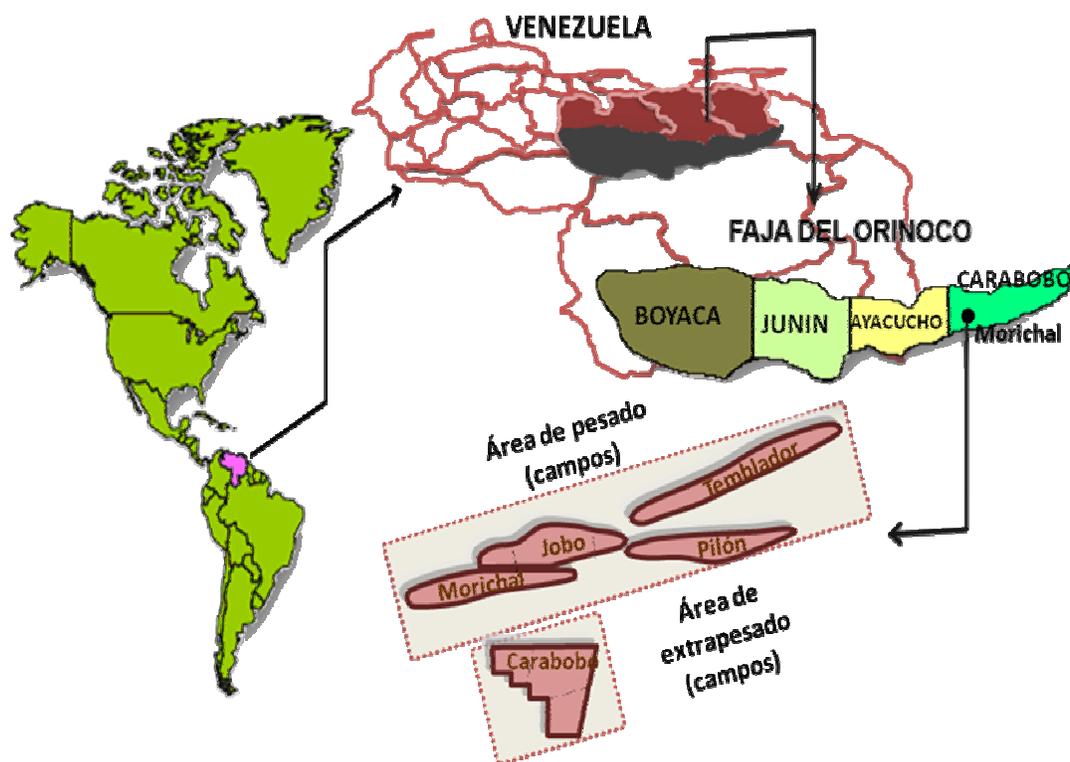


Figura 1.1 Ubicación geográfica del distrito Morichal (PDVSA, 2009).

El área de pesado cuenta con diecinueve (19) estaciones de flujo (EF), dos plantas principales: Jobo-2 y Temblador-1 (EPJ-2 y EPT-1), un centro operativo: Morichal Pesado (COMOR-P) y un sistema de inyección de aguas efluentes (SIAE) para cada planta. Por su parte el área de extrapesado posee dos estaciones de flujo, un centro operativo: Morichal Extrapesado (COMOR-XP) y un SIAE (compartido con COMOR-P).

1.3 Planteamiento del problema

El Centro Operativo Morichal (COMOR) del distrito Morichal procesa la producción de crudo del área de pesado y extrapesado a través de un sistema de deshidratación y desalación de crudo para llevarlo a especificaciones de calidad para su comercialización; el crudo pesado es enviado de la estación principal Temblador 1 (EPT-1) y Morichal 1 (MOR-1); mientras que el crudo extrapesado es aportado por las estaciones de flujo J-20 y O-16.

El agua efluente generada en COMOR es llevada a la laguna de captación del sistema de inyección de aguas efluentes (SIAE), conformada por cuatro fosas: fosa A (recolección), fosa B y C (enfriamiento) y fosa D (inyección); manteniéndose en reposo para separar por diferencia de gravedad las tres fases que la componen: sólidos, crudo y el agua propiamente dicha. Finalmente esta última es inyectada a través de cuatro pozos inyectoros de agua (MPG 7-16, MPG 10-35, MPG 10-218, MPG 11-154) a los yacimientos productores de petróleo, y el crudo recolectado en dichas fosas es enviado a una fosa de crudo. Sin embargo este sistema carece de eficiencia encontrándose que el agua que se inyecta a pozo está fuera de los parámetros de calidad por no recibir un tratamiento adecuado; cabe destacar que el volumen de agua efluente generado debe ser tratado previamente antes de ser incorporado al subsuelo, para evitar problemas de incrustación, corrosión, taponamiento y pérdida de receptividad del pozo inyector, ya que éste genera grandes gastos por parte de la empresa para la limpieza del mismo. Por otro lado el aumento en los niveles de las lagunas de recolección de aguas efluentes causan desbordamiento, lo cual genera disminución en la producción y contaminación del ambiente.

En la actualidad en el SIAE no se aplica ningún tipo de tratamiento químico por la falta de los equipos y tecnologías necesarios para tal fin. Por todo lo expuesto anteriormente, surge la necesidad de proponer un sistema de tratamiento en el Centro Operativo Morichal para garantizar que el efluente cumpla con la calidad requerida para la inyección en los yacimientos y se pueda recuperar el crudo obtenido en el proceso de tratamiento antes mencionado.

La inyección de agua fuera de especificación contribuye con la disminución de la vida útil de los principales pozos productores de crudo de campo Morichal, por esta razón el presente trabajo es de gran importancia ya que la ejecución de dicha propuesta permitirá preservar los pozos y por ende la producción de los mismos, que es de alto valor comercial para la empresa y por consiguiente para la nación, asimismo se atenuará la degradación del ambiente y el desequilibrio a futuro del mismo.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Proponer un sistema de tratamiento para los efluentes de producción generados en el Centro Operativo Morichal de PDVSA.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar mediante análisis fisicoquímicos y microbiológicos los efluentes generados en el Centro Operativo Morichal de PDVSA.

2. Seleccionar la combinación de equipos que se requieren para que el efluente generado cumpla con las especificaciones ambientales vigentes.

3. Establecer la disposición del crudo y sólidos excedentes en el proceso de tratamiento del efluente de producción.

4. Realizar un estudio de costos clase IV para la combinación de equipos seleccionada.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Márquez (2002) desarrolló un diseño conceptual de un proceso de tratamiento para separar los sólidos suspendidos y trazas de aceites de las aguas de formación producto de la deshidratación de crudo en campo Guara, con el propósito de mejorar la calidad de los efluentes y cumplir con la normativa ambiental. La propuesta para solucionar el problema fue básicamente incorporar un equipo de flotación por aire disuelto (DAF) y rediseñar el proceso de manejo del agua para inyectar mayor caudal y evitar taponamiento de los pozos receptores.

Rivas (2003) propuso un sistema de recolección, tratamiento y disposición final del efluente en el campo Orocuai; el estudio se llevó a cabo mediante el análisis de algunas tecnologías de vanguardia para el tratamiento de efluentes aceitosos con el fin de descargar el agua tratada en un cauce natural y así dar cumplimiento a la normativa establecida por los organismos ambientales; luego realizó un estudio técnico-económico de la mejor opción, resultando seleccionada la planta de tratamiento compuesta por un separador API, un separador por flotación de gas inducido y un filtro de cáscara de nuez, por presentar mayores ventajas técnicas y menor costo.

Urbáez (2004) planteó mejoras operacionales en el proceso de tratamiento de aguas efluentes de la planta de tratamiento Sistemas de Aguas Efluentes Norte (SAEN), a través del análisis de la eficiencia en los equipos, determinando la cantidad de crudo y sólidos acumulados en cada etapa del proceso, por medio de un balance de materiales. Igualmente, estudió en laboratorio la eficiencia de un equipo de flotación por aire disuelto, resultando ser muy favorable para la remoción de sólidos suspendidos y crudo, por lo que el autor propuso las dimensiones y la ubicación de dicho equipo en la planta.

Lezama (2006) realizó un diseño conceptual de un sistema de tratamiento para los efluentes de producción en uno de los campos petroleros del distrito Anaco, con la finalidad de eliminar el crudo, los sólidos suspendidos y la salinidad de dichos efluentes y de esta manera permitir el uso agrícola de dichas aguas; para ello seleccionó un separador de placas corrugadas, un sistema de flotación por gas inducido, un filtro de cáscara de nuez y una unidad de ósmosis inversa como sistema físico del tratamiento.

Verde (2007) analizó la situación actual en la planta SAEN, dedicada al tratamiento de efluentes industriales para posterior inyección a los yacimientos Naricual y Cretáceo ubicados al norte de estado Monagas. La investigación fue fundamentada en la descripción de las condiciones de operación en cada etapa del proceso e identificación de los parámetros actuales de calidad del agua de dicha planta; finalmente presentó las soluciones para la implementación de mejoras operacionales y de tratamiento químico en la planta.

Franquiz (2009) propuso los tratamientos fisicoquímicos para el agua de los sistemas de inyección de aguas efluentes (SIAE) del distrito Morichal para evitar los problemas operacionales y ambientales que genera la inyección de agua fuera de especificación. Inicialmente realizó la caracterización física, química y bacteriológica del agua de inyección; y luego estudió técnica y económicamente los tratamientos de anti-incrustante y biocida propuestos.

Haciendo referencia a los trabajos antes mencionados se refleja la necesidad que existe de realizar tratamiento al agua efluente de producción antes de que ésta sea descargada al ambiente o inyectada al subsuelo, ya que si se encuentra fuera de las especificaciones ambientales genera graves problemas. Es importante resaltar que el tratamiento físico, químico y/o bacteriológico requerido es único en cada caso y depende de las características del agua a ser procesada y de su disposición final. En este sentido y tomando en cuenta los trabajos anteriores realizados en esta área, el presente trabajo pretende proponer el más adecuado sistema de tratamiento para los efluentes de producción del Centro Operativo Morichal de PDVSA, tomando en cuenta las particulares características

del agua a tratar y las especificaciones para la inyección de las mismas en los pozos, según el yacimiento y las leyes ambientales.

2.2 Producción de hidrocarburos

La producción de hidrocarburos involucra una serie de operaciones realizadas mediante diversos equipos que separan los fluidos provenientes del pozo, con el objeto de obtener petróleo y gas de la manera más eficiente posible. El manejo de la producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos obtenidos de los pozos para que éstos cumplan con los siguientes requisitos (Corpoven, 1991):

- El petróleo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento.
- El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y utilización en los procesos de producción petrolera.
- El agua debe recibir un tratamiento para que su disposición se lleve a cabo de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

Los métodos de producción del pozo varían de acuerdo con la presión del yacimiento, cuando ésta es suficientemente alta el flujo es natural, mientras que cuando la presión de la formación es baja se recurren a métodos de levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico (balancines), hidráulico, bombas electrosumergibles y de cavidad progresiva, entre otros; o por recuperación secundaria o inyección de gas y/o agua.

Desde el cabezal de cada pozo sale la tubería de producción o línea de flujo, su diámetro corresponde al máximo volumen de producción que se piensa manejar y a las características del crudo. Las líneas de flujo llegan hasta el múltiple de producción de la estación y es llevada a las estaciones de flujo donde se introduce en separadores con el objeto de separar la fase líquida (petróleo y agua) de la fase gaseosa. Posteriormente el crudo es enviado a los tanques de carga, donde se almacena toda la producción de las estaciones de flujo cercanas para separar el agua asociada al crudo por medio de deshidratación mecánica,

desalación electrostática y adición de desmulsificante; luego es enviado al patio de tanques a través de tuberías secundarias que recolectan la producción de crudos con características similares, donde se fiscaliza y finalmente se bombea por medio de oleoductos troncales hasta el muelle de embarque o directamente a la refinería.

Todo el gas obtenido en la separación primaria se envía a través de gasoductos a las plantas compresoras, donde se le extrae primeramente el líquido condensado e impurezas por medio de depuradores y si es necesario se hace pasar a través de un proceso de endulzamiento. Finalmente se comprime y se envía a inyección en proyectos de recuperación secundaria, levantamiento artificial por gas al sistema de transmisión y ventas o a extracción de las fracciones líquidas. Por su parte el agua separada del crudo es tratada para su disposición final según la ley ambiental vigente.

2.2.1 Equipos utilizados en el sistema de tratamiento de crudo

- **Múltiple de producción**, son instalaciones en la cual se une la producción de varios pozos a una misma presión y facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción.
- **Separadores gas-líquido**, los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene de los pozos de producción. El procedimiento consiste en el choque de la mezcla de fluidos entrantes con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones. Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espuma (Corpoven, 1991).
- **Sistema de deshidratación de crudo**, el agua presente en el crudo tanto emulsionada como libre es separada a través de deshidratadores mecánicos y desaladores electrostático, el primero trabaja por diferencia de densidades

entre los fluidos para separar el agua libre y luego pasa a los desaladores para hacer coalescer el agua emulsionada en el crudo. Los desaladores poseen dos placas cargadas eléctricamente, una positiva y otra negativa, ya que las gotitas de agua emulsionada tienen cierta carga comienzan a moverse entre las placas causando choques entre dichas gotas con el fin de que se unan formando gotas más grandes que por densidad decanten. El crudo a la salida de estos equipos todavía contiene desde 1 hasta 30% de agua emulsionada.

- **Inyección de químicos**, se utiliza para mejorar la calidad de separación del petróleo y agua, y se aplica en varios puntos del proceso, según lo amerite, a través de bombas dosificadoras que suministran la cantidad requerida para ayudar a romper las emulsiones.
- **Tanques de almacenamiento**, su función principal la retención del crudo antes de enviarse al oleoducto, con el fin de evitar en lo posible cantidades apreciables de agua emulsionada, que afecte la gravedad específica del crudo y por ende repercuta en los costos y requerimientos en la demanda (Corpoven, 1991).
- **Disposición del agua**, luego de ser completado el ciclo de acondicionamiento del crudo, el agua asociada que fue removida se envía a tanques temporalmente para luego ser tratada según la disposición que se requiera. Generalmente se usa para inyección de agua salada en pozos no productores o en yacimientos para recuperación secundaria.

2.3 Descripción del Centro Operativo Morichal

En el Centro Operativo Morichal (COMOR) operan dos unidades de producción, en las cuales se procesa crudo pesado (COMOR P) y crudo extrapesado (COMOR XP). El crudo que proviene de las estaciones de flujo O-16 y J-20 (200.000 BFPD aproximadamente) después de ser diluido a aproximadamente 16° API, con un corte de agua alrededor de 10 %, es recibido en los tanques de carga de COMOR XP. Luego el fluido se bombea por separado a dos trenes de procesamiento (TREN A y B), en el tren A se precalienta el crudo

a través de los intercambiadores de calor de tubo-coraza (lado tubo, $T_{\text{salida}} \approx 150^{\circ}\text{F}$) y de hornos ($T_{\text{salida}} \approx 240^{\circ}\text{F}$) con el fin de alcanzar la temperatura idónea para entrar al deshidratador mecánico. Posteriormente la corriente es dividida nuevamente para entrar cada una a dos desaladores electrostáticos (DE) conectados en serie (figura 2.1); en la entrada del segundo se mezclan aproximadamente 13.000 BAPD proveniente del tanque de agua fresca (precalentada en el intercambiador de calor de agua, lado tubo ($T_{\text{salida}} \approx 180^{\circ}\text{F}$)) para favorecer el proceso de desalación, por otro lado en la salida del segundo desalador se recircula una parte del fluido hasta la entrada del primero con el fin de mejorar la eficiencia del sistema. El crudo resultante circula de nuevo por los intercambiadores de calor esta vez por el lado coraza ($T_{\text{salida}} \approx 240^{\circ}\text{F}$) y se une a la corriente proveniente del Tren B, cuyo proceso es igual al del Tren A, para ser almacenado en los tanques con un porcentaje de agua y sedimentos $\leq 1\%$ y 30 PTB (libras de sal/1.000 barriles de crudo).

En COMOR P (figura 2.2) se recibe en los tanques de carga ($T \approx 90^{\circ}\text{F}$) crudo con un contenido de agua y sedimentos $\leq 1\%$ previamente deshidratado de la EPT-1 (65.000 BFPD aproximadamente) y el crudo de MOR-1 (40.000 BFPD aproximadamente) con un contenido de agua y sedimentos $\geq 30\%$; todo el crudo es diluido a 16°API por medio de mezcladores estáticos con crudo a 30° API (MESA 30). Posteriormente se precalienta el fluido en los intercambiadores de calor de tubo-coraza (lado tubo, $T_{\text{salida}} \approx 150^{\circ}\text{F}$) y hornos ($T_{\text{salida}} \approx 240^{\circ}\text{F}$) para alcanzar la temperatura necesaria de entrada a los cuatro deshidratadores mecánicos (DM) dispuestos en paralelo; donde se mezcla con 8.000 BAPD drenada desde el tanque de agua fresca y precalentada en el horno de agua ($T_{\text{salida}} \approx 180^{\circ}\text{F}$) para favorecer la coalescencia del agua salada emulsionada en el crudo, las corrientes de salida de los deshidratadores mecánicos entran a cuatro desaladores electrostáticos de donde el crudo sale en especificaciones ($\text{AyS} \leq 1\%$ y contenido de sal 30 libras de sal/1.000 barriles de crudo (PTB)). Finalmente el crudo es dirigido hacia los intercambiadores de calor por el lado coraza ($T_{\text{salida}} \approx 160^{\circ}\text{F}$) y se almacena en los tanques dispuestos para este fin.

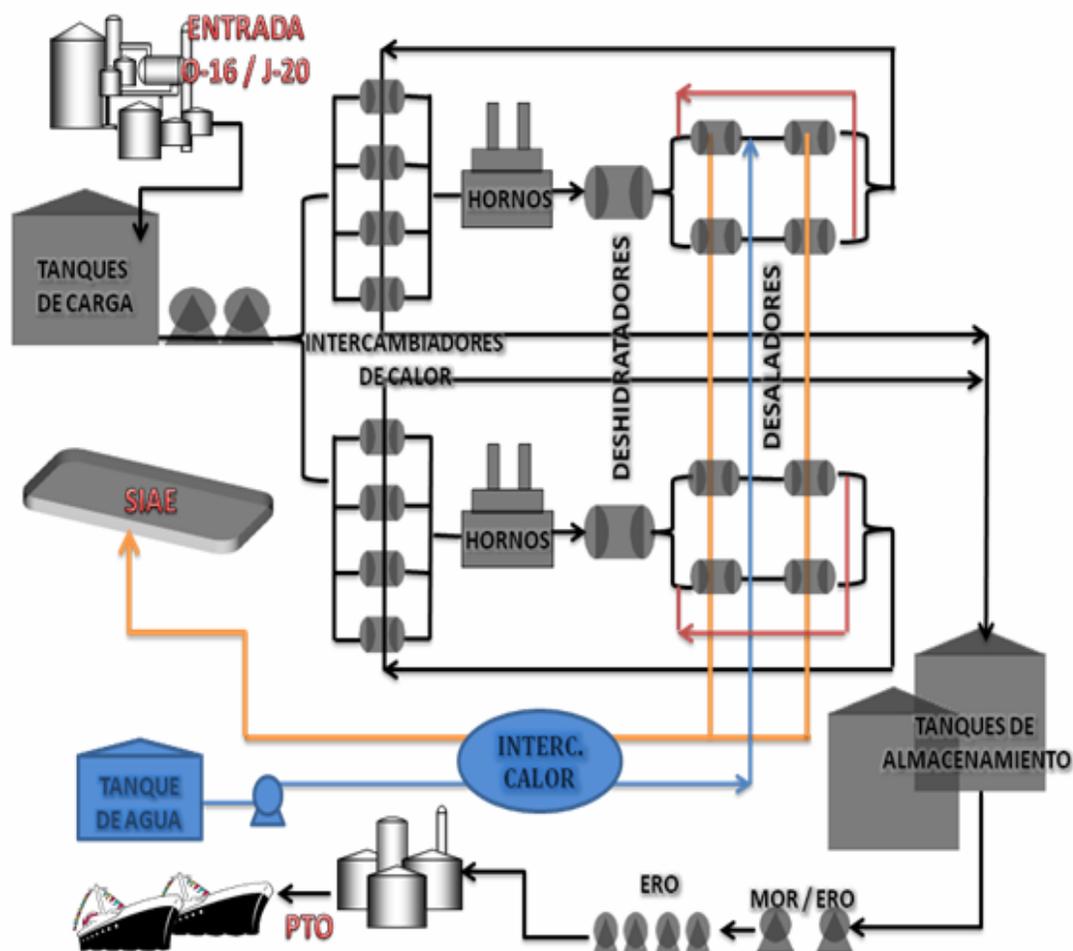


Figura 2.1. Diagrama simplificado de COMOR XP.

La producción actual del Centro Operativo Morichal es enviado por el oleoducto de PDVSA hacia el patio de tanques de Oficina (PTO) pasando por dos estaciones de re-bombeo, MOR/ERO y ERO/PTO, para su posterior combinación y despacho con el crudo Merey 16 (16° API).

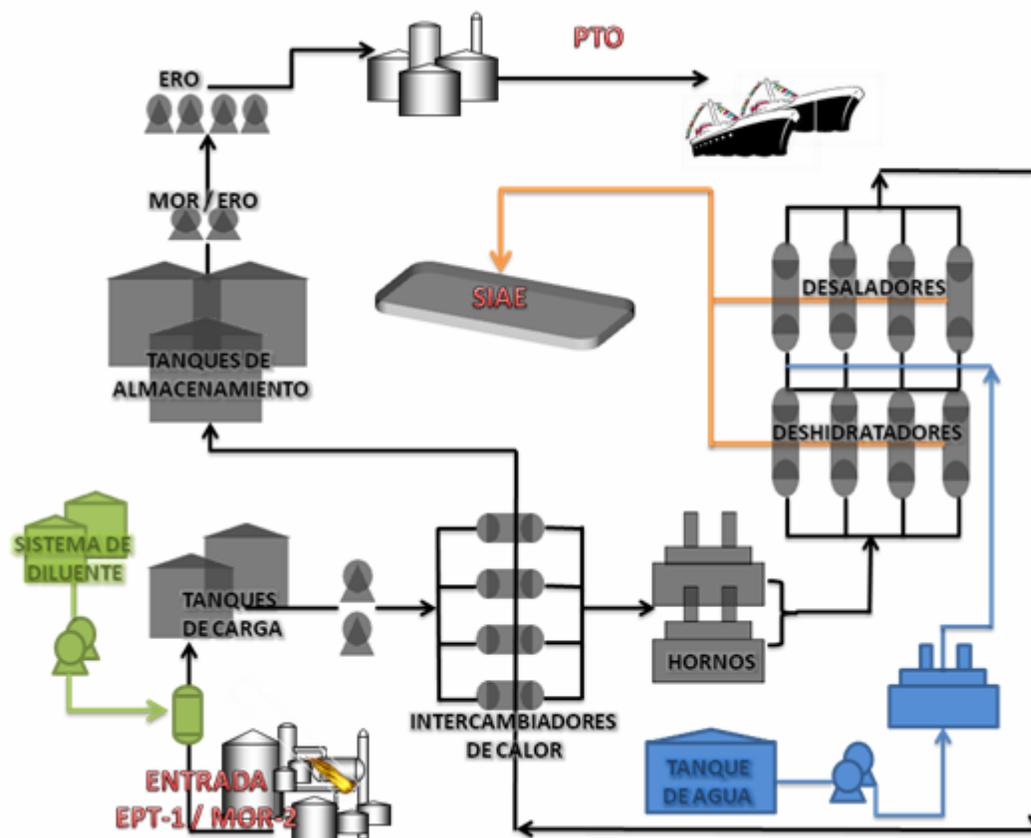


Figura 2.2 Diagrama simplificado de COMOR P.

La corriente de agua proveniente de los drenajes de los deshidratadores/desaladores se envía al sistema de inyección de aguas efluentes (SIAE) luego de ser enfriada por el intercambiador de calor desde 250°F hasta 160°F aproximadamente. Como se puede apreciar en la figura 2.3, inicialmente todo el producto de drenaje se recibe en la laguna A o desnatadora ($T_{\text{promedio}} \approx 130^\circ\text{F}$) donde el crudo se separa del agua por efecto de diferencia de densidad y se incorpora de nuevo al proceso de tratamiento; el agua pasa por efecto de vasos comunicantes a la laguna B donde se realiza un segundo proceso de desnatación, separando el crudo del agua que no fue posible retirar en la laguna A, seguidamente nuevamente por efecto de vasos comunicantes el agua pasa a la laguna C y D o de inyección ($T_{\text{promedio}} \approx 95^\circ\text{F}$) de donde succionan típicamente cuatro bombas verticales centrífugas (marca Ingersoll Rand, con capacidad 60.000 BAPD) que alimentan a cuatro bombas horizontales centrífugas

(marca Flow Serve y Ingersoll Rand, con capacidad de 60.000 BAPD) a una presión de 50-100 psi, las cuales bombean el agua hacia los pozos inyectoros (MPG-7-16, MPG-10-35, MPG-10-218, MPG-11-154) a una presión típica entre 700psi. El SIAE realiza una inyección continua de aproximadamente 60.000 BAPD.

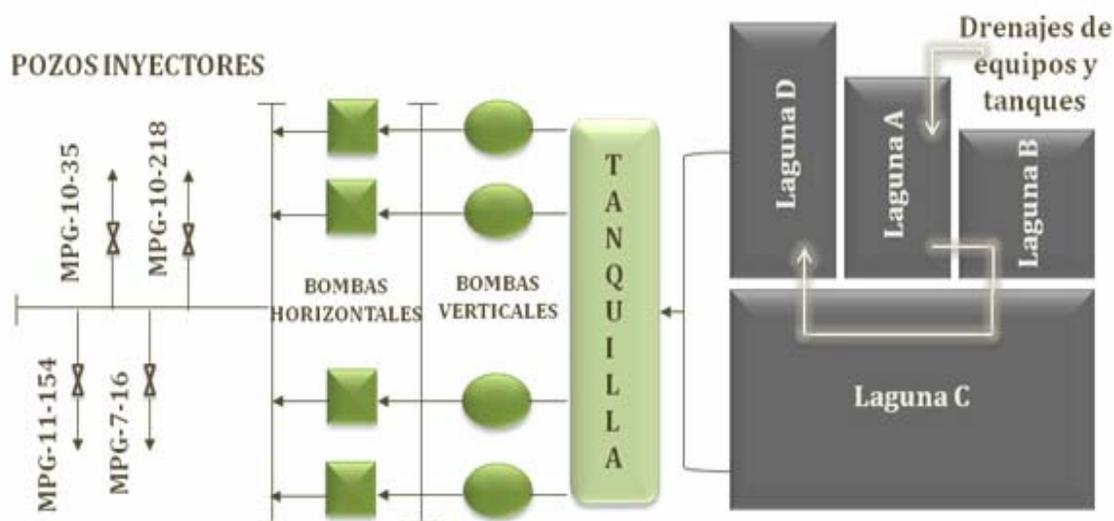


Figura 2.3 Sistema de inyección de aguas efluentes (SIAE).

2.4 Aguas relacionadas al proceso de producción de un pozo

2.4.1 Aguas de formación

Son aquellas que se encuentran naturalmente en los poros de las rocas y están presentes antes de la perforación de un pozo; su composición y salinidad es variable y depende del origen del agua y de la modificación que pueda ocurrir una vez que entra en el ambiente del subsuelo. El agua de formación tratada convenientemente se emplea de manera intensiva en los programas de recuperación secundaria del petróleo, debido a la compatibilidad química presente en el subsuelo (Kemmer, McCallion, 1993).

2.4.2 Aguas de producción

Se refiere a las aguas de formación que han perdido las propiedades originales con las que se encontraban naturalmente en la roca, debido al transporte por tubería, expansión de los fluidos en los cabezales del pozo u otro proceso dentro del acondicionamiento del crudo, que produzcan desequilibrio en los componentes primarios de las aguas.

Sus características van a depender de diferentes factores, entre éstos se tienen: origen, características del yacimiento, calidad y tipo de crudo al que se encuentra asociada, tipo de proceso utilizado en la producción de crudo y/o tipo de productos químicos empleados en el proceso de deshidratación del crudo (Herrera, 2001).

2.5 Problemas operacionales causados por las aguas efluentes de producción utilizadas en recuperación secundaria

Además de establecer la calidad del agua de inyección, deben tomarse medidas para eliminar o controlar la incrustación, la corrosión, y el ensuciamiento del equipo de superficie, tanques y líneas, para prevenir la interrupción de la inyección del agua o una disminución en la producción de petróleo.

La incrustación suele presentarse como depósito duro, adherente y compacto de materias predominantemente inorgánicas; también presenta carácter blando, no adherido y composición mixta de carácter orgánico e inorgánico. Las más comunes son el carbonato de calcio, el sulfato de calcio, el sulfato de bario y varios compuestos de hierro; la deposición de estos compuestos se puede formar en muchas áreas del sistema de inyección como tuberías superficiales, bombas de inyección y en las tuberías de los pozos. Elevados gastos se generarán por trabajos de reacondicionamiento de pozos, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie y consumo de aditivos químicos para la limpieza de los equipos.

Los agentes corrosivos primarios en los sistemas de agua de los campos petroleros son el dióxido de carbono (CO_2), el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el oxígeno (O_2), una razón por la que el oxígeno es corrosivo es su participación en

la creación de celdas diferenciales bajo los depósitos que están sobre las superficies metálicas libres de depósitos.

Siempre que el H_2S está presente, se deposita sulfuro de hierro. Estos depósitos son catódicos para el metal base, por lo que de ordinario sucede que se presenta una picadura severa debajo de los depósitos de sulfuro de hierro, todo a consecuencia del H_2S . Cuando el O_2 ingresa a un sistema de sulfito, la velocidad de corrosión puede volverse incontrolable.

El control de las bacterias es importante en las operaciones del agua en campos petroleros porque pueden causar taponamientos de la formación del agua de inyección o una seria corrosión. El más problemático de estos organismos es la bacteria anaeróbica reductora de sulfato; ella reduce los iones de sulfatos o sulfitos a sulfuros, lo que trae como resultado la producción de H_2S como subproducto (Lipesa, 1998).

El taponamiento de los pozos inyectoros es una consecuencia del alto contenido de compuestos disueltos en las aguas inyectadas, ya que pueden precipitar a lo largo de la tubería y tapar los intervalos abiertos por donde drena el agua o depositarse en el fondo, dando como resultado un efecto de tapón. Cuando la deposición en el fondo es muy severa, ocurre un aumento de presión, evitando el paso del fluido al yacimiento; este aumento de presión puede romper alguna tubería de la superficie o causar una inundación y desbordamiento de dicho pozo, dando origen a un problema de contaminación ambiental.

2.6 Calidad del agua de inyección

Con el fin de tener una buena recuperación secundaria es obligatorio que el agua sea totalmente compatible con la formación del yacimiento, para ello se realizan una serie de análisis de tipo físico, químico y biológico. La calidad del agua es uno de los parámetros a tomar en cuenta al momento de ser inyectadas para prevenir su carácter corrosivo, precipitaciones del material suspendido o de materia orgánica, evitando así formación de sólidos a partir de reacciones químicas.

2.6.1 Parámetros físicos

- a) **Conductividad eléctrica**, la conductividad de una solución depende de la cantidad de sales disueltas presentes y para soluciones diluidas es aproximadamente proporcional al contenido de sólidos disueltos totales.
- b) **Temperatura**, tiene efecto en otras propiedades, por ejemplo, la aceleración de reacciones químicas, reducción en la solubilidad de los gases, intensificación de sabores y olores, etc. Se determina con termómetros convencionales o digitales (Tebutt, 1998).
- c) **Sólidos**, éstos pueden estar presentes en suspensión, en solución o en ambos y se dividen en materia orgánica. Los sólidos disueltos totales (SDT) se deben a materias solubles, mientras que los sólidos en suspensión (SS) son partículas discretas que se pueden medir al filtrar una muestra a través de un papel fino. Los sólidos sedimentables son sólidos en suspensión que son grandes y pesados y se determinan volumétricamente en un cono de sedimentación (Tebutt, 1998).
- d) **Hidrocarburos/ grasas y aceites**, este contaminante está conformado generalmente por el arrastre de crudo en los equipos de separación que conforman el sistema de deshidratación de crudo; el aceite disperso en el agua forma coágulos con los sólidos y puede taponar la formación. El crudo puede estar presente en el agua como crudo libre, crudo emulsionado y/o crudo disuelto.
 - **Crudo libre**: es aquel que no está íntimamente mezclado con el agua, corresponde a aquella porción de crudo que se separa por gravedad de manera definida cuando es dejado en reposo.
 - **Crudo emulsionado**: se encuentra íntimamente mezclado con el agua. Estas emulsiones agua/crudo forman un sistema heterogéneo de dos líquidos con cierto grado de inmiscibilidad, en donde el crudo se encuentra disperso en el agua en forma de pequeñas gotas.
 - **Crudo disuelto**: entre los componentes del crudo que pueden ser solubles o parcialmente solubles en el agua, se encuentran los compuestos alifáticos de medio a alto peso molecular, los ácidos

carboxílicos aromáticos, los fenoles y los hidrocarburos aromáticos. El grado de disolución de estos compuestos en el agua depende de la complejidad de sus moléculas

- e) **Turbidez**, es la dificultad del agua para transmitir la luz debido a materiales insolubles en suspensión, coloides o muy finos, difíciles de decantar y filtrar. Se elimina mediante procesos de coagulación, decantación o filtración.

2.6.2 Parámetros químicos

- a) **pH**, controla muchas reacciones químicas y la actividad biológica normalmente se restringe a una escala bastante estrecha de pH entre 6 y 8. Se mide con un medidor de pH e indica la concentración de iones de hidrógeno presentes (Lipesa, 1999).
- b) **Oxígeno disuelto (OD)**, es un fuerte agente oxidante del hierro ferroso y del sulfuro de hidrógeno, formando compuestos insolubles como óxido de hierro y azufre elemental que precipitan y ocasionan serios problemas de taponamiento a la formación cuando estas aguas son inyectadas al subsuelo. El oxígeno disuelto es aquel que se disuelve en el agua por contacto del aire con la superficie de la misma, hasta alcanzar el punto de saturación a una temperatura determinada. A una temperatura de 0 °C, el punto de saturación del oxígeno es de 14,6 ppm, el cual disminuye al aumentar la temperatura (Lipesa, 1999).
- c) **Cloruro**, forma sales muy solubles con el agua, suele estar asociado al ión Na^+ . En el agua de petróleo se puede asegurar que es el mayor constituyente del agua, por lo que es usado para medir la salinidad del agua. El cloruro es corrosivo debido a que el pequeño tamaño del ión le permite penetrar la capa protectora en la interfase óxido-metal y reaccionar con el hierro del metal (Lipesa, 1998).
- d) **Alcalinidad**, es atribuida a la presencia de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos, de elementos como el calcio, magnesio, sodio y potasio. Los más comunes son el bicarbonato de calcio y de magnesio. La alcalinidad

ayuda a regular los cambios de pH producidos por la adición de ácidos (Lipesa, 1999).

- e) **Dureza**, es la suma de las concentraciones de calcio y magnesio, ambos expresados como carbonatos en miligramos por litro (mg/l). Originalmente, la dureza del agua se entendió como una medida de su capacidad para precipitar el jabón, ya que éste es precipitado preferentemente por los iones calcio y magnesio.
- f) **Sulfatos**, el ion sulfato se encuentra en la mayoría de las aguas de abastecimiento y residuales. Los sulfatos se reducen químicamente a sulfuros de hidrógeno (H_2S) bajo la acción bacteriana en condiciones anaeróbicas (Metcalf, Eddy, 1995).

2.6.3 Parámetros biológicos y bacteriológicos

- a) **Demanda bioquímica de oxígeno (DBO)**, mide la cantidad de oxígeno que requieren los microorganismos mientras descomponen la materia orgánica.
- b) **Demanda química de oxígeno (DQO)**, mide la capacidad de consumo de un oxidante químico fuerte en medio ácido, dicromato o permanganato, por las materias oxidables contenidas en el agua.
- c) **Bacterias sulfato reductoras (BSR)**, posiblemente causan los más serios problemas en los sistemas de inyección de agua porque forman un complejo fisiológico y ecológico de diversas bacterias estrictamente anaeróbicas pero que pueden sobrevivir en sistemas que contienen oxígeno disuelto. Pueden crecer en agua dulce o salobre, debajo de incrustaciones y/o sedimentos, u otras masas bacteriales (biomasa) donde no puede penetrar el oxígeno y tienen en común la habilidad de reducir los iones SO_4^- a sulfuro en diferentes condiciones (Metcalf, Eddy, 1995). Es primordial mantener el control de las bacterias en las operaciones de manejo del agua para prevenir y/o controlar los problemas de corrosión.

2.7 Clasificación de los métodos de tratamiento

Los contaminantes en el agua efluente pueden eliminarse por medios físicos, químicos y biológicos. Los métodos individuales se suelen clasificar en operaciones físicas unitarias, procesos químicos unitarios y procesos biológicos unitarios.

2.7.1 Operaciones físicas unitarias: son los métodos de tratamiento en los cuales predomina la aplicación de fuerzas físicas, ejemplo típico de ellas son: el desbaste, mezclado, la floculación, coagulación, sedimentación, flotación, y filtración.

2.7.2 Procesos químicos unitarios: consiste en aquellos métodos en los cuales la eliminación o conversión de los contaminantes es provocado por la adición de productos químicos o por otras reacciones químicas. La precipitación, transferencia de gases, adsorción y la desinfección, son los ejemplos de los procesos mayoritariamente utilizados en el tratamiento del agua efluente. En la precipitación química, el tratamiento es llevado a cabo mediante la producción de un precipitado químico que se elimina por sedimentación. En la mayoría de los casos, el precipitado sedimentado contendrá tanto los constituyentes que puedan haber reaccionado con las sustancias químicas añadidas como aquellos que hallan sido arrastrados a medida que ocurre el proceso (Metcalf, Eddy, 1995).

2.7.3 Procesos biológicos unitarios: permiten la eliminación de contaminantes por una actividad biológica. El tratamiento biológico se usa esencialmente para las sustancias orgánicas biodegradables (de tamaño coloidal) presentes en el agua efluente. Básicamente, estas sustancias se convierten en gases que pueden escapar a la atmósfera y en tejido celular que pueden eliminarse por sedimentación. El tratamiento biológico se usa también para la eliminación del nitrógeno contenido en el efluente. Las operaciones y procesos unitarios se agrupan conjuntamente para constituir lo que se conoce como tratamiento primario, secundario o terciario (o avanzado). El término primario se refiere a las operaciones físicas unitarias, el secundario hace referencia a los procesos químicos y biológicos unitarios, y el terciario consiste en combinaciones de los tres.

2.8 Tratamientos físicos y químicos utilizados en el acondicionamiento de aguas efluentes de producción

Los tratamientos a los que se deben someter los efluentes tienen que garantizar la eliminación o recuperación del compuesto orgánico en el grado requerido por la legislación que regula el vertido del efluente o para garantizar las condiciones mínimas del proceso en el caso de reutilización o recirculación de la corriente para uso interno.

El agua producida y las aguas complementarias de superficie deben tratarse para quitarles las acumulaciones de aceite residual, arena, sólidos suspendidos inorgánicos u orgánicos oxidados o productos de corrosión.

La materia en suspensión puede ser de muy diversa índole, desde partículas de varios centímetros y muy densas (normalmente inorgánicas), hasta suspensiones coloidales muy estables y con tamaños de partícula de hasta unos pocos nanómetros (normalmente de naturaleza orgánica). También la concentración de los mismos, tanto en el agua a tratar como en el agua una vez tratada, juega un papel fundamental en la elección del tratamiento más conveniente. Las operaciones para eliminar este tipo de contaminación de aguas suelen ser las primeras en efectuarse, dado que la presencia de partículas en suspensión suele no ser indeseable en muchos otros procesos de tratamiento.

La eliminación de esta materia en suspensión se suele hacer mediante operaciones mecánicas. Sin embargo, en muchos casos, y para favorecer esa separación, se utilizan aditivos químicos, denominándose en este caso tratamiento químico-físico. La utilización de una u otra es función de las características de las partículas (tamaño, densidad, forma, etc.) así como de la concentración de las mismas (Citme, 2006).

2.8.1 Tratamientos con operaciones físicas

Las operaciones llevadas a cabo en el tratamiento de las aguas residuales de producción, en las que los cambios en las características y propiedades del agua se realizan mediante la aplicación de las fuerzas físicas, se conocen como operaciones físicas unitarias. Dado que el origen de estas operaciones se halla en

la observación directa de fenómenos que se daban en la naturaleza, constituyen los primeros métodos de tratamiento empleados por el hombre.

2.8.1.1 Desbaste

Es una operación en la que se trata de eliminar sólidos de mayor tamaño que el que habitualmente tienen las partículas que arrastran las aguas. El objetivo es eliminarlos y evitar que dañen equipos posteriores del resto del tratamiento. Suele ser un tratamiento previo a cualquier otro.

El equipo que se suele utilizar son rejillas por las que se hace circular agua, construidas por barras metálicas de 6 o más milímetros (mm), dispuestas paralelamente y espaciadas entre 10 y 100 mm; se limpian con rastrillos que se accionan normalmente de forma mecánica. En otros casos, si el tipo de sólidos lo permite, se utilizan trituradoras, reduciendo el tamaño de sólidos y separándose posteriormente por sedimentación u otras operaciones (Citme, 2006).

2.8.1.2 Sedimentación

Operación física en la que se aprovecha la fuerza de la gravedad que hace que una partícula más densa que el agua tenga una trayectoria descendente, depositándose en el fondo del sedimentador. Esta operación será más eficaz cuanto mayor sea el tamaño y la densidad de las partículas a separar del agua, es decir, cuanto mayor sea su velocidad de sedimentación, siendo el principal parámetro de diseño para estos equipos.

2.8.1.3 Flotación

Operación física que consiste en generar pequeñas burbujas de gas, que se asociarán a las partículas presentes en el agua y serán elevadas hasta la superficie, de donde son arrastradas y sacadas del sistema. Obviamente, esta forma de eliminar materia en suspensión será adecuada en los casos en los que las partículas tengan una densidad inferior o muy parecida a la del agua, así como en el caso de emulsiones, es decir, una dispersión de gotas de un líquido inmiscible, como en el caso de aceites y grasas. En este caso las burbujas de gas ayudan a “flotar” con mayor rapidez estas gotas, dado que generalmente la densidad de estos líquidos es menor que la del agua.

En esta operación hay un parámetro importante para el diseño: la relación gas/sólidos, ml/l de gas liberados en el sistema por cada mg/l de concentración de sólidos en suspensión contenidos en el agua a tratar. Este parámetro se determina experimentalmente y suele tener un valor óptimo comprendido entre 0,005 y 0,06 (Citme, 2006).

2.8.1.4 Filtración

El proceso de filtración se aplica cuando la calidad del agua requerida tiene especificaciones aún más exigentes que aquellas obtenidas con el tratamiento de flotación, en función de crudo emulsionado y/o sólidos suspendidos.

La filtración es una operación en la que se hace pasar el agua a través de un medio poroso, con el objetivo de retener la mayor cantidad posible de materia en suspensión. En este proceso las partículas de aceite y los sólidos suspendidos son retenidos en el seno de la masa filtrante, la cual se carga poco a poco y debe ser limpiada con agua en contracorriente, acompañada frecuentemente con aire. El agua de lavado contiene aceite y sólidos suspendidos en concentraciones altas y debe ser a su vez tratada por floculación y decantación o flotación. Por otra parte, la capacidad de retención del lecho depende de parámetros como: granulometría del material, relación aceite-sólido y la pérdida de carga en el fin del ciclo.

2.8.2 Tratamientos químicos

Durante el tratamiento del agua se aplican productos químicos cuya función es producir reacciones que permitan transformar los contaminantes presentes en el agua en productos que sean más fáciles de eliminar en los procesos físicos de separación, con el objetivo de disminuir la concentración, los problemas de corrosión, emulsiones e incrustaciones y los causados por la presencia de bacterias reductoras de sulfato.

2.8.2.1 Coagulación

La coagulación (figura 2.4) es la desestabilización de coloides por la neutralización de las fuerzas que los apartan, entendiéndose por coloides, las partículas cuyo tamaño está comprendido entre 1 – 400 μm y no pueden ser separadas por centrifugación convencional, ni sedimentar en forma apreciable. El

coloide más frecuente en las aguas de desecho es la emulsión aceite/agua. La desestabilización o ruptura de las emulsiones se logra añadiendo coagulantes químicos que cancelan las cargas eléctricas sobre la superficie de la emulsión permitiendo que las partículas coloidales se aglomeren formando flóculos. Para completar la adición del coagulante se requiere del mezclado para destruir la estabilidad de la emulsión. Este mezclado debe ser de gran intensidad tal que distribuya al coagulante y promueva colisiones rápidas. También son importantes en la coagulación la frecuencia y el número de colisiones entre partículas (Kemmer, McCallion, 1993).



Figura 2.4 Desestabilización de partículas y formación de flóculos (Lipesa, 1999).

Entre los productos principalmente utilizados en el proceso de coagulación se tienen:

- **Sales inorgánicas**, se utilizan en el tratamiento de emulsiones de tipo químico y pueden tener iones monovalentes o multivalentes, cada una de ellas trabaja en intervalos distintos de pH. Entre las más usadas se tienen: Fe^{+3} , Fe^{+2} , Ca^{+2} y Al^{+3} ; el uso de estas sales genera precipitados que se deben disponer posteriormente.

- **Coagulantes orgánicos**, son compuestos de peso molecular intermedio que desestabilizan las emulsiones de tendencia química y son capaces de recuperar todo el crudo ya que no contienen minerales. Producen la coalescencia de las gotas de crudo que generalmente ascienden hacia la superficie.
- **Polímeros**, son de peso molecular alto y desestabilizan las emulsiones de tipo químico. Promueven el intercambio iónico, neutralizando las cargas del material coloidal y son solubles en agua.

2.8.2.2 Floculación

La aglomeración o incremento del tamaño de los flóculos es promovida por la floculación y esto facilita apreciablemente la clarificación. Puede ser que el floculo formado por la aglomeración de varios coloides no sea lo bastante grande como para asentarse o desecarse con la rapidez deseada. Un floculante reúne partículas floculadas en una red, formando puentes de una superficie a otra y enlazando los flóculos en aglomerados (figura 2.4).

La floculación es estimulada por un mezclado lento que junta poco a poco los flóculos, un mezclado demasiado intenso no sólo disminuye el tamaño de las partículas del flóculo, sino que también afecta su naturaleza física (Kemmer, McCallion, 1993).

2.8.2.3 Inhibidores de corrosión

El tratamiento anticorrosivo tiene como objetivo controlar o inhibir la corrosión en presencia de oxígeno manteniendo limpia la superficie metálica, evitando el depósito de productos corrosivos y así proteger los equipos de planta de inyección y las tuberías involucradas en el proceso. Los inhibidores de corrosión son sustancias que cuando son agregadas a un medio acuoso disminuyen la velocidad de ataque del medio sobre el metal.

Los inhibidores son comúnmente agregados en pequeñas cantidades y en forma continua para mantener la concentración requerida y, de esta forma, lograr su efecto inhibitor. En los sistemas de agua de inyección en los que el agua constituye la fase predominante, los inhibidores deben ser o totalmente solubles en agua o muy dispersables en agua para transportarse a través de las líneas de

superficie y del sistema de tuberías. Es necesario alimentarlos en forma continua, manteniendo siempre una concentración residual en el sistema. La pérdida de los residuales del inhibidor resulta en la absorción de la película del inhibidor y pérdida de la protección.

2.8.2.4 Inhibidores de incrustación

La formación de incrustaciones se ve afectada por el aumento de la temperatura durante la inyección de agua. Las dosis de los agentes secuestrantes se determinan por ensayo y son función de la temperatura, el análisis del agua de inyección y el tratamiento químico del agua de formación.

Los agentes secuestrantes pueden ser:

- A. Polifosfatos minerales
- B. Fosfonatos y fosfatos orgánico
- C. Polielectrolitos aniónicos

2.8.2.5 Biocidas

Son productos químicos que son tóxicos para los microorganismos presentes en algunos sistemas. Generalmente son dosificados a un sistema para reducir eficaz y rápidamente la población de los microorganismos, los cuales no pueden recuperarse fácilmente del descenso de población. Pueden ser divididos en dos tipos, algunos de los cuales tienen una amplia gama de efectos sobre muchas y diversas clases de bacterias: agentes oxidantes y agentes no oxidantes (Quiminet, 2006).

2.8.3 Equipos utilizados en el tratamiento del agua para inyección

Existen numerosos equipos para la remoción de contaminantes en el agua efluente de producción petrolera; en principio se utilizan aquellos que reducen el contenido de aceites y dependerá de su condición sea libre o emulsionada. Posteriormente se escogerá los que reducen los sólidos totales y los demás componentes contaminantes presentes.

2.8.3.1 Separadores API

Los separadores API son generalmente las primeras unidades de tratamiento de las aguas provenientes de los procesos de deshidratación de crudo (figura 2.5).

Son diseñados de acuerdo con el procedimiento establecido por el Instituto Americano de Petróleo, el cual dictamina los parámetros y consideraciones para tal fin (Cepet, 2000). Este diseño generalmente provee una descarga de concentración de aceite de 50-100 ppm o mayor. El tipo de diseño del API se apoya en un gran volumen de agua (Intevep, 1999).

Un separador API consta básicamente de dos secciones: la sección de entrada y los canales de separación, con un sistema de amortiguación de turbulencia entre ambas, a fin de evitar que el agua ingrese con turbulencia a los canales de separación. La sección de entrada está formada por un canal de pre-separación, además debe contar con un sistema de debaste para retirar hojas, palos, etc., y de barreras de retención y recolección de crudo libre. La siguiente sección está conformada por los canales de separación de las gotas de crudo con un diámetro determinado para los cuales se determina la velocidad de ascenso por medio de la ley de Stokes. Estos canales deben contar con sistemas de distribución de flujo, remoción de crudo y lodos sedimentables. En un proceso típico de separación, las aguas residuales fluyen a un depósito y los aceites que se acumulan en la superficie del agua son separados mediante un mecanismo tipo cinturón o un tubo de succión.

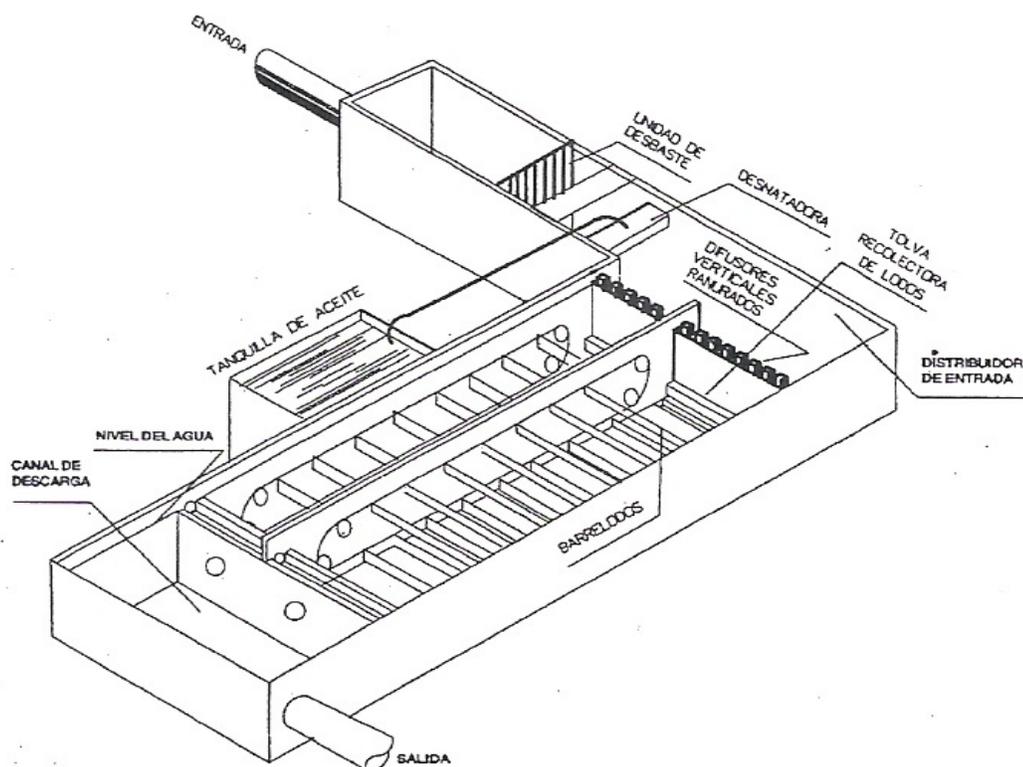


Figura 2.5 Perspectiva de un separador API (Intevep, 1999).

2.8.3.2 Separadores de placas corrugadas (CPI)

También conocido con el nombre de separador de flujo transversal (figura 2.6), a diferencia del separador API contiene dispositivos internos que facilitan la separación del crudo mejorando la calidad del agua de salida. El diseño interior utiliza una serie de placas corrugadas montadas una sobre la otra paralelamente en un armazón. Cada placa contiene canales cóncavos y crestas o picos. Las placas pueden tener una inclinación entre 45 y 60° , las crestas y los canales de las placas proveen de mayor superficie de coalescencia. Adicionalmente, los canales cóncavos facilitan la fluidez del crudo hacia la superficie, concentrándolo en la parte superior de cada placa. El crudo una vez en la superficie es recolectado en un canal y removido por un vertedero; los sólidos sedimentables descienden a través de los canales hasta el fondo del separador (Intevep, 1999).

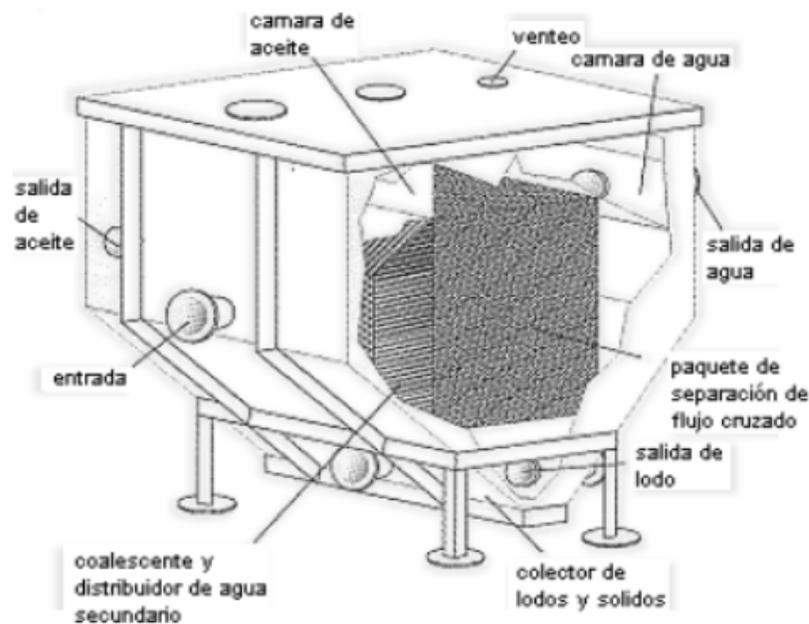


Figura 2.6 Separador de placas corrugadas (Ecopetrol, 2008).

Las placas se construyen de materiales resistentes a la corrosión, como lo pueden ser: resinas reforzadas de fibra de vidrio, polipropileno, PVC o materiales termoplásticos; también se construyen de metal como acero al carbón, acero galvanizado o acero inoxidable (figura 2.7). Se basa en la diferencia de gravedad específica de los fluidos y en la temperatura de la mezcla; con este equipo se pueden remover gotas de aceite de 60 micrones o más y soporta una concentración de hasta 1.000 ppm en sólidos suspendidos; remueve el crudo con una eficiencia del 90% en hidrocarburos libres hasta un contenido entre 50 y 100 ppm (Cepet, 2000).



Figura 2.7 Placas corrugadas de un CPI (Ecopetrol, 2008).

2.8.3.3 Sistema de flotación por aire disuelto (DAF)

El proceso de flotación consiste en adherir burbujas finas de aire al material suspendido o aceitoso para obtener una reducción de la gravedad específica. Las micro - burbujas se producen al disolver aire en el efluente a elevadas presiones seguido de la liberación a la presión atmosférica. En algunos casos para incrementar la eficiencia del sistema, se emplean polímeros y/o floculantes. En el sistema de flotación por aire disuelto (figura 2.8 y 2.9) el influente es llevado al centro del tanque junto al agua reciclada y saturada donde se distribuye por un tubo de mezcla, la presión del agua reciclada es reducida a presión atmosférica a través de la válvula de control. La cámara central se diseña para retener la mezcla y realizar una distribución general en el tanque, por otro lado permite el tiempo adecuado para que las moléculas de aire puedan adherirse y aglomerarse a los sólidos suspendidos, produciéndose una sustentación hidráulica. Si existieran sólidos pesados, se irán directamente al fondo del tanque del DAF y un desnatador en la superficie remueve los sólidos que flotan hacia la descarga superficial; ambos lodos son recolectados en el tanque de colección de lodos.

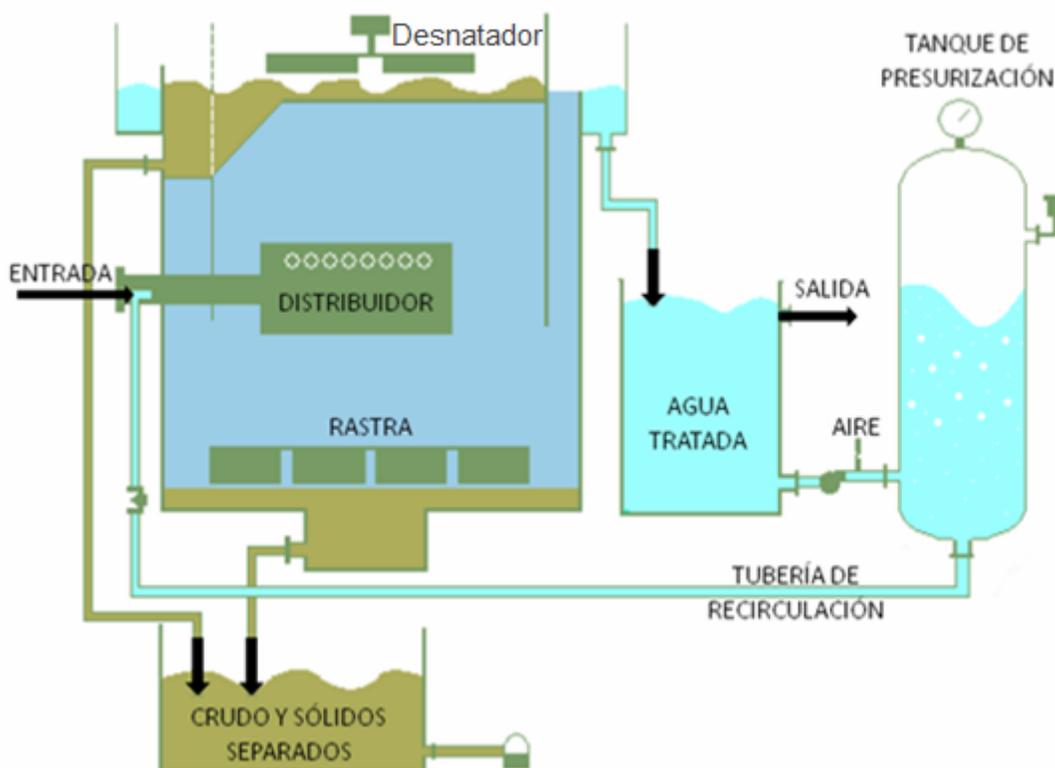


Figura 2.8 Sistema de flotación por aire disuelto (Frisa, 2005).

El flujo de agua tratada es llevado a un tanque de re-bombeo, de aquí se tomará una parte para reciclar y el resto para descarga o reuso. La porción del agua clarificada que se recicla, es el medio que llevará el aire disuelto al equipo DAF y es inyectado al tanque de presurización con aire comprimido a 75 psi; el agua presurizada y el aire comprimido son mezclados y retenidos lo suficiente para crear una solución saturada.

Normalmente los equipos de flotación por aire disuelto cuentan con una eficiencia hasta de un 90% en recuperación de aceites/grasas y hasta un 95% en sólidos suspendidos, dependiendo de la concentración a la entrada del sistema (Intevp, 1999). Existen tres mecanismos para lograr disolver el aire en el flujo de entrada, éstos son: aireación total del flujo, aireación por recirculación y aireación parcial del flujo. El primero de estos sistemas, en el cual se logra la presurización total, se emplea cuando el efluente tiene grandes cantidades de material aceitoso

que puede ser pasado a través de un proceso de mezcla intensa como ocurre en el sistema de presurización, sin afectar el resultado del tratamiento.

El sistema de presurización de flujo de reciclo se emplea para efluentes con sólidos o material aceitoso que se degradaría por la mezcla intensa que ocurre en el sistema de presurización, el aire en este caso es disuelto a una presión elevada y mezclado con el flujo de reciclo. La presurización del flujo parcial se emplea cuando las concentraciones de material aceitoso son de moderadas a baja.

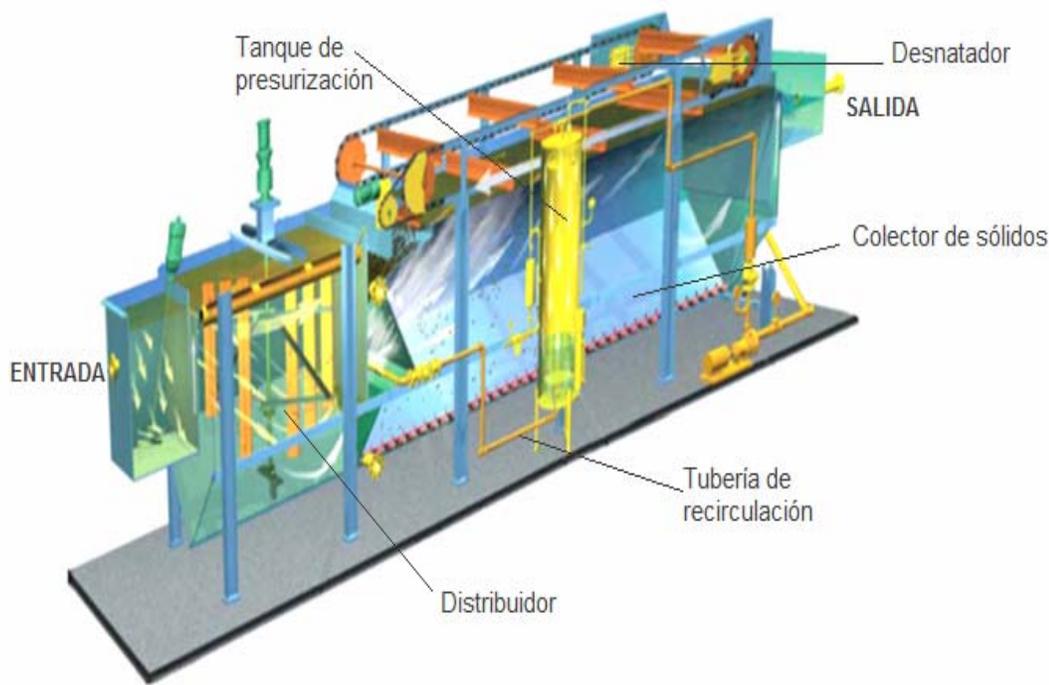


Figura 2.9 Vista interna del separador por flotación de aire disuelto (Frisa, 2005).

2.8.3.4 Sistema de flotación por gas inducido (IGF)

Ese proceso de tratamiento pertenece al grupo de sistemas que actúan por efecto de la flotación. El principio de funcionamiento de los mismos consiste en inyectar pequeñas burbujas en la fase acuosa. Las gotas de aceite en el agua y los sólidos suspendidos de poco peso se adhieren a dichas burbujas, ascendiendo a la superficie, para formar allí una espuma o nata, la cual debe eliminarse para completar el tratamiento (Citme, 2006).

En la figura 2.10 se muestra un esquema de un sistema IGF en el cual se logra incorporar las burbujas de gas al fluido por medio de un eductor y de la recirculación del fluido, mientras que el crudo flotante es desnatado empleando vertederos laterales y un desnatador de paleta. El eductor consiste en una boquilla por donde se hace circular agua a presión, creándose condiciones de vacío, lo cual permite incorporar el gas a la corriente.

La eficiencia de la separación de fases depende de la diferencia de densidad de cada una de ellas. La adición de burbujas al medio, incrementa esta diferencia de densidades, lo que facilita dicha separación y con ello la remoción de crudo. El IGF está diseñado para proveer 90% o más de eliminación del petróleo y 90% de eliminación de sólidos suspendidos (Intevep, 1999).

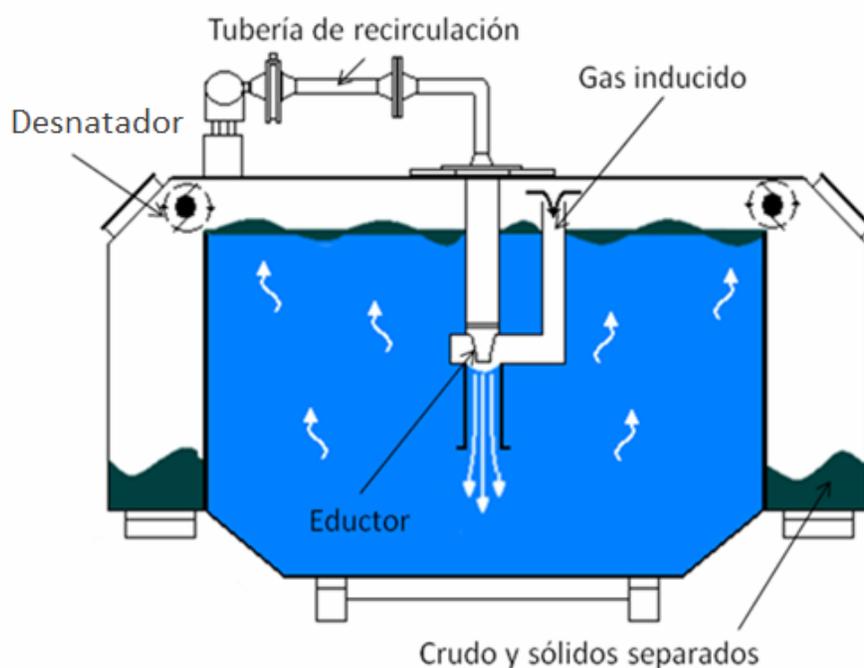


Figura 2.10 Ejemplo de un separador por gas inducido (Aguamarket, 2004).

Otro tipo de tecnología de IGF consiste en uno o varios rotores bajo la superficie del agua, con entradas verticales, con lo que se consigue la inducción de gas en el agua y una rápida dispersión. Normalmente se añaden polielectrolitos y la materia en suspensión tiende a coagularse y a flotar en la superficie, desde la

cual se elimina periódicamente con rastras adecuadas. En este diseño, un agitador mecánico produce un vórtice que obliga al gas a descender por el tubo de aspiración poniendo en íntimo contacto al gas con la corriente líquida produciendo la dispersión del gas. Las burbujas producidas arrastran a los contaminantes hasta la superficie en donde un sistema de barrido los remueve inmediatamente a fin de evitar una re-dispersión de los contaminantes en el líquido.

2.8.3.5 Filtros

Son equipos que permiten la remoción de hidrocarburos y sólidos en emulsión que no pudieron ser retenidos en los procesos previos. Dichos equipos se basan en el principio de hidrodinámica, adhesión y atracción molecular para atrapar contaminantes (Powell, 1992).

Termodinámicamente, un filtro es un sistema de flujo, que por medio de una diferencia de presión aplicada entre la entrada de la suspensión y la salida del filtrado, la suspensión circula a través del aparato, en el cual se depositan los sólidos presentes en el flujo, formando un lecho de partículas por el que debe seguir circulando la suspensión a filtrar. El filtrado a lo largo de su recorrido encuentra las resistencias de los canales que llevan la suspensión hasta la cara anterior de la torta, y el filtrado desde que sale del medio filtrante; además de la resistencia correspondiente a la torta y al medio filtrante.

En este proceso las partículas de aceite y los sólidos suspendidos son retenidos en el seno de la masa filtrante, la cual se carga poco a poco y debe ser limpiada con una contracorriente de agua, acompañada con frecuencia por aire. El agua de lavado contiene aceite y sólidos suspendidos en concentraciones altas y debe ser a su vez tratada por floculación y decantación o flotación. Por otra parte, la capacidad de retención del lecho depende de parámetros como: la granulometría del material, la relación aceite-sólido y la pérdida de carga en el fin del ciclo. Entre los tipos de filtros más utilizados en la industria están (Nalco, 2000):

- **Filtros de tierras diatomeas**, la tierra diatomácea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. La tierra se mezcla con agua y se coloca dentro del filtro, donde se deposita

sobre un tamiz de soporte o lienzo; siendo este lecho poroso el que actúa como medio de filtrado. El filtro opera hasta que la caída de presión a través del mismo alcance un nivel preestablecido, entonces se retrolava y tanto el medio filtrante como el material filtrado se desechan. Los filtros de tierras diatomeas son los más complicados de todos los filtros usados en campos petroleros en cuanto a operación y mantenimiento.

▪ **Filtros de arena**, se emplean como un pulimento final del agua tratada. Generalmente los filtros de arena son del tipo multicapa, es decir, que tiene capas de materiales de diferente granulometría. Estos filtros son capaces de remover sólidos suspendidos y crudo hasta valores de 10 mg/l, pudiendo llegar a 5 mg/l, ello dependerá del tamaño de las partículas, del material filtrante y del tratamiento químico del agua a tratar. Utilizan casi siempre sistema de retrolavado para limpiar los filtros, sin embargo, también puede emplearse aire o gas; se determina el momento de limpiar el filtro por la caída de presión de sistema o por la pérdida de calidad del agua tratada.

▪ **Filtros de cartucho**, estos filtros generalmente utilizan cilindros construidos de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado, piedra, o están formados por fibras tejidas de materiales sintéticos tales como polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante. Los filtros de este tipo, a causa de su construcción y tamaño, normalmente se usan sólo donde el pretratamiento ha producido aguas de gran calidad y los volúmenes que se vienen procesando son bajos. De aquí que su uso esté generalmente limitado a situaciones especiales tales como aquellas donde los requerimientos de calidad del agua son especialmente exigentes. Los filtros cartucho generalmente se clasifican con un grado nominal (10 μ m al 98%, es decir, el 98% de los sólidos con tamaño de partícula de 10 μ m serán retenidos) y la variación de cualquiera de las condiciones puede cambiar considerablemente el desempeño.

▪ **Filtros cáscara de nuez**, estos filtros fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en

aplicaciones donde los de lecho de arena eran convencionalmente usados. El lecho es de 100% cáscaras de nuez negras, 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 tres veces más la cantidad de sólidos antes de que se requiera limpiarlo. Los sistemas de filtrado de cáscara de nuez le brindan el doble de la eficiencia de los filtros convencionales de lecho profundo de arena o de medios filtrantes mixtos graduados para filtrar los sólidos suspendidos y los hidrocarburos (figura 2.11 y 2.12). Bajo condiciones de operación normales, elimina del 95% de los sólidos de tamaño mayor a 2 micrones y de 90 a 95% de aceites; reduce los costos operativos (Nalco, 2000). La cáscara de nuez es un material altamente oleofóbico, lo que disminuye la adhesión de crudo en el lecho, esta condición permite que el filtro pueda ser lavado con agua no tratada y no requiere el empleo de surfactantes; además puede ser operado sin necesidad de productos químicos ayudantes del proceso de filtración.



Figura 2.11 Filtro cáscara de nuez (Nalco, 2000).



Figura 2.12 Vista externa de filtros cáscara de nuez (Petreco, 2003).

En la tabla 2.1, se resumen los principales equipos que se utilizan para el tratamiento del agua, así como las ventajas y desventajas más resaltantes de cada uno de ellos.

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de los equipos para el tratamiento de agua (Intevp, 1999).

EQUIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
API	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operación sencilla y ampliamente conocida. ▪ Mantenimiento fácil, no se obstruye al no contar con internos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ocupan grandes espacios. ▪ Problemas con los olores y los vapores.
CPI	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Más compacto que los separadores API. ▪ Favorecen la coalescencia. ▪ El material plástico en las placas permite internos livianos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor frecuencia de limpieza al año por taponamiento. ▪ Dificultad en la limpieza de las placas en ciertas profundidades.
DAF	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Remueve aceite emulsionado. ▪ Tamaño de burbujas entre 40 y 100 micras. ▪ Remueve partículas con densidades mayores a la del agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proceso es más costoso. ▪ Requieren una serie de servicios conexos para su operación. ▪ Requieren sustancias químicas para incrementar eficiencia.
IGF	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los costos de inversión de capital y de costos de funcionamiento son relativamente bajos. ▪ Su operación es efectiva a altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Son menos eficaces que la técnica de aire disuelto. ▪ Altos requerimientos energéticos ▪ Sensibilidad al tamaño de gotas de aceite a remover.
Filtro de cartucho	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elevada área de filtración ▪ Amplio rango de tamaño de poro ▪ Ocupan poco espacio ▪ Son bastante livianos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requieren un mantenimiento del medio filtrante continuo con aire/gas y/o detergentes. ▪ Equipos costosos y de manejo de volúmenes a tratar bajos.
F. de tierras diatomeas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El material filtrante es relativamente económico ▪ El material filtrante puede ser reemplazado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Son equipos pesados ▪ Se desecha el medio filtrante
Filtro cáscara de nuez	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Puede tratar mayor volumen por unidad de tiempo. ▪ Elimina la necesidad de uso de surfactantes y gas para su limpieza. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No se alcanzan reducciones de sólido importantes, tanto en la concentración, como en el tamaño de partículas removidas.

2.8 Costos de procesos

Las evaluaciones económicas son utilizadas, básicamente, para la toma de decisiones gerenciales, ya que por medio de éstas se determina si se continua con el desarrollo de un proyecto, o cancelarlo a pesar de que sea técnicamente viable; por ende es sumamente importante realizar un estudio de costos de calidad que garantice la decisión más acertada.

Los estimados de costos sirven de base a la gerencia de proyectos para: evaluación de factibilidad en su fase conceptual, análisis de rentabilidad económica, selección de opciones entre diversas alternativas de inversión, aprobación presupuestaria, definición de estrategias de financiamiento y comparación de ofertas en las licitaciones (PDVSA, 2001).

La clasificación de los estimados de costos depende de los objetivos, etapas del proyecto en los cuales se elaboran, información requerida, métodos de estimación, precisión y confiabilidad de los mismos. Estos se pueden clasificar en cinco tipos: V, IV, III, II (estimados presupuestarios) y clase I (estimados de licitación).

Los elementos que se necesitan según el estimado que se desee hacer y el error asociado a cada uno de ellos son (PDVSA, 2001):

- **Clase V:** se basa en datos previos sobre costos similares, teniendo en cuenta detalles de diseño y haciendo los ajustes correspondientes. Requiere información como tipo de proyecto, tamaño, posible ubicación, capacidad, especificación preliminar de los insumos y productos; y posee un margen de error de $\pm 50\%$.
- **Clase IV:** está basado en la definición de unidades de procesamiento principales o bien de secciones importantes de dichas unidades; así como también en los diagramas de flujo generales, su error asociado es de $\pm 30\%$.
- **Clase III:** se basa en el diseño preliminar de equipos básicos, incluyendo además algunas especificaciones de diseño, posee un error de $\pm 20\%$.
- **Clase II:** requiere las especificaciones completas de los principales componentes de los equipos, edificios, requerimiento de almacenaje, etc.; en lo

que respecta a tamaño, detalles críticos de diseño, materiales de construcción, distribución física, etc. Su porcentaje de desviación es de $\pm 10\%$.

- **Clase I:** tiene una desviación de $\pm 5\%$, se basa en el diseño completo de fundaciones, estructuras, despliegues de línea y tuberías; y los cálculos métricos de los materiales de construcción.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua efluente del Centro Operativo Morichal de PDVSA

En esta fase del estudio se analizaron los parámetros fisicoquímicos del agua efluente de producción del Centro Operativo Morichal según lo establecido en las normas COVENIN, ASTM, NACE, API, además de los métodos *Chemets kit*, PAN y HACH descritos en el manual de procedimientos e instrucciones del laboratorio de petróleo de COMOR (2002) y del laboratorio de corrosión (2002). Las muestras se tomaron de manera manual una vez por semana durante ocho semanas, según la norma COVENIN 2.709 (2002), en el punto de muestreo de cada una de las tuberías de descarga (COMOR P y XP) a la laguna A del SIAE. En tal sentido se determinaron las características del agua mediante el análisis del contenido de cloruros, sulfatos, manganeso, hierro total, alcalinidad, hidrocarburos, conductividad eléctrica, dureza, pH, sólidos disueltos, temperatura, la inoculación de bacterias reductoras de sulfato (BSR) y el oxígeno disuelto, del cual solo se realizaron 5 muestreos por falta de material. Los análisis fueron realizados en las instalaciones de los laboratorios de PDVSA del distrito Morichal; en el caso del contenido de sólidos totales suspendidos no se efectúan normalmente en dichos laboratorios por lo que fue analizado por un laboratorio particular contratado por PDVSA.

3.1.1 Procedimiento para la determinación de cloruros (norma ASTM 512-04)

- Agitar el envase que contiene la muestra problema.
- Tomar 5 ml de la muestra y filtrarla.
- Tomar una alícuota de 2 ml del filtrado y verterlo en un balón aforado de 50 ml.
- Enrasar el balón de 50 ml con agua destilada y agitar.

- Agregar 1ml de la solución indicadora de cromato de potasio (K_2CrO_4) y mezclar.
- Titular con una solución estandarizada de nitrato de plata ($AgNO_3$) 0,1 N, hasta obtener el cambio de color de amarillo a rojo ladrillo.
- Anotar el volumen gastado de nitrato de plata (tabla 3.1).
- Calcular el contenido de cloruro en mg/l, mediante la siguiente ecuación:

$$Cloruro(mg/l) = \frac{Vg \times N \times P \times Fd \times 1000}{Vm} \quad (Ec. 3.1)$$

donde,

Vg: volumen consumido de $AgNO_3$ en la titulación (ml)

N: normalidad de la solución de $AgNO_3$ (eq/l)

P: peso equivalente del cloruro (g/eq)

Fd: factor de dilución (g/eq)

Vm: volumen tomado de la muestra

Tabla 3.1 Volumen gastado de solución de $AgNO_3$ al 0,1 N en la titulación para determinar el contenido de cloruros del agua efluente en COMOR P y XP.

Muestreo	Volumen gastado $AgNO_3$ (ml)	
	COMOR P	COMOR XP
1	7,1	4,9
2	6,9	5,3
3	7,4	6,0
4	7,2	5,7
5	7,0	6,1
6	6,7	5,9
7	6,8	5,5
8	7,2	6,2

Tomando en cuenta los datos de la tabla 3.1 correspondientes al efluente de COMOR P el primer día de muestreo, el factor de dilución que es de 25 porque se utilizó 2 ml de la muestra para preparar una solución de 50 ml, que la normalidad

del AgNO_3 utilizada fue 0,1 eq/l y que el peso equivalente del cloruro es 35,5 g/eq (tabla A.1 del anexo A), se sustituye en la ecuación 3.1 y se obtiene el valor de la concentración de cloruros:

$$\text{Cloruro}(\text{mg} / \text{l}) = \frac{7,1\text{ml} \times 0,1\text{eq} / \text{l} \times 35,5\text{g} / \text{eq} \times 25 \times 1.000}{50\text{ml}}$$

$$\text{Cloruro} (\text{mg} / \text{l}) = 12.603\text{mg/l}$$

El mismo procedimiento se realizó para el resto de los valores tanto en COMOR P como en COMOR XP y los resultados se muestran en la tabla B.1 del anexo B.

3.1.2 Procedimiento para la determinación de sulfatos (norma ASTM 516-02)

- Agitar el envase de muestra problema.
- Filtrar 50 ml de la muestra problema en un vaso de precipitado de 100 ml.
- Presionar I/O para encender el espectrofotómetro DR/2010 (figura 3.1).
- Seleccionar el método 680 y presionar ENTER.
- Ajustar la longitud de onda a 450 nm.
- Verter 10 ml de muestra problema en una celda espectrofotométrica, este será el blanco.
- Llenar una segunda celda con 10ml de muestra problema, añadir un sobre de reactivo polvo sulfaver y agitar hasta disolver.
- Presionar SHIF/TIMER, de inmediato comenzará a registrarse en el equipo un tiempo, esperar los 5 minutos de reacción.
- Insertar el blanco en el porta celdas del equipo y presionar ZERO.
- Reemplazar el blanco por la segunda celda y presiona READ.
- Reportar los valores como mg/l de SO_4^{-2} (tabla B.2 del anexo B).



Figura 3.1 Espectrofotómetro marca HACH - modelo DR/2010.

3.1.3 Procedimiento para la determinación de manganeso total (método PAN HACH)

- Filtrar 50 ml de la muestra problema en un vaso de precipitado de 100 ml.
- Presionar I/O para encender el espectrofotómetro DR/2010.
- Seleccionar el método 295 y presionar ENTER.
- Ajustar la longitud de onda a 560 nm.
- Verter 10 ml de muestra problema en una celda espectrofotométrica, este será el blanco.
- Llenar una segunda celda con 10ml de muestra problema, añadir un sobre de ácido ascórbico y agitar hasta disolver.
- Luego agregar el reactivo de cianuro alcalino a la mezcla anterior y agitar.
- Añadir el indicador PAN 0,1% a la mezcla y agitar bien.
- Presionar SHIF/TIMER, de inmediato comenzará a registrarse en el equipo un tiempo, esperar los 2 minutos de reacción.
- Insertar el blanco en el porta celdas del equipo y presionar ZERO.
- Reemplazar el blanco por la segunda celda y presiona READ.
- Reportar los valores como mg/l de Mn (tabla B.3 del anexo B).

3.1.4 Procedimiento para la determinación de hierro en agua (método HACH)

- Agitar el envase de muestra problema.
- Filtrar 50 ml de la muestra problema en un vaso de precipitado de 100 ml.
- Presionar I/O para encender el espectrofotómetro DR/2010.
- Seleccionar el método 265 y presionar ENTER.
- Ajustar la longitud de onda a 510 nm.
- Verter 10 ml de muestra problema en una celda espectrofotométrica, este será el blanco.
- Llenar una segunda celda con 10 ml de muestra problema, añadir un sobre de reactivo polvo ferrover y agitar hasta disolver.
- Presionar SHIF/TIMER, de inmediato comenzará a registrarse en el equipo un tiempo, esperar los 3 minutos de reacción.
- Insertar el blanco en el porta celdas del equipo y presionar ZERO.
- Reemplazar el blanco por la segunda celda y presiona READ.
- Reportar los valores como mg/l de Fe (tabla B.3 del anexo B).

3.1.5 Procedimiento para determinar la alcalinidad (norma ASTM1067-92)

- Tomar 50 ml de la muestra y agregarla en un erlenmeyer.
- Agregar 5 gotas de fenolftaleína y mezclar.
- Si al mezclar la muestra no cambia de color reportar carbonatos ($\text{CO}_3^{=}$) igual cero.
- Si toma un color rosa valorar con ácido clorhídrico (HCl) 0,05 N hasta que retorne a su color original.
- Luego agregar 5 gotas de azul de bromofenol y mezclar.
- La muestra se torna de color azul, indicando la presencia de bicarbonatos (HCO_3^-).
- Titular con ácido clorhídrico (HCl) 0,05 N hasta que se torne color verde claro.
- Anotar el volumen gastado de ácido en ambos casos (tabla 3.2).

- Calcular la alcalinidad total a través de la siguiente expresiones:
-

$$\text{Carbonato (mg/l)} = \frac{N \times V_1 \times Pc \times 1000}{Vm} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$\text{Bicarbonato (mg/l)} = \frac{N \times V_2 \times Pb \times 1000}{Vm} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$\text{Alcalinidad (mgCaCO}_3\text{/l)} = B \times \frac{Pe}{Pb} + C \times \frac{Pe}{Pc} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

donde,

C: concentración de carbonato (mgCaCO₃/l).

B: concentración de bicarbonato (mgCaCO₃/l)..

N: concentración de HCl (eq/l).

V₁: volumen de HCl gastado en la primera titulación (ml).

Pc: peso equivalente del carbonato (g/eq).

Vm: volumen utilizado de la muestra (ml).

V₂: volumen de HCl gastado en la segunda titulación (ml).

Pb: peso equivalente del bicarbonato (g/eq).

Pe: peso equivalente del carbonato de calcio (g/eq).

Tabla 3.2 Volumen gastado de ácido clorhídrico 0,05 N en la titulación para determinar carbonato y bicarbonato en el agua efluente de COMOR P y XP.

Muestreo		Volumen gastado HCl (ml)	
		COMOR P	COMOR XP
1	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	5,6	14,8
2	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	5,9	15,1
3	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	4,2	14,0
4	CO ₃ ⁼	0	0

	HCO ₃ ⁻	4,4	15,0
5	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	5,8	14,9
6	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	6,2	15,5
7	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	6,3	15,7
8	CO ₃ ⁼	0	0
	HCO ₃ ⁻	6,9	14,5

Para el primer muestreo realizado en el drenaje al SIAE de COMOR P, el volumen gastado de ácido clorhídrico (0,05 eq/l) para determinar CO₃⁼ es igual a cero (0), y el volumen gastado para determinar HCO₃⁻ es 5,6 ml (tabla 3.2). La concentración de CO₃⁼ se determinó usando de la ecuación 3.2 y para todos los casos el resultado fue igual a cero. Por otro lado para el cálculo de la concentración de bicarbonato, se sustituyeron todos los valores correspondientes, incluyendo el peso equivalente de dicho compuesto el cual es 61 g/eq (tabla A.1 del anexo A) y se emplea la ecuación 3.3 de la siguiente manera:

$$\text{Bicarbonato} = \frac{0,05 \text{ eq/l} \times 5,6 \text{ ml} \times 61 \text{ g/eq} \times 1.000}{50 \text{ ml}}$$

$$\text{Bicarbonato} = 341,6 \text{ mg/l}$$

Luego se procedió al cálculo de la alcalinidad total con el uso de la ecuación 3.4, en la cual se sustituyeron los valores correspondientes al peso equivalente del CaCO₃ 50.100 mg/eq, y del CO₃⁼ 30.000 mg/eq (tabla A.1 del anexo A), y la concentración de bicarbonato, de la siguiente manera:

$$\text{Alcalinidad} = 341,6 \text{ mg/l} \times \frac{50.100 \text{ mg (CaCO}_3\text{)}/\text{eq}}{61.000 \text{ mg (HCO}_3^-\text{)}/\text{eq}} + 0 \times \frac{50.100 \text{ mg CaCO}_3\text{ / eq}}{30.000 \text{ mg (CO}_3^{=}\text{)}/\text{eq}}$$

$$\text{Alcalinidad} = 280,6 \text{ mg CaCO}_3\text{ / l}$$

De igual forma se realizó para los demás valores de COMOR P y XP, y se reportan en la tabla B.4 del anexo B.

3.1.6 Procedimiento para la determinación de la conductividad eléctrica y los sólidos disueltos totales (SDT) (método HACH)

Calibración del equipo (Portable multiparameter, marca HACH):

- Encender el equipo, lavar el electrodo con agua destilada y secarlo bien.
- Pulsar la tecla CUATRO (4) que indica conductividad y SDT.
- Introducir el electrodo en la solución estándar de cloruro de sodio.
- Oprimir la tecla CERO (0).
- Presionar la tecla (calibración) y luego ENTER.
- Validar la información que muestra la pantalla del equipo con la especificada en el envase de la solución estándar.
- Esperar que se muestre en la pantalla un candado de seguridad y un tono que indica que el equipo ha sido calibrado.
- Sacar el electrodo de la solución estándar, lavarlo y secarlo bien.

Procedimiento para análisis de la muestra problema:

- Introducir el electrodo en el envase que contiene la muestra problema.
- Presionar ENTER/READ.
- El equipo indicará el valor de la conductividad.
- Presionar la tecla CUATRO (4) para leer SDT.
- Reportar los valores de SDT en mg/l y de conductividad en $\mu\text{S/cm}$ (tabla B.5 del anexo B).

3.1.7 Procedimiento para la determinación del pH (método HACH)

Calibración del medidor de pH (marca HACH):

- Encender el equipo, lavar el electrodo con agua destilada y secarlo bien.
- Introducir el electrodo en una solución amortiguadora de pH 4.
- Presionar la tecla (calibración) y luego ENTER.
- Validar la información que muestra la pantalla del equipo con la especificada en el envase de la solución amortiguadora.
- Esperar que se muestre en la pantalla un candado de seguridad y un tono que indica que el equipo ha sido calibrado.
- Lavar el electrodo con agua destilada y secarlo muy bien.
- Repetir el procedimiento con soluciones amortiguadoras de pH 7 y 10.

Procedimiento para análisis de la muestra problema:

- Introducir el electrodo en el envase que contiene la muestra problema fresca y homogeneizada.
- Presionar READ y mover suavemente el electrodo dentro de la muestra mientras comienza a medir pH.
- Esperar que se muestre en la pantalla un candado de seguridad y anotar el valor de pH (tabla B.6 del anexo B).

3.1.8 Procedimiento para la determinación de la temperatura (norma API para medir con termómetro de mercurio)

- Tomar 50 ml del agua en estudio y verterla en un beaker de 10 ml.
- Introducir el termómetro de mercurio en la muestra.
- Esperar hasta que la lectura en el termómetro se estabilice y anotar el valor de la temperatura (tabla B.6 del anexo B).

3.1.9 Procedimiento para la determinación del contenido de crudo (norma COVENIN 2831-91)

- Tomar 100 ml de la muestra.
- Acidificar el agua con 1 ml de ácido clorhídrico (HCl) al 10% de concentración.
- Verter la mezcla en un embudo de separación de 500 ml.
- Añadir 100 ml de solvente (xileno).
- Agitar la mezcla durante 2 minutos.
- Dejar reposar por 5 minutos, hasta que la fase orgánica se separe de la fase acuosa (figura 3.2).
- Separar la fase acuosa por la parte inferior del embudo de separación.
- Filtrar la fase orgánica a la salida del embudo de separación.
- Verter en una celda espectrofotométrica 10ml de la muestra filtrada.
- Preparar una segunda celda con 10 ml de xileno, esta será el blanco.
- Presionar I/O para encender el DR/2010, seleccionar el programa 0/ENTER.
- Ubicar la longitud de onda de 400 nm.
- Introducir el blanco y presione la tecla ZERO.
- Reemplazar el blanco por la celda de muestra y presione la READ.
- Anotar el valor de absorbancia que indica el equipo (tabla 3.3).

Este análisis está basado en el método espectrofotométrico, en el cual, el valor de absorbancia leído para la muestra se convierte en mg/l de crudo mediante el uso de la curva de calibración correspondiente. En la figura 3.3 se observa que para el crudo del Centro Operativo Morichal, la relación absorbancia – concentración de aceite es la siguiente:

$$Y = 0,0064X + 0,0083 \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde,

Y: absorbancia (ABS).

X: concentración de aceite en agua (mg/l).

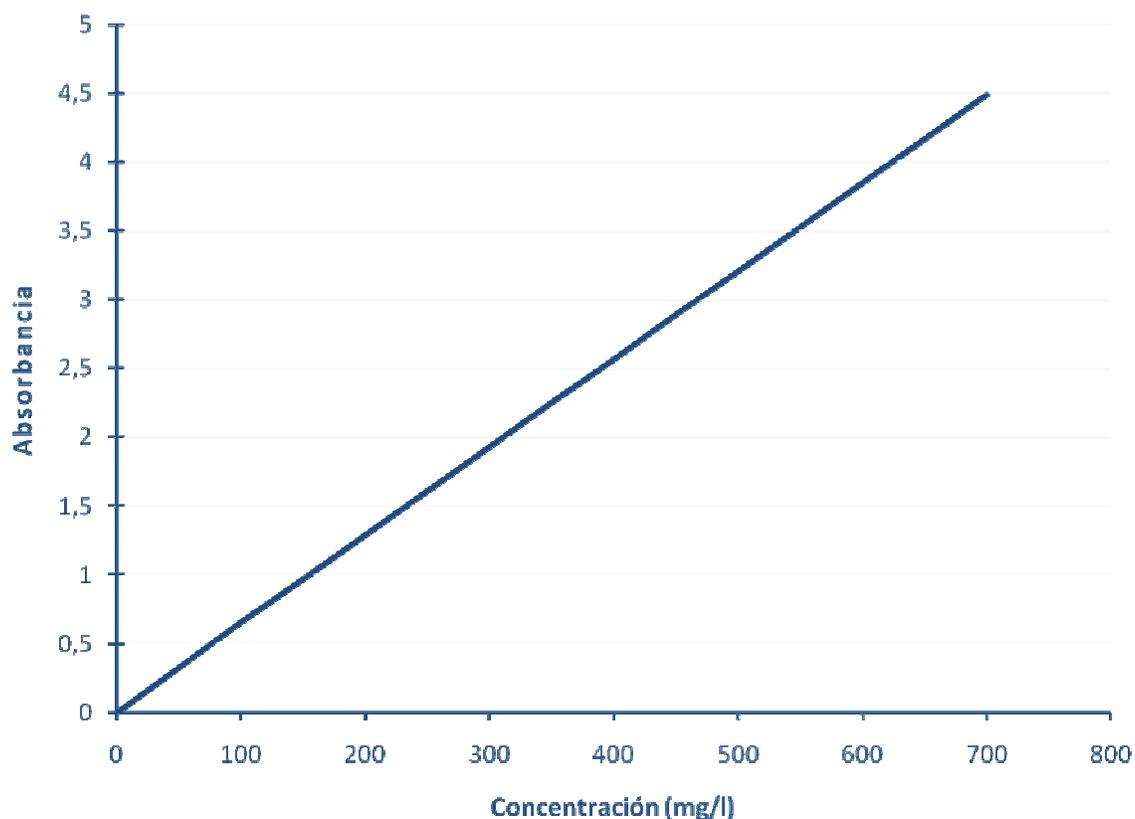


Figura 3.2 Curva de calibración de crudo en agua.

Tabla 3.3 Valores de absorbancia para determinar la concentración de crudo en agua para los efluentes de COMOR P y XP.

Muestreo	Absorbancia (ABS)	
	COMOR P	COMOR XP
1	2,985	3,246
2	2,473	3,949
3	2,822	3,349
4	3,395	3,240
5	2,495	3,007
6	2,673	3,185
7	2,838	3,167
8	2,502	3,842



Figura 3.3 Embudo de separación.

Despejando de la ecuación 3.5 la concentración de aceite en agua (X), se obtiene:

$$X = \frac{Y - 0,0083}{0,0064} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Sustituyendo los datos de absorbancia mostrados en la tabla 3.3 obtenidos el primer día de muestreo se tiene lo siguiente:

$$X = \frac{2,985 - 0,0083}{0,0064}$$

$$X = 465 \text{ mg/l}$$

Análogamente, se realizó el cálculo para el resto de las muestras tanto de COMOR P como XP y los resultados se observan en la tabla B.7 (anexo B).

3.1.10 Procedimiento para determinar el oxígeno disuelto (*Chemets kit K-7599*)

- Insertar una ampolla de oxígeno en el tubo de muestreo con la punta hacia abajo.

- Permitir que la muestra fluya 5 minutos.
- Presionar la punta de la ampolla contra las pestañas del fondo del tubo de muestreo con la finalidad de removerla.
- Retirar la ampolla del tubo de muestreo tapando la punta de la misma cuidadosamente y agitar.
- Colocar la ampolla en el centro (vacío) del tubo comparador de color para determinar el nivel de oxígeno disuelto en la muestra.
- Tomar nota del valor establecido en la escala que se aproxime más al color de la ampolla (tabla B.8 del anexo B).

3.1.11 Procedimiento para determinar la dureza (norma COVENIN 2771-91)

a) Dureza total

- Agitar bien la muestra y colocar una alícuota de 5 ml de muestra a analizar en un erlenmeyer.
- Enrasar hasta 50 ml con agua destilada.
- Agregar 1ml de solución amortiguadora de monoetanolamina hidrociorada – trietanol hidrociorado y mezclar.
- Añadir 2 gotas del indicador negro de eriocromo T, la muestra se tornara de color morado.
- Titular con la solución EDTA 0,02N hasta que desaparezca el color morado y la solución se torne azul (figura 3.4 – A).
- Anotar el volumen gastado de solución de EDTA (tabla 3.4).

b) Dureza cálcica

- Agitar bien la muestra y colocar una alícuota de 5 ml de muestra a analizar en un erlenmeyer.
- Enrasar hasta 50 ml con agua destilada.
- Agregar 2 ml de solución acuosa de hidróxido de sodio (NaOH) y mezclar.
- Añadir 2 g de purpurato de amonio en sulfato de potasio y agitar, la mezcla se tornará color rosado.

- Titular con la solución EDTA 0,02N hasta que desaparezca el color rosado y la solución se torne color morado (figura 3.4 – B).
- Anotar el volumen gastado de solución de EDTA en ml (tabla 3.4).

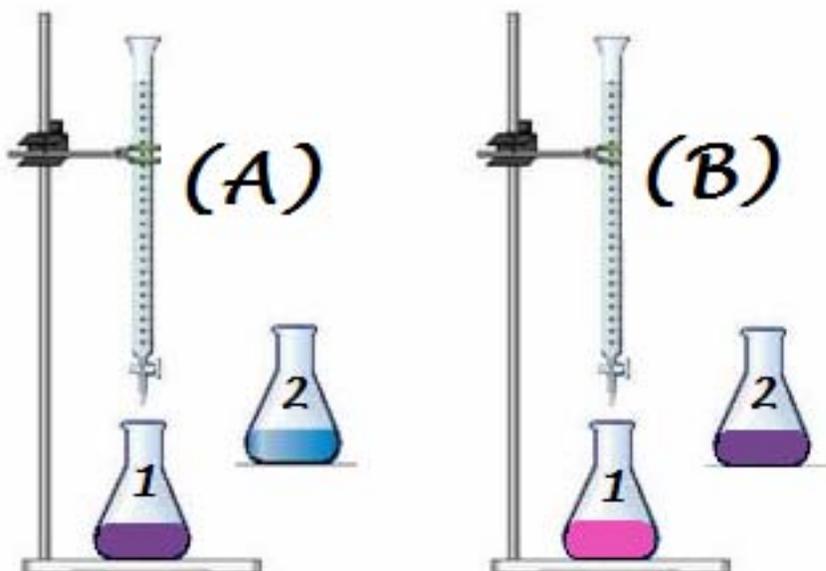


Figura 3.4 Prueba de titulación para determinar dureza del agua.

Para calcular la dureza total y cálcica se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Dureza total y cálcica (mgCaCO}_3\text{/l)} = \frac{V \times N \times Pe \times 1000}{V_m} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

donde,

V: volumen gastado de solución de EDTA (ml).

N: concentración de EDTA (eq/l).

Pe: peso equivalente del carbonato de calcio (g/eq).

V_m: volumen titulado de la muestra (ml).

El peso equivalente del CaCO₃ es de 50,1 g/eq (anexo A), se utilizaron 5 ml de muestra del efluente y el volumen gastado de EDTA en la primera muestra es

6,5 ml (tabla 3.4) con una concentración de 0,02 eq/l, estos valores se introducen en la ecuación 3.7:

$$\text{Dureza total (mgCaCO}_3\text{/l)} = \frac{6,5\text{ml} \times 0,02\text{eq/l} \times 50,1\text{g/eq} \times 1.000}{5\text{ml}}$$

$$\text{Dureza total} = 1302,6\text{mgCaCO}_3\text{/l}$$

El mismo procedimiento se realizó para cada muestra recolectada en COMOR P y XP, los resultados se reportan en la tabla B.9 del anexo B.

Tabla 3.4 Volumen gastado de solución EDTA en la titulación para determinar la dureza total y cálcica en el agua efluente en COMOR P y XP.

Muestreo	Dureza	Volumen gastado EDTA (ml)	
		COMOR P	COMOR XP
1	Total	6,5	7,0
	Cálcica	3,2	3,5
2	Total	5,7	7,7
	Cálcica	3,1	3,8
3	Total	5,0	6,9
	Cálcica	3,0	3,4
4	Total	4,8	7,5
	Cálcica	2,9	3,8
5	Total	5,3	6,5
	Cálcica	3,3	3,5
6	Total	5,0	7,1
	Cálcica	3,0	3,6
7	Total	7,0	6,9

	Cálcica	3,4	3,5
8	Total	6,9	7,7
	Cálcica	3,2	3,6

3.1.12 Procedimiento para la determinación de bacterias sulfato reductoras (BSR) (Método NACE Estándar, TMO 194-94)

La muestra de agua se toma en un envase plástico de un litro, sin dejar oxígeno y se debe montar el estudio antes de las 8 horas siguientes a la toma.

- Etiquetar 6 viales (contienen un agar de sulfuro de hierro).
- Romper los sellos centrales de las tapas de aluminio de los viales
- Tomar de la mitad del embase, con una inyectora, 1 ml de muestra sin oxígeno.
- Inyectar en el primer vial y mezclar suavemente sin sacar la inyectora.
- Sacar del mismo vial 1ml de muestra e introducir rápidamente en el siguiente vial.
- Repetir el procedimiento hasta completar los 6 viales y desechar lo extraído del último vial (figura 3.5).
- Incubar los viales en la estufa a una temperatura de 37 °C por un período de 28 días (figura 3.6 – A).
- Revisar regularmente para ir detectando las colonias de bacterias (figura 3.6 - B).
- Al finalizar el tiempo de incubación, anotar el número de viales que presenten cambios en la coloración e interpretar el crecimiento bacteriano (tabla 3.5).

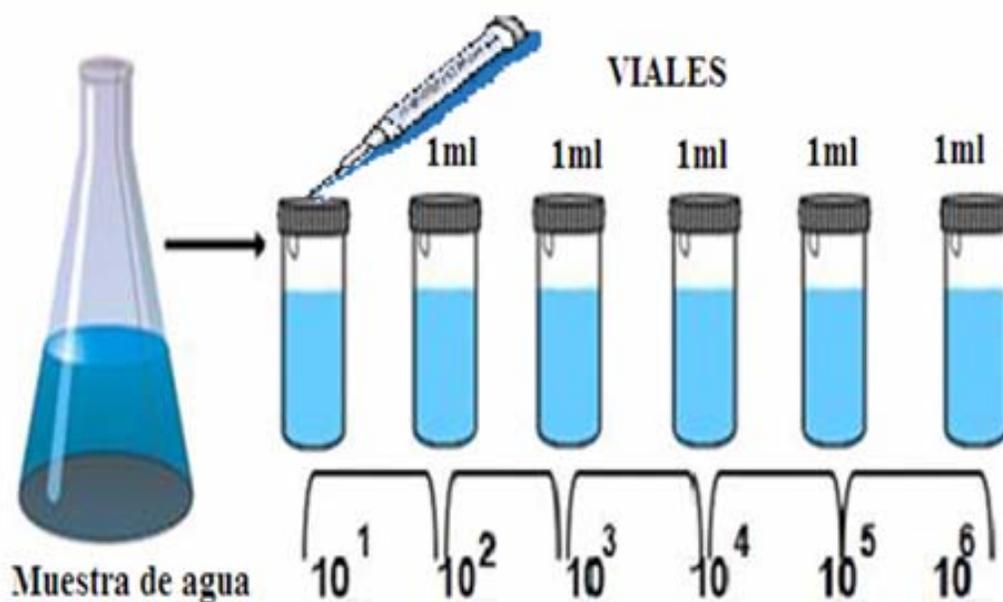


Figura 3.5 Procedimiento de cultivo de bacterias sulfato reductoras.

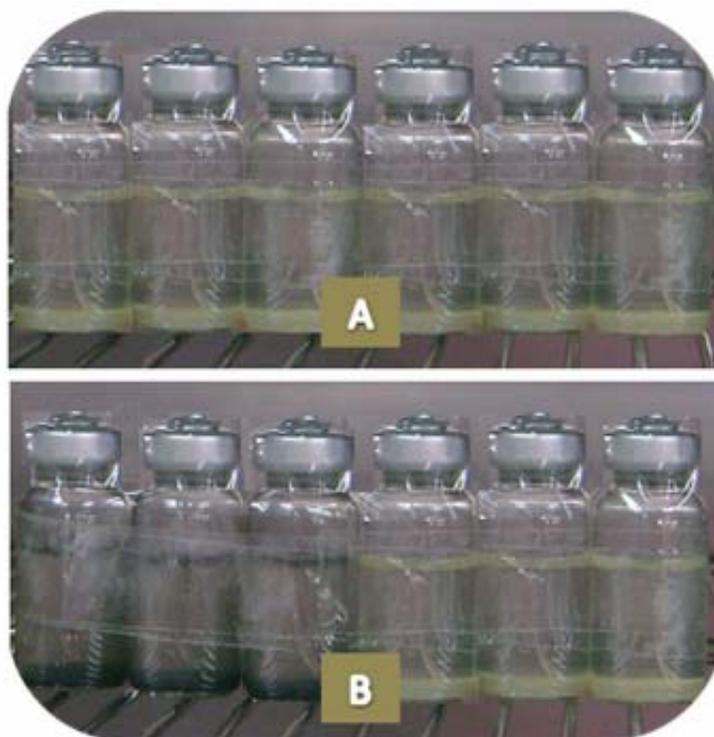


Figura 3.6 Viales inoculados para determinar la presencia de BSR.

Tabla 3.5 Determinación de la cantidad de colonias de bacterias reductoras de sulfato de acuerdo al factor de dilución (Lipesa, 1999).

Número de botellas	Factor de dilución	Interpretación del crecimiento (bacterias/ml)
1	1:10	10^1
2	1:100	10^2
3	1:1000	10^3
4	1:10000	10^4
5	1:100000	10^5
6	1:1000000	10^6

3.2 Selección de la combinación de equipos requeridos para que el efluente cumpla con las especificaciones ambientales vigentes

Para lograr el cumplimiento de este objetivo se procedió al estudio de las tecnologías más utilizadas en el tratamiento de efluentes con la finalidad de reducir el efecto negativo que tienen algunos contaminantes presentes en las aguas efluentes de COMOR de acuerdo con la normativa ambiental vigente. El sistema de tratamiento se fundamenta, principalmente, en tres etapas básicas (figura 3.7), la primera consiste en una unidad de separación por gravedad para la remoción del crudo libre y sólidos sedimentables como los separadores API o separadores de placas corrugadas (CPI), la segunda etapa está formada por un equipo de flotación para la reducción del crudo emulsionado y/o disperso como los sistemas de flotación por aire disuelto (DAF) o gas inducido (IGF); posteriormente la tercera etapa permite eliminar pequeñas fracciones de crudo en forma disuelta y de sólidos no sedimentables por medio de un filtro.

Los resultados obtenidos en las actividades de caracterización fisicoquímica del agua efluente de COMOR planteadas en el objetivo anterior, son utilizados con

el propósito de poder realizar comparaciones con los valores fijados por la gerencia de yacimientos del distrito Morichal, conforme al artículo 17 del decreto 883 (1995) sobre “Normas para la clasificación y control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos”, y conocer los parámetros contaminantes que se desean remover. Por otro lado se requirió determinar el caudal de efluente de producción a ser manejado por el sistema de equipos necesarios para que el efluente cumpla con la norma, las aguas aceitosas que se manejan en el centro operativo son, principalmente, producto del volumen de agua aportado por las estaciones de flujo O-16/J-20 a COMOR XP, de las estaciones principales EPT-1/MOR-1 a COMOR XP y del agua fresca que se inyecta en los equipos de desalación para mejorar la eficiencia del proceso, además del agua de lluvia que se contaminan al caer sobre las áreas de proceso.

En este sentido se requirió la información almacenada en los reportes de operaciones de producción registrada en la sala de control de la planta para conocer el volumen de agua aportado a COMOR P y XP al SIAE; es importante resaltar que no se lleva ningún registro del caudal de agua fresca a inyectar, por lo que se realizaron mediciones a través de un medidor ultrasónico de flujo Stormmeter 1010 (figura 3.8) en las tuberías de agua antes del punto de mezcla con el flujo de crudo.

En el centro operativo se maneja el agua aportada por las estaciones de flujo O-16 y J-20 al área de extrapesado y por las plantas de procesamiento EPT-1 y MOR-1 al área de pesados; además del agua fresca que se incorpora en la entrada de los equipos de desalación en ambas áreas. Para determinar el volumen de agua manejado diariamente en extrapesado se realizó una sumatoria mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{EXTRAPESADO} (bls / día) = Q_{J20} + Q_{O16} + Q_{XP} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

donde,

Q_{J20} : caudal de agua aportado por la estación de flujo J-20 (bls/día).

Q_{O16} : caudal de agua aportado por la estación de flujo O-16 (bls/día).

Q_{XP} : caudal de agua fresca aportado a COMOR XP (bls/día).

Sustituyendo en la ecuación 3.8 los valores para el día 1 en COMOR extrapesado (tabla 3.6), se tiene:

$$Q_{EXTRAPESADO} = (10.761 + 8.320 + 13.000) \text{bls} / \text{día}$$

$$Q_{EXTRAPESADO} = 32.081 \text{ bls} / \text{día}$$

En el caso de COMOR P el caudal de agua viene dado por la siguiente ecuación:

$$Q_{PESADO} (\text{bls} / \text{día}) = Q_{EPT1} + Q_{MOR1} + Q_P \quad \text{(Ec. 3.9)}$$

donde,

Q_{EPT1} : caudal de agua aportado por la estación de flujo EPT-1 (bls/día).

Q_{MOR1} : caudal de agua aportado por la estación de flujo MOR-1 (bls/día).

Q_P : caudal de agua fresca aportado a COMOR P (bls/día).

Tomando los valores para el día 1 en COMOR pesado (tabla 3.6), y sustituyendo en la ecuación 3.9 se obtiene:

$$Q_{PESADO} = (21.931 + 371 + 8.000) \text{bls} / \text{día}$$

$$Q_{PESADO} = 30.302 \text{ bls} / \text{día}$$

Una vez determinado el caudal tanto de pesado como de extrapesado, se realizó una sumatoria para conocer el caudal total (Q_T) que es drenado al SIAE a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_T (\text{bls} / \text{día}) = Q_{EXTRAPESADO} + Q_{PESADO} \quad \text{(Ec. 3.10)}$$

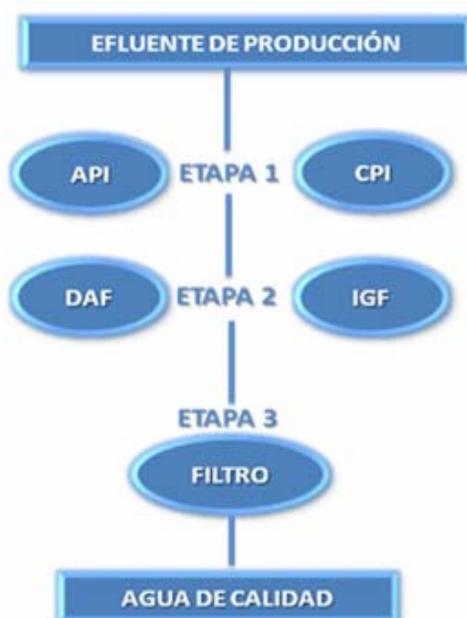


Figura 3.7 Sistemas de tratamiento básicos de aguas efluentes de producción.



Figura 3.8 Equipo de medición de flujo ultrasónico Stormmeter 1010.

Tabla 3.6 Caudal de agua manejado diariamente en el Centro Operativo Morichal de PDVSA

Día	Planta	Estación de bombeo	Caudal de agua por planta (BAD)
1	COMOR XP	J-20	10.761
		O-16	8.320
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	21.931
		EPT-1	371
		TK AGUA	8.000
2	COMOR XP	J-20	11.576
		O-16	9.082
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	21.274
		EPT-1	185
		TK AGUA	8.000
3	COMOR XP	J-20	10.740
		O-16	9.095
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	20.190
		EPT-1	472
		TK AGUA	8.000
4	COMOR XP	J-20	10.654
		O-16	7.763
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	19.224
		EPT-1	85
		TK AGUA	8.000
5	COMOR XP	J-20	10.255
		O-16	9.029
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	23.761
		EPT-1	172
		TK AGUA	8.000
6	COMOR XP	J-20	9.513
		O-16	5.493
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	17.988
		EPT-1	203
		TK AGUA	8.000

Tabla 3.6 Caudal agua manejado diariamente en el Centro Operativo Morichal de PDVSA (continuación)

Día	Planta	Estación de bombeo	Caudal de agua por planta (BAD)
8	COMOR XP	J-20	11.777
		O-16	5.645
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	21.890
		EPT-1	115
		TK AGUA	8.000
9	COMOR XP	J-20	10.393
		O-16	4.493
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	20.750
		EPT-1	153
		TK AGUA	8.000
10	COMOR XP	J-20	11.635
		O-16	5.257
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	21.078
		EPT-1	180
		TK AGUA	8.000
11	COMOR XP	J-20	10.028
		O-16	10.143
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	16.401
		EPT-1	439
		TK AGUA	8.000
12	COMOR XP	J-20	10.569
		O-16	8.290
		TK AGUA	13.000
	COMOR P	MOR-1	24.389
		EPT-1	420
		TK AGUA	8.000

Conocidos los valores de caudal aportado por la planta de pesado y extrapesado y sustituyendo en la ecuación 3.10, se tiene:

$$Q_T = (32.081 + 30.302) \text{bls} / \text{día}$$

$$Q_T = 62.383 \text{bls} / \text{día}$$

Este procedimiento se realizó de igual forma para el resto de los días en cada área y los resultados se reportan en la tabla C.1 del anexo C.

El volumen de agua pluvial se calculó tomando en cuenta la precipitación anual de la zona registrada por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH). El agua producto de la pluviosidad que se contamina al caer sobre las áreas de proceso, por lo tanto el caudal de lluvia (Q_L) fue estimado a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_L (m^3 / \text{año}) = Pa \times A \quad \text{(Ec. 3.11)}$$

donde,

Pa: precipitación anual promedio (m/año).

A: área (m^2).

La precipitación anual promedio es de 1.263,6 mm/año (1,263 m/año) y fue tomada de la tabla C.2 del anexo C. El agua de lluvia se contamina principalmente en el área de drenaje de los equipos de deshidratación/desalación de COMOR P y XP, este valor se encuentra reflejado en la tabla 3.7, sustituyendo en la ecuación 3.11 para los deshidratadores se tiene:

$$Q_L (m^3 / \text{año}) = 1,263 \text{ m} / \text{año} \times 290 \text{ m}^2$$

$$Q_L = 3,663 \text{ m}^3 / \text{año} = 6,4 \text{ bls} / \text{día}$$

Siguiendo este mismo procedimiento se calcularon todos los caudales asociados a cada planta y los resultados se reportan en la tabla C.3 del anexo C.

Finalmente haciendo una sumatoria del valor promedio del caudal manejado en COMOR (tabla C.1 del anexo C), el caudal total de agua de lluvia

(tabla C.3 del anexo C) y el caudal a ser manejado en el transcurso del año por nuevas explotación de pozos tabla 3.8), se obtiene:

$$Q = (59.781 + 28.7 + 22.015) \text{bls} / \text{día}$$

$$Q = 81.824,7 \text{ bls} / \text{día} \approx 81.825 \text{ bls} / \text{día}$$

Este es el flujo de diseño, lo que implica que cada uno de los equipos necesarios en el sistema ha de ser capaz de manejar dicho caudal, es decir, que deben tener como mínimo esa capacidad.

Tabla 3.7 Área ocupada por los equipos de deshidratación y desalación de COMOR.

Planta	Zona	Área (m ²)
COMOR P	Deshidratadores	290
	Desaladores	280
COMOR XP	Deshidratadores	182
	Desaladores	560

Fuente: información suministrada por el departamento de producción del distrito Morichal.

Tabla 3.8 Proyección 2010 de barriles de agua manejados diariamente en el Centro Operativo Morichal de PDVSA.

Volumen de agua (BAD)	
Proyección 2010	
Agua asociada	13.717
Agua fresca	8.298
Total agua	22.015

Fuente: información suministrada por el departamento de proyectos del distrito Morichal.

Una vez estudiadas las tecnologías en cuanto al tratamiento de efluentes de producción petrolera y conocida tanto la caracterización como el caudal del efluente se procede a calcular los valores teóricos que tendrán los parámetros contaminantes como crudo presente en agua y sólidos suspendidos totales a la salida los equipos propuestos para el tratamiento (separador API, IGF y FCN), además de representar esquemáticamente dichos equipos.

El crudo presente en el agua efluente analizado se refiere solo al crudo emulsionado y los valores promedios para cada planta se encuentra reflejado en la tabla B.7 (anexo B); en total entraría a la planta 938 mg/l de crudo emulsionado que se considera, por recomendaciones de la empresa, el 70 % del crudo total. Tomando en cuenta dicha consideración el crudo total (100%) es de 1.369 mg/l, de los cuales 411 mg/l es crudo libre (30% restante). La concentración teórica de crudo a la salida de un equipo se calcula con la expresión descrita a continuación:

$$CC_{Salida} (mg / l) = \frac{CC_{Entrada} \times N}{100} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

donde,

CC_{Salida} : concentración de crudo a la salida del equipo (mg/l).

$CC_{Entrada}$: concentración de crudo a la entrada del equipo (mg/l).

N: porcentaje de eficiencia del equipo (%).

El equipo inicial propuesto es el separador API que provoca principalmente la separación de crudo libre con una eficiencia del 80% (Intevep, 1999). Sustituyendo la concentración de crudo libre de entrada y la eficiencia del equipo en la ecuación 3.12, se tiene:

$$CC_{Salida} (mg / l) = \frac{411 \text{ mg / l} \times 80 \%}{100 \%}$$

$$CC_{Salida} = 82,2 \text{ mg / l}$$

Siguiendo este mismo procedimiento se calcularon las concentraciones de crudo en la salida de los otros dos equipos y los resultados se reportan en la tabla 4.16 del capítulo IV. Se debe considerar que el sistema de flotación por gas inducido (IGF) provee la eliminación del crudo emulsionado en un 90% (Intevep, 1999), mientras que el filtro de cáscara de nuez (FCN) remueve el crudo total con una eficiencia de 95% (Nalco, 2000). En cuanto a las concentraciones de sólidos suspendidos teórica se utiliza la siguiente ecuación:

$$CSS_{Salida} (mg / l) = \frac{CSS_{Entrada} \times N}{100} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

donde,

CSS_{Salida} : concentración de sólidos suspendidos a la salida del equipo (mg/l).

$CSS_{Entrada}$: concentración de sólidos suspendidos a la entrada del equipo (mg/l).

N: porcentaje de eficiencia del equipo (%).

La concentración de sólidos suspendidos a la entrada del sistema de tratamiento propuesta es de 127 mg/l, dicho valor se encuentra en los reportes de análisis realizados por un laboratorio particular contratado por PDVSA y conociendo que la eficiencia para remover sólidos del IGF es de 90% (Intevep, 1999), se sustituye en la ecuación 3.13 obteniéndose:

$$CSS_{Salida} (mg / l) = \frac{127 \text{ mg / l } \times 90\%}{100\%}$$

$$CSS_{Salida} = 12,7 \text{ mg / l}$$

De igual forma de procede para el FCN de eficiencia 95% (Nalco, 2000) y los resultados se presentan en la tabla 4.16 del capítulo IV, cabe destacar que estos valores serían alcanzados sólo con la eficiencia de los equipos sin contar con el tratamiento químico, el cual incluye inyección de coagulantes, floculantes y biocidas. Por último se estructuró un esquema del sistema de tratamiento para el

agua efluente de producción de COMOR y se representa en la figura 4.14 del capítulo IV.

3.3 Establecimiento de la disposición del crudo y sólidos excedentes en el proceso de tratamiento del efluente de producción

Después que el proceso de tratamiento de aguas de producción propuesto culmine se le debe dar una colocación conveniente y segura para las corrientes de sólidos y crudo derivadas del proceso. En lo que respecta al crudo, contiene contaminantes peligrosos al medio y a su vez tiene un alto valor energético y económico para el país, por lo que sería conveniente reintroducir dicha corriente al proceso llevado a cabo en COMOR con el fin de recuperarlo y reutilizarlo; al realizar dicha acción se debe escoger un punto adecuado donde la corriente de crudo debe estar sometida a dilución, calentamiento, aditivación y separación gravitacional para obtener las especificaciones de comercialización y con esto evitar complicaciones y/o alteración de las mismas, además de los frecuentes problemas de ensuciamiento.

Por otro lado el manejo y disposición de los sólidos excedentes contaminados con hidrocarburo debe incluir una disposición final definitiva sin causar perjuicios al medio ambiente según el decreto 2.635 (1998) para el manejo de los desechos tóxicos y peligrosos; donde las opciones de disposición permitidas, según artículo 54, para las arenas de producción, suelos contaminados con hidrocarburos y lodos aceitosos provenientes de fondos de tanques de almacenamiento de crudo y separadores crudo-agua son biotramiento, esparcimiento en suelos e incineración; cada método tiene diferentes criterios y pautas a seguir según las características del sólido excedente por lo que es conveniente hacer diferentes análisis y estudios técnico-económicos al mismo para seleccionar la disposición más adecuada.

3.4 Realización de un estudio de costos clase IV para la combinación de equipos seleccionados

Para seleccionar y aplicar un sistema de tratamiento en el agua efluente de producción de COMOR, con el fin de adecuarla según los parámetros establecidos por la normativa ambiental vigente, se deben considerar los aspectos económicos involucrados en el monto de inversión inicial requerida. En lo que respecta a la adquisición de los equipos principales propuestos se debe conocer el caudal a manejar calculado en el desarrollo del objetivo 2, debido a que el costo de los equipos depende de las dimensiones de los mismos que a su vez están relacionados con el caudal de agua a manejar.

Tabla 3.9 Costo de las unidades que conforman el sistema de tratamiento.

Unidades	Costo (Bs.F.)
Separador API	1.230.000
Sistema de flotación por gas inducido	1.865.000
Filtro de cáscara de nuez	2.850.000
Costo total	5.945.000

Fuente: información suministrada por el departamento de ventas del distrito Morichal.

Los costos de las diferentes unidades seleccionadas para el sistema de tratamiento en función a la capacidad establecida se presentan en la tabla 3.9 y la estimación de costos se realizó mediante la utilización de la tabla 3.10 para el cálculo de la inversión de capital para los diferentes rubros, basada en los costos directos representados por los costos de los equipos adquiridos; sus tuberías e instalaciones eléctricas, los costos de obras civiles y mejoras del terreno. Igualmente se calculan los costos indirectos, los cuales están representados por la supervisión, ingeniería y gastos de construcción

El costo total de los equipos (tabla 3.9) se toma como el 100% del costo directo y se sustituye en la tabla 3.10 bajo la especificación de una planta que

procesa sólidos y fluidos. Finalmente se calcula el valor de cada costo directo e indirecto que requiere la puesta en marcha del sistema de tratamiento propuesto según los porcentajes asignados a cada rubro, cabe destacar que algunos porcentajes se ajustaron a las necesidades de la empresa. La sumatoria de todos los valores es la inversión de capital aproximada y se reporta tabla 4.17 del capítulo IV.

Tabla 3.10 Factores relativos para la estimación de la inversión de capital para los diversos rubros, basados en el costo de los equipos entregados (Peters, Timmerhaus, 1991).

Rubro	Porcentaje del costo del equipo entregado		
	Planta que procesa sólido	Planta que procesa sól. y fluidos	Planta que procesa fluidos
COSTOS DIRECTOS			
Equipo adquirido y entregado (incluyendo equipo fabricado y maquinaria para el proceso)	100	100	100
Instalación del equipo adquirido	45	39	47
Instrumentación y controles (instalados)	9	13	18
Cañerías y tuberías (instaladas)	16	31	66
Instalaciones eléctricas (colocadas)	10	10	11
Obras civiles (incluyendo servicios)	25	29	18
Mejoras del terreno	13	10	10
Instalaciones de servicios (montadas)	40	55	70
Terreno (si es necesario adquirirlo)	6	6	6
Costo directo total de la planta	264	293	346
COSTOS INDIRECTOS			
Ingeniería y supervisión	33	32	33
Gastos de construcción	39	34	41
Costos directos e indirectos de la planta	336	359	420
Honorarios del contratista (\approx 5% de los costos directos e indirectos de la planta)	17	18	21
Eventuales (\approx 10% de los costos directos e indirectos de la planta)	34	36	42

Inversiones de capital fijo	387	413	483
Capital de trabajo (\approx 15% de la inversión del capital)	68	74	86
INVERSIÓN DE CAPITAL	455	487	560

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua efluente del Centro Operativo Morichal de PDVSA

En esta sección del trabajo se presentan y analizan los resultados obtenidos en el estudio de los parámetros característicos de las aguas de producción de COMOR.

- **Cloruros**

Forma sales muy solubles en el agua, suele estar asociado al ión Na^+ formando cloruro de sodio (NaCl), el principal problema asociado con el cloruro es que aumenta el potencial corrosivo del agua; debido a que el pequeño tamaño del ión le permite penetrar la capa protectora en la interfase óxido-metal y reaccionar con el hierro del metal. Las concentraciones promedio obtenidas en el análisis de cloruro en COMOR P y XP (tabla 4.1) son mucho menores a 100.000 mg/l, a partir de dicho valor es cuando se presenta corrosión por este parámetro (Champion Technologies, 2004). Utilizando los valores de la tabla B.1 se obtiene la figura 4.1 y se observa una tendencia estable a lo largo de todo el estudio con valores entre 11.893 y 13.135 mg/l para COMOR P, mientras que para COMOR XP el rango varía entre 8.698 y 11.005 mg/l. Es importante resaltar que la concentración de cloruro, por información suministrada en la empresa en cuanto al límite de cloruros permisible en estos campos, no representa riesgos significativos para propiciar problemas de corrosión por ataque salino en los equipos y tuberías aun cuando se encuentra fuera de los límites permisibles en el decreto 883 (1995).

Tabla 4.1 Concentraciones promedio de cloruro obtenidas en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Cloruro (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	12.492	1.000	---
COMOR XP	10.118		

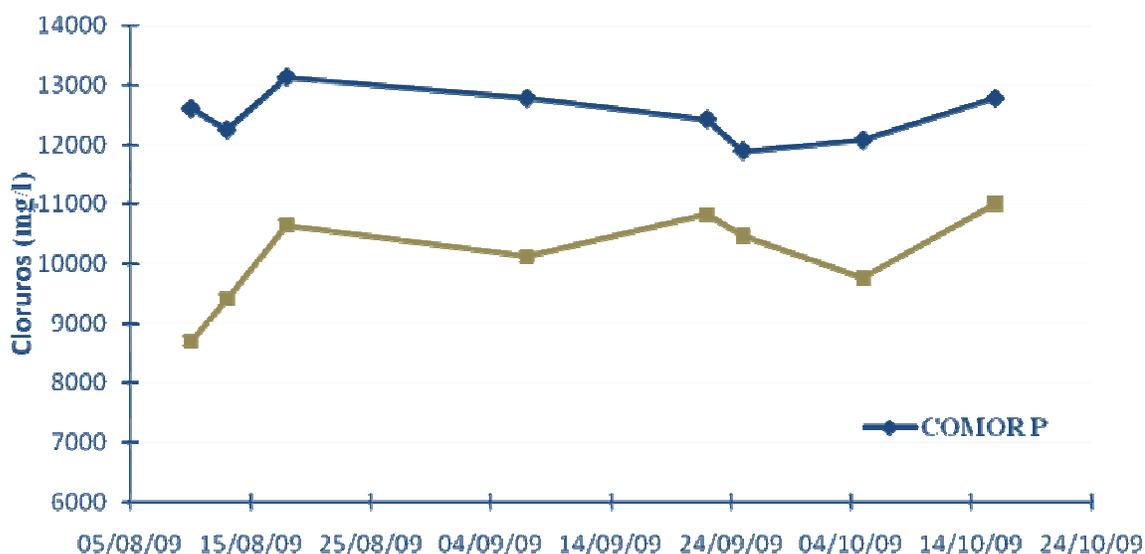


Figura 4.1 Concentración de cloruros en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Sulfatos

Este ión produce incrustaciones cuando se combina con calcio, bario y estroncio. Adicionalmente sirve como insumo para las bacterias reductoras de sulfato, que reducen el sulfato inorgánico en el agua y lo transforman en sulfuro dando origen a la formación de sulfuro de hidrógeno, el cual produce taponamiento y corrosión en el sistema. Utilizando los valores de la tabla B.2 se obtiene la figura 4.2, observándose que el comportamiento a lo largo del estudio es relativamente constante con rangos para COMOR P entre 7,3 – 9,1 mg/l y en el caso de COMOR XP entre 13,6 – 16,3 mg/l. El promedio del contenido de sulfato en el agua de COMOR presentado en la tabla 4.2 indica que el sulfato presente no es alto con respecto al límite establecido en el decreto 883 (1995), pero su

presencia indica que pueden vivir las bacterias sulfato reductoras en el sistema, ya que dichas bacterias sólo necesitan 1 mg/l de sulfato para proliferar y progresivamente aumentar el contenido de estas bacterias a valores mayores al permitido en estas aguas (máximo 10^2 UFC/ml) (Lipesa, 1998).

Tabla 4.2 Concentraciones promedio de sulfato obtenidas en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Sulfato (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	8,2	1.000	---
COMOR XP	15,0		

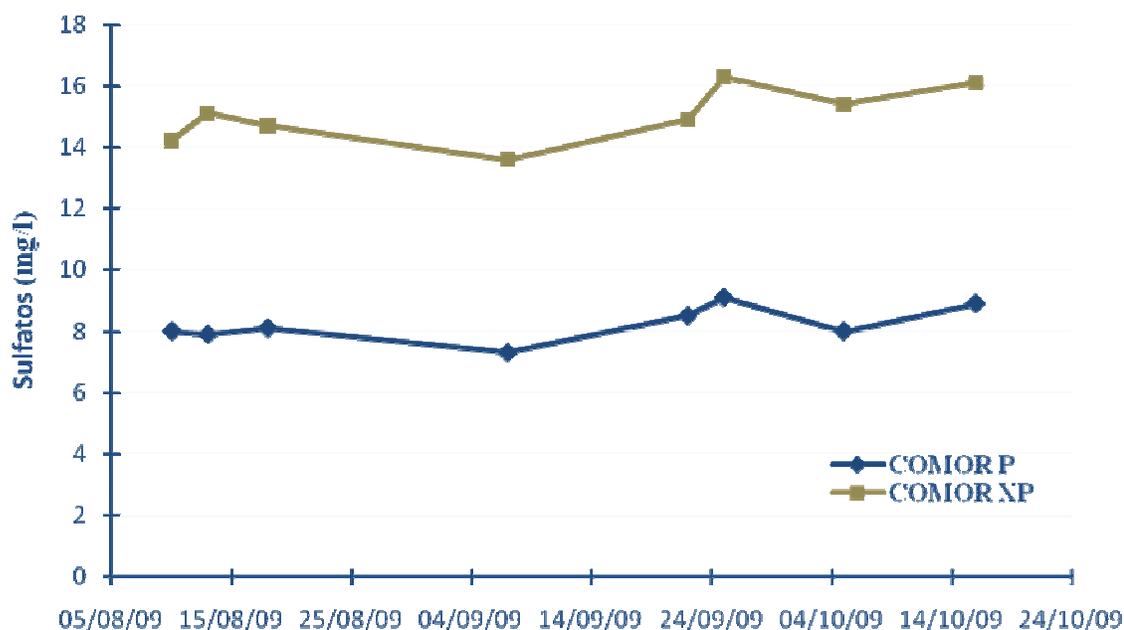


Figura 4.2 Concentración de sulfato en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Hierro total

El contenido natural de hierro en el agua de formación, es por lo general muy bajo, por esta razón es usado para monitorear el efecto de la corrosión. La

presencia de iones hierro puede originar compuestos insolubles, que ocasionen el taponamiento de los pozos inyectoros de agua, válvulas, tuberías, etc.

Los análisis de hierro en el agua dan a conocer el contenido de hierro soluble propio de la formación y el hierro producto de la corrosión que se desprende de las superficies metálicas de tuberías y equipos. En la tabla 4.3 se aprecian los valores promedio obtenidos en el análisis, y utilizando los valores de la tabla B.3 se obtiene la figura 4.3 en la que se aprecia el comportamiento durante el tiempo del estudio con un rango para COMOR P de 0,4 – 1,1 mg/l y COMOR XP entre 1,1 – 2,2 mg/l.

Cabe destacar que cuando se detectan valores tan altos que puedan superar los 10 ppm, seguramente se debe a la corrosión en tuberías y equipos de producción (Champion technologies, 2004); por lo que el hierro total que se determinó en el sistema es igual al hierro soluble propio de la formación y no por pérdidas de metal en las líneas de flujo, lo cual puede deberse al uso de producto inhibidor de corrosión inyectado actualmente en la entrada de los equipos de procesamiento de crudo llevado a cabo en COMOR. En promedio la concentración de hierro en el agua efluente tanto en COMOR P y XP se encuentran bastante bajos con respecto a los límites exigidos por el decreto 883 (1995) y por la Gerencia de Yacimiento del Distrito Morichal, esto indica que no es un factor determinante de corrosión.

Tabla 4.3 Concentraciones promedio de hierro total obtenidas en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Hierro total (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	0,7	10	10
COMOR XP	1,6		

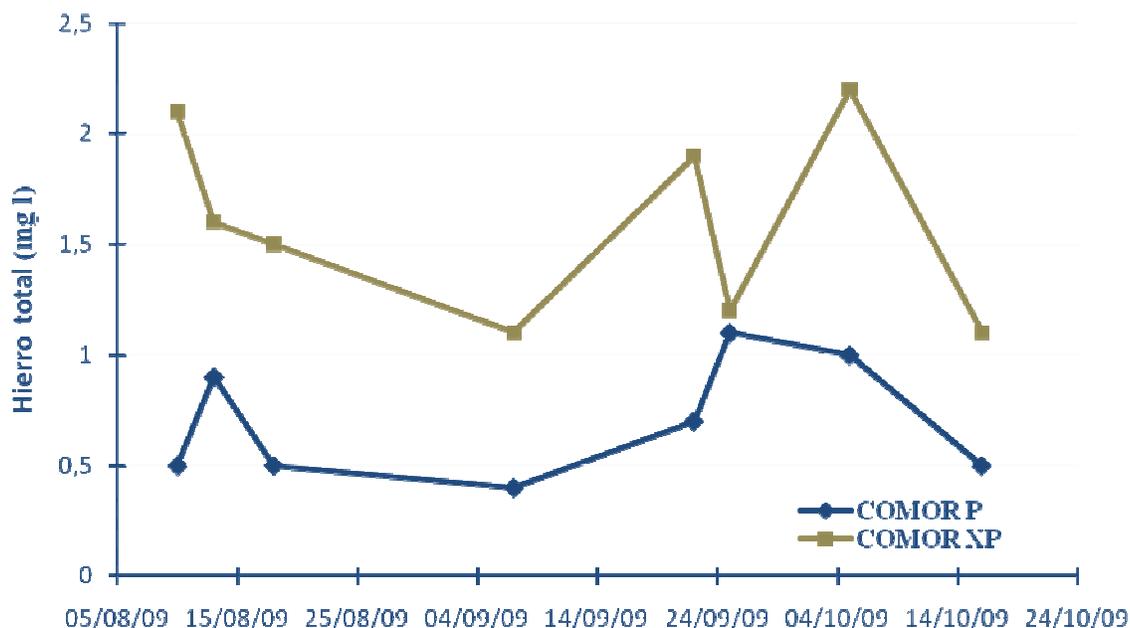


Figura 4.3 Concentración de hierro total en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Manganeseo

El manganeso no se encuentra presente de manera natural en las aguas que provienen de los procesos de deshidratación y desalación del crudo. Este metal forma parte de las aleaciones de las tuberías y su presencia en las aguas indica la corrosión de dichas tuberías; muy pocas veces se encuentran en concentraciones superiores a 1 mg/l (Lipesa, 1998).

En la tabla 4.4 se presentan los valores promedio obtenidos en el efluente de COMOR y el comportamiento a lo largo del estudio se aprecia en la figura 4.4 (construida con los valores de la tabla B.3), observándose un comportamiento cambiante desde 0,2 hasta 0,8 ya que el caudal de crudo que es tratado diariamente es diferente y en este sentido el arrastre de manganeso dependerá de ello. Es necesario tener en cuenta que el arrastre de manganeso tiene una tendencia bastante baja con respecto al límite dispuesto en el decreto 883 (1995) y el exigido por la Gerencia de Yacimiento del distrito, por lo que la corrosión en el

sistema de procesamiento de crudo es controlada como se mencionó anteriormente por la inyección de inhibidor de corrosión.

Tabla 4.4 Concentraciones promedio de manganeso obtenidas en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Manganeso (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	0,391	2	2
COMOR XP	0,538		

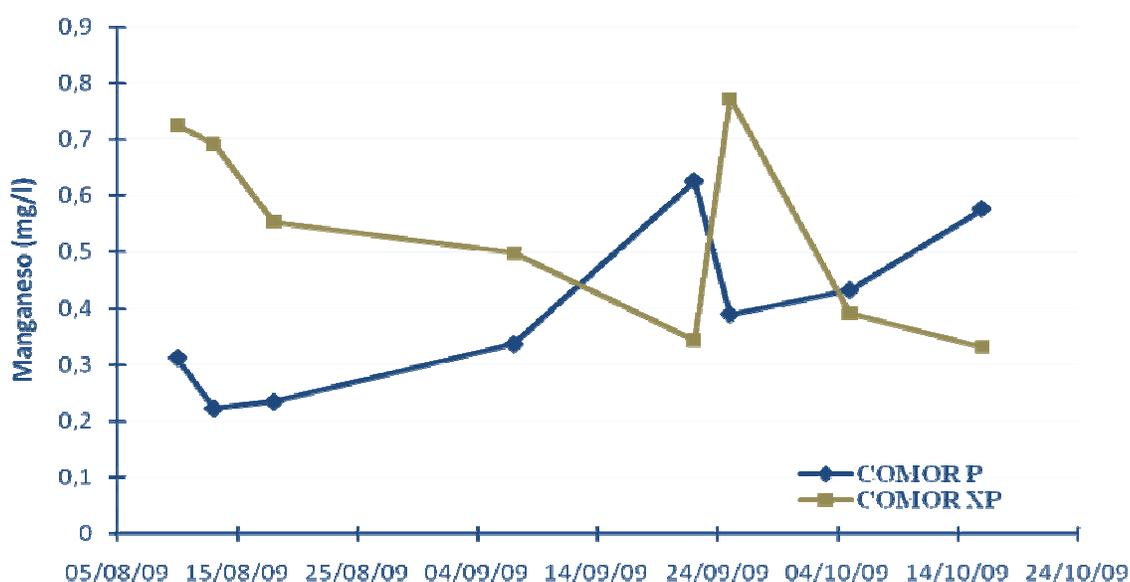


Figura 4.4 Concentración de manganeso en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Alcalinidad

La alcalinidad es una medida de la capacidad para neutralizar ácidos, es decir, es la medida de los compuestos alcalinos o básicos presentes en el agua. Contribuyen a la alcalinidad principalmente los iones bicarbonatos (HCO_3^-), carbonatos (CO_3^{2-}) y oxidrilos (OH^-). Generalmente el agua presenta alcalinidad

debido a la presencia de iones carbonatos y bicarbonatos cuando posee un pH menor a 8,3 y de carbonato e hidróxido cuando el pH del agua es mayor a 8,3 (Champion Technologies, 1991). Los iones presentes en el agua de COMOR son carbonatos y bicarbonatos ya que presentó un pH menor a 8,3 (tabla 4.8); cabe destacar que dichos iones pueden producir CO_2 generando corrosión en las tuberías y bombas.

Para calcular la alcalinidad se determinó el contenido de los iones bicarbonatos (HCO_3^-) y carbonatos ($\text{CO}_3^{=}$), la concentración de bicarbonatos es conocida (tabla B.4 del anexo A) mientras que el carbonato se reporta con un valor de cero debido a que el límite de detección de los equipos empleados no permite conocer su concentración. Utilizando los valores de la tabla B.4 se obtiene la figura 4.5, donde se presenta el comportamiento de la alcalinidad apreciando que alcanza valores entre 210,4 y 345,7 mgCaCO_3/l en el efluente de pesado, mientras que el agua de extrapesado varía entre 701,4 y 786,6 mgCaCO_3/l . En promedio la alcalinidad tienen valores característicos de aguas de formación de pozos profundos y existe la posibilidad de formación de incrustaciones (tabla 4.5).

Tabla 4.5 Alcalinidad promedio obtenidas en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Alcalinidad total ($\text{mg CaCO}_3/\text{l}$)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	283,7	---	---
COMOR XP	748,4	---	---

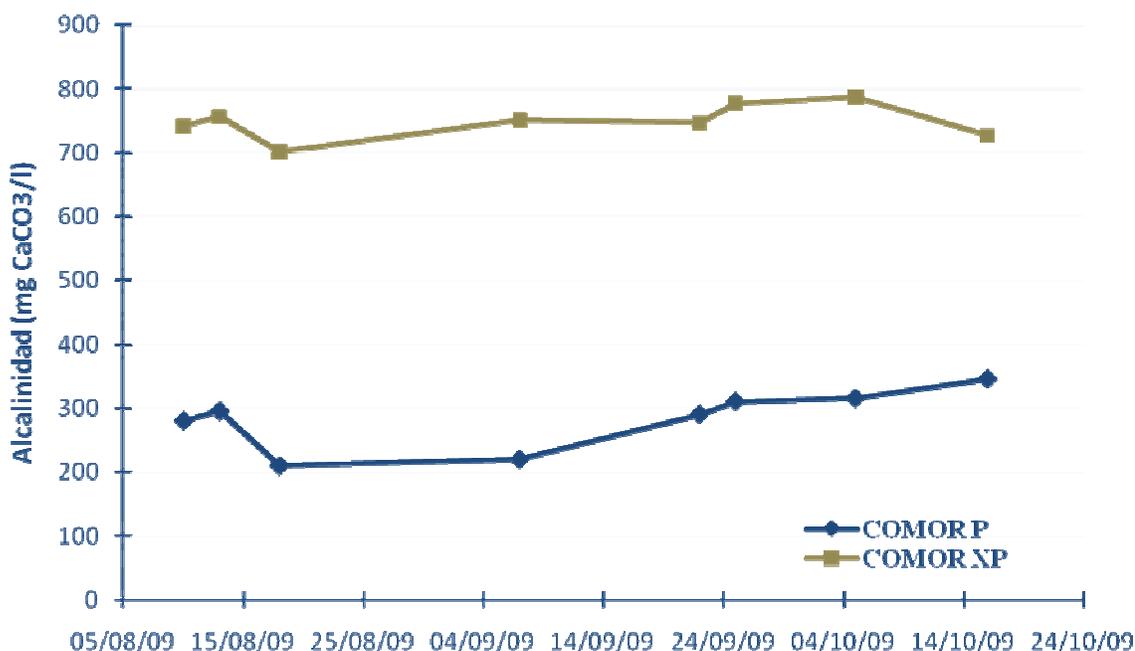


Figura 4.5 Alcalinidad en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ **Sólidos disueltos totales (SDT)**

Constituye la suma de todo el material disuelto en el agua, tanto orgánico como inorgánico. Altos valores de sólidos disueltos en el agua aceleran el proceso de corrosión, la disminución de los SDT en el agua se logra mediante la reducción o eliminación de sus componentes individuales. En aguas asociadas al petróleo pueden existir valores superiores a los 30.000 mg/l (Lipesa, 1998), en este caso en particular el promedio en COMOR P fue de 1.268 mg/l y en COMOR XP de 901 mg/l (tabla 4.6), lo que indica que la cantidad de SDT no es elevada. Por otro lado en la figura 4.6, construida con los valores de la tabla B.5, se observa que los SDT tomaron valores con el tiempo entre 618 y 1.662 mg/l en COMOR pesado, mientras que en extrapesado tienen un rango entre 667 y 1.377 mg/l, posiblemente en función proporcional de la cantidad de agua asociada al crudo procesado en COMOR diariamente.

Tabla 4.6 Sólidos disueltos totales (SDT) en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	SDT (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	1.268	---	---
COMOR XP	901		

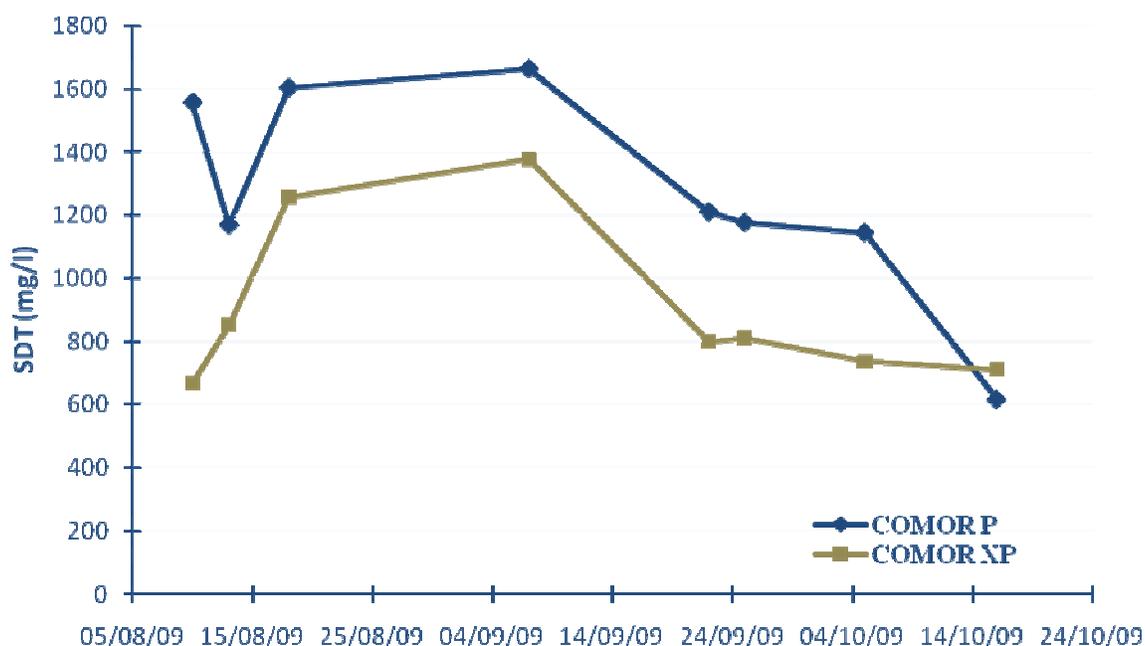


Figura 4.6 Sólidos disueltos totales (SDT) en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Conductividad eléctrica

La conductividad eléctrica es una medida de la capacidad que tiene un material para conducir la corriente eléctrica. Las aguas efluentes contienen partículas iónicas y por lo tanto poseen esta característica, cuanto mayor es la concentración de estos iones en el agua, la conductividad resultante es mayor. Por lo tanto, la conductividad eléctrica está directamente relacionada con la cantidad de materiales sólidos disueltos en el agua efluente. Los valores promedios para los efluentes de COMOR se encuentran reportados en la tabla 4.7, varía en un rango entre 1.052 – 2.540 $\mu\text{S}/\text{cm}$ para COMOR P y 1.330 – 2.130 $\mu\text{S}/\text{cm}$ en XP,

por otro lado la tendencia a lo largo del estudio se puede observar en la figura 4.7, construida con los valores de la tabla B.5. Como se menciono anteriormente la conductividad tiene una relación proporcional con el contenido de sólidos suspendidos, y se conoce que elevadas cantidades de dichos sólidos pueden acelerar la corrosión de tuberías, en este caso los valores de SDT (tabla 4.6) no son tan elevados por lo tanto la conductividad eléctrica no representa un parámetro contaminante de los efluentes en COMOR.

Tabla 4.7 Conductividad eléctrica promedio en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Conductividad eléctrica ($\mu\text{S}/\text{cm}$)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	1.875	---	---
COMOR XP	1.612	---	---

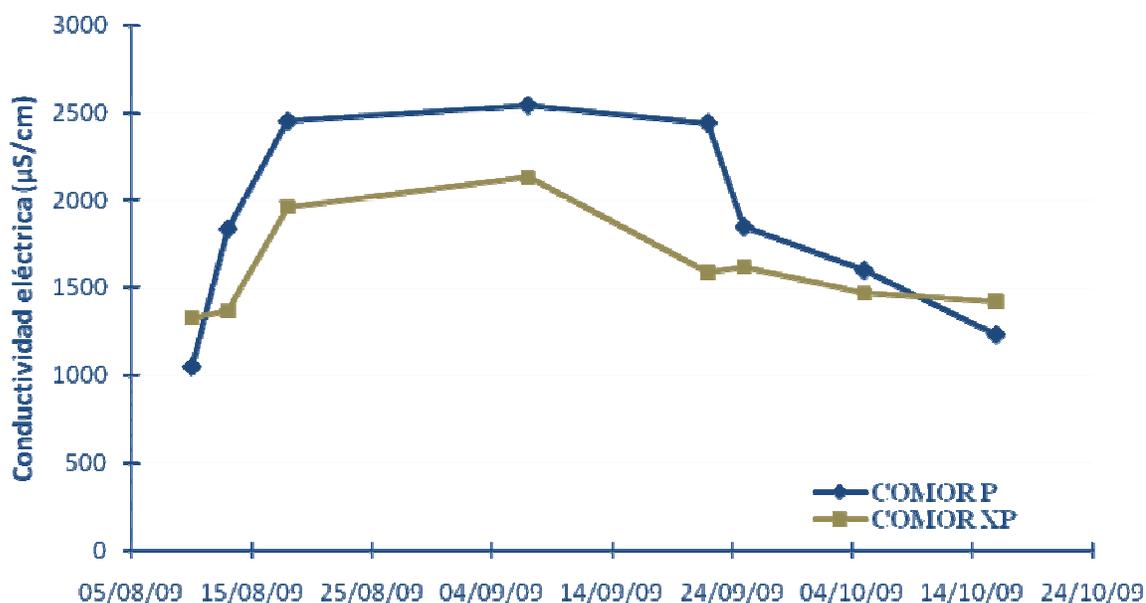


Figura 4.7 Conductividad eléctrica en el agua efluente de COMOR P y XP.

- pH

El pH es una escala indicadora del balance entre los iones hidrógeno (H^+) y los iones oxidrilos (OH^-), no se debe confundir en ningún caso con una medida cuantitativa del nivel alcalino o ácido de una sustancia disuelta en agua.

Este parámetro es definido como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno y en la mayoría de los campos petroleros las aguas tienen un pH que oscila entre 4 y 8 (Lipesa, 1998). Para los efluentes estudiados se encontraron valores promedio de 8,01 y 7,68 (ver tabla 4.8), dichos valores son aceptables para la calidad deseada en el agua ya que están dentro del rango permisible por el decreto 883 (1995) y por la Gerencia de Yacimientos Morichal. La variación del pH en el tiempo se encuentra entre 7,53 y 8,65 en COMOR P; mientras que para COMOR XP va desde 7,09 hasta 8,75, y se puede observar en la figura 4.8 (construida con los valores de la tabla B.6) que tiene un comportamiento constante.

Tabla 4.8 Valor promedio de pH en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	pH		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	8,01	6 - 9	6 - 9
COMOR XP	7,68		

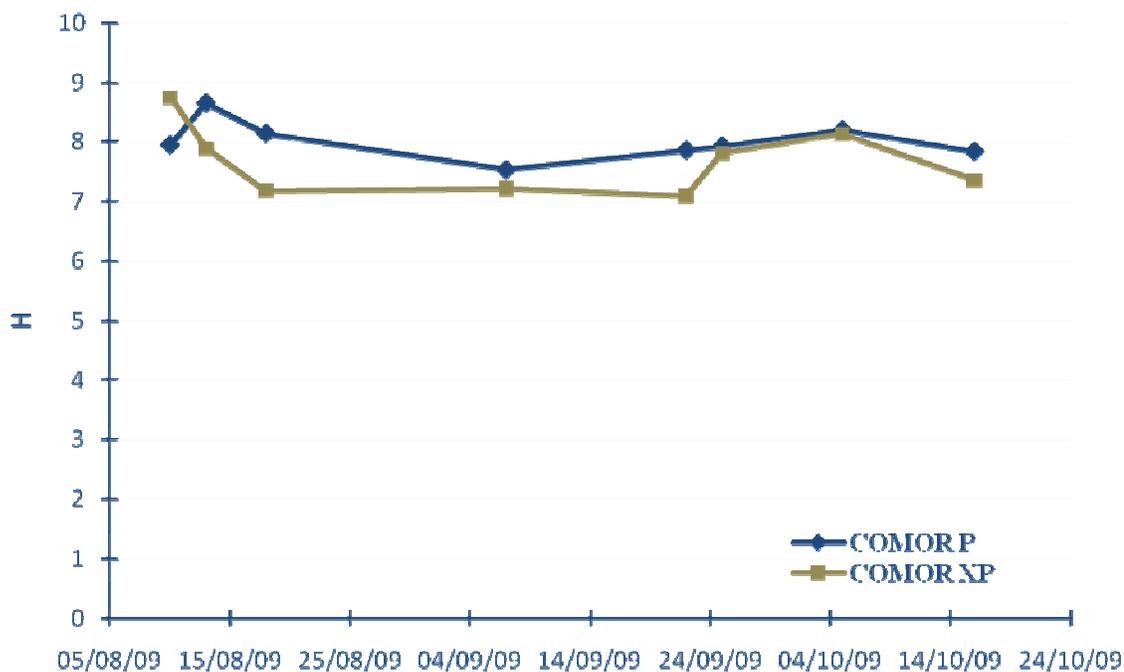


Figura 4.8 Valores de pH obtenidos en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Temperatura

La variación de temperatura es importante a la hora de considerar el diseño de un sistema de tratamiento de agua. Los minerales más comunes que forman incrustaciones muestran una solubilidad inversa con la temperatura, adicionalmente un aumento en la temperatura aumenta la tasa de corrosión. Con los valores de la tabla B.6 se construyó la figura 4.9 donde se muestra el comportamiento de la temperatura durante el estudio, encontrándose un promedio de 186 y 144 °F (85,56 y 62,22 °C) para los efluentes pertenecientes a COMOR P y XP, respectivamente (tabla 4.9). El crudo pesado y extrapesado requiere de temperaturas elevadas para disminuir su viscosidad al ser procesado en equipos de deshidratación y desalación, por lo tanto la temperatura del agua efluente es alta y esto aumenta la probabilidad de que existan incrustaciones minerales y corrosión en el sistema.

Tabla 4.9 Valor promedio de temperatura en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Temperatura (°F)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	186	---	---
COMOR XP	144		

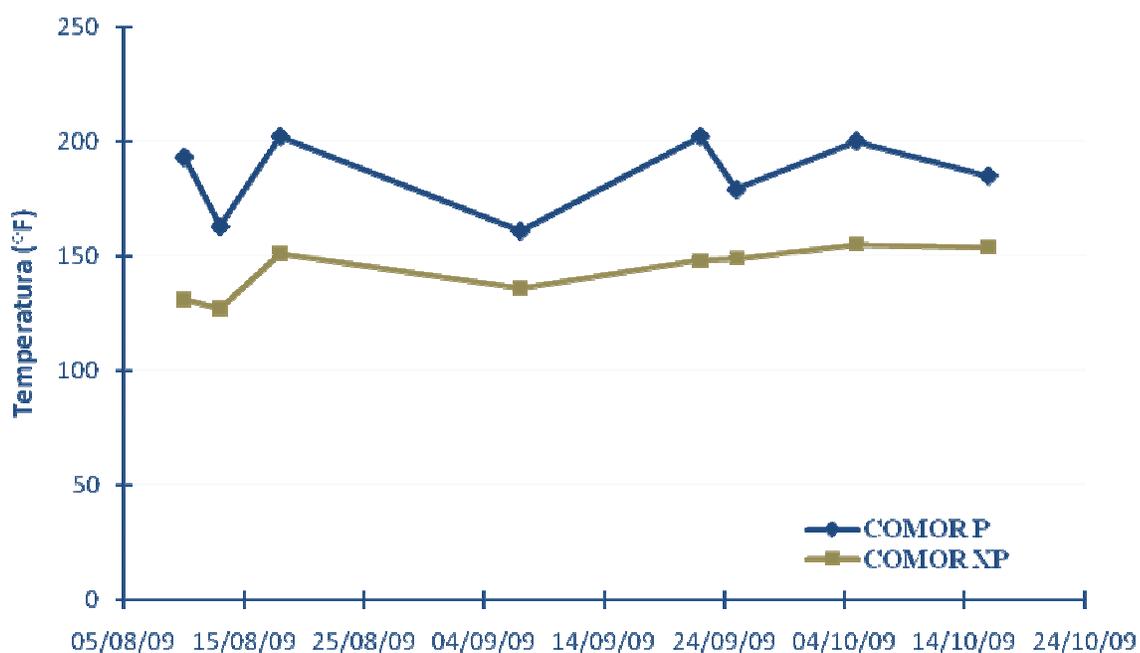


Figura 4.9 Valores de temperatura obtenidos en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ **Crudo en agua**

El aceite disperso en el agua forma coágulos con los sólidos y puede taponar la formación, además, si existen sistemas de filtración pueden verse afectados. La cantidad de crudo es una de las variables críticas del proceso, ya que al estar presentes en el agua, tiende a adherirse a los poros de la formación, produciendo taponamiento y por ende pérdida de inyectividad. Los valores promedios en COMOR P y XP es de 432 y 526 mg/l, respectivamente y se muestran en la tabla 4.10. Utilizando los valores de la tabla B.7 se obtiene la figura 4.10. Es de hacer notar que no se cumple con las exigencias establecidas por la Gerencia de Yacimiento en el distrito Morichal (≤ 10 mg/l) ni con el decreto 883 (1995), y son valores elevados consecuencia de la separación crudo-agua poco eficiente realizada en COMOR. Por lo tanto la concentración de crudo total emulsionado que recibe el SIAE, y a su vez recibirá la planta de tratamiento, producto de las corrientes de efluente proveniente de COMOR P y XP, es de 958 mg/l.

Tabla 4.10 Promedio de la concentración de crudo presente en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Crudo en agua (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	432	20	10
COMOR XP	526		

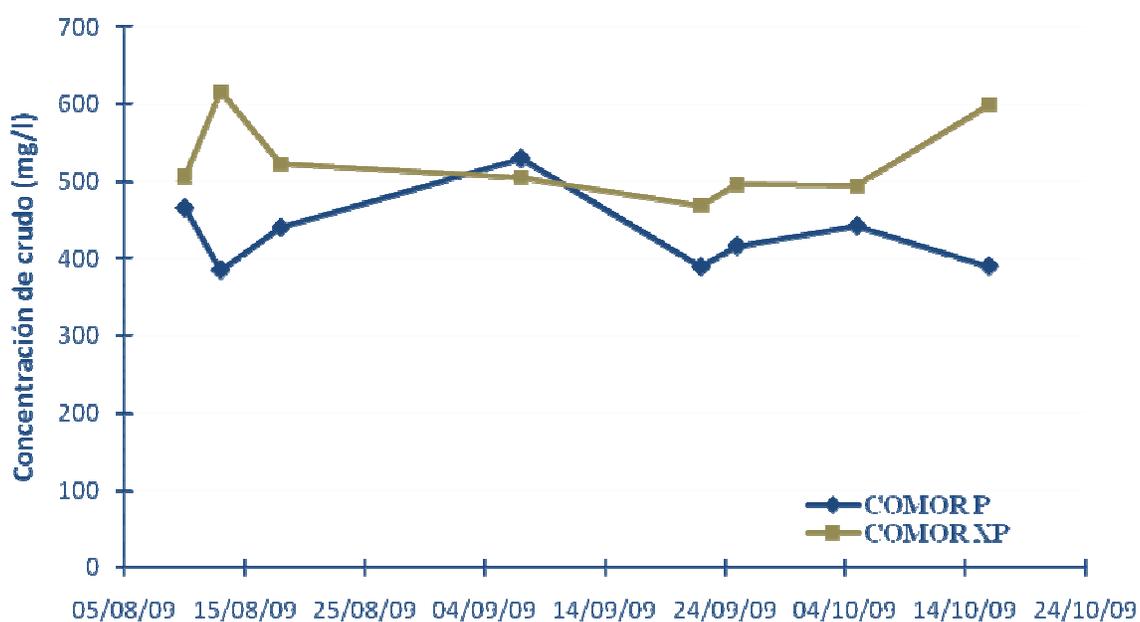


Figura 4.10 Contenido de crudo en el agua efluente de COMOR P y XP.

▪ Oxígeno disuelto

El oxígeno disuelto aumenta significativamente el poder corrosivo del agua, pero está ausente en las aguas de formación. El oxígeno disuelto puede combinarse con los iones de hierro para producir óxidos de hierro insolubles, que causan taponamiento en los pozos inyectoros y es una de las causas más comunes de corrosión. Adicionalmente, representa un insumo para el aumento de bacterias aeróbicas y otras especies marinas que pueden ocasionar problemas diversos en estos sistemas. Por estas razones, cuando se sospeche la presencia de oxígeno disuelto, debe ser eliminado en las plantas de inyección de agua, mediante tratamientos químicos y mecánicos. En la figura 4.11 (construida con los valores de la tabla B.8) se puede observar que el contenido de oxígeno en el agua efluente es bajo, con un promedio de 32 ppb en COMOR P y 36 ppb en COMOR XP (tabla 4.11), siendo a valores mayores a 50 ppb cuando comienza a originarse problemas de

corrosión por este parámetro (Champion Technologies, 1991). Por otro lado la poca presencia de oxígeno puede ser indicio de posible formación de bacterias sulfato reductoras, las cuales proliferan en ausencia del mismo, dando lugar a la corrosión inducida por microorganismos.

Tabla 4.11 Promedio de la concentración de oxígeno disuelto presente en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Oxígeno disuelto (ppb)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	32	---	---
COMOR XP	36		

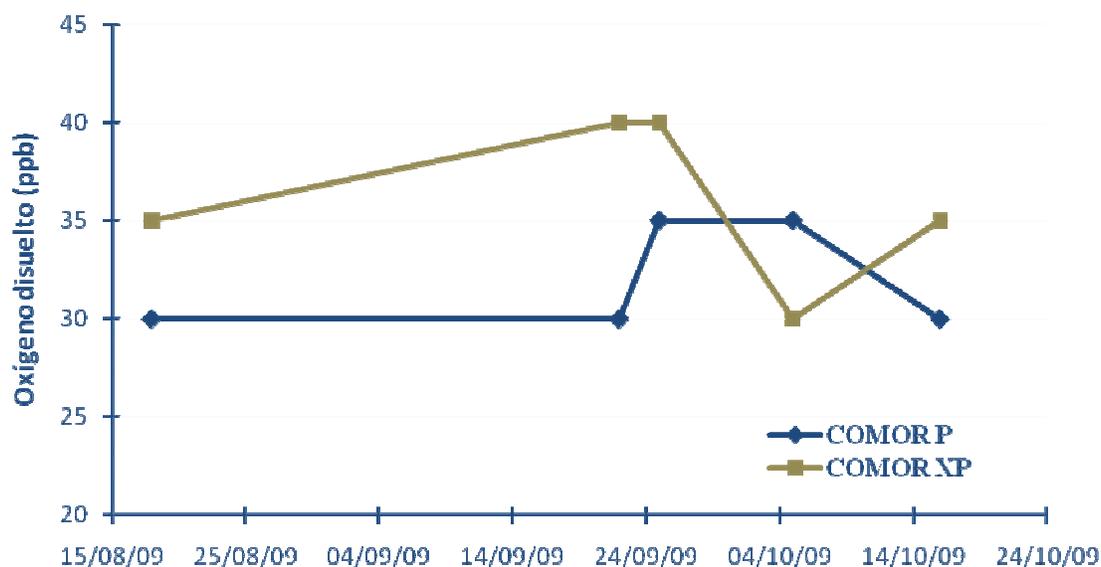


Figura 4.11 Contenido de oxígeno disuelto en el agua efluente de COMOR P y XP

- **Dureza**

La dureza está representada por la presencia conjunta de iones de calcio y de magnesio en el agua, sin embargo existen otros elementos que aportan en cierto grado dureza al fluido y precipitaciones en la tubería y en la formación como lo son: el hierro, manganeso, cobre, bario, plomo, zinc y trazas de otros elementos metálicos como el aluminio. Debido a que estos elementos se encuentran presentes en cantidades muy bajas, la dureza y por ende los depósitos de

incrustaciones se atribuyen principalmente a sales de calcio y magnesio. El calcio es uno de los cationes que está en mayor cantidad en las aguas saladas, asociadas al crudo. Su determinación es importante, debido a que al combinarse con los iones carbonatos, bicarbonatos y sulfatos, y en presencia de altas temperaturas como la manejada en COMOR, pueden formar escamas que se adhieren a las paredes internas de los equipos y tuberías formando incrustaciones por precipitación. Utilizando los valores de la tabla B.9 se obtiene la figura 4.12, los valores promedio obtenidos en COMOR P y XP se presentan en la tabla 4.12, considerándose el agua como muy dura ya que los valores de dureza sobrepasan los 300 ppm (Lipesa, 1998).

Tabla 4.12 Promedio de dureza total presente en el agua efluente de COMOR P y XP.

Planta	Dureza total (mg CaCO ₃ /l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	1.157,3	---	---
COMOR XP	1.435,4		

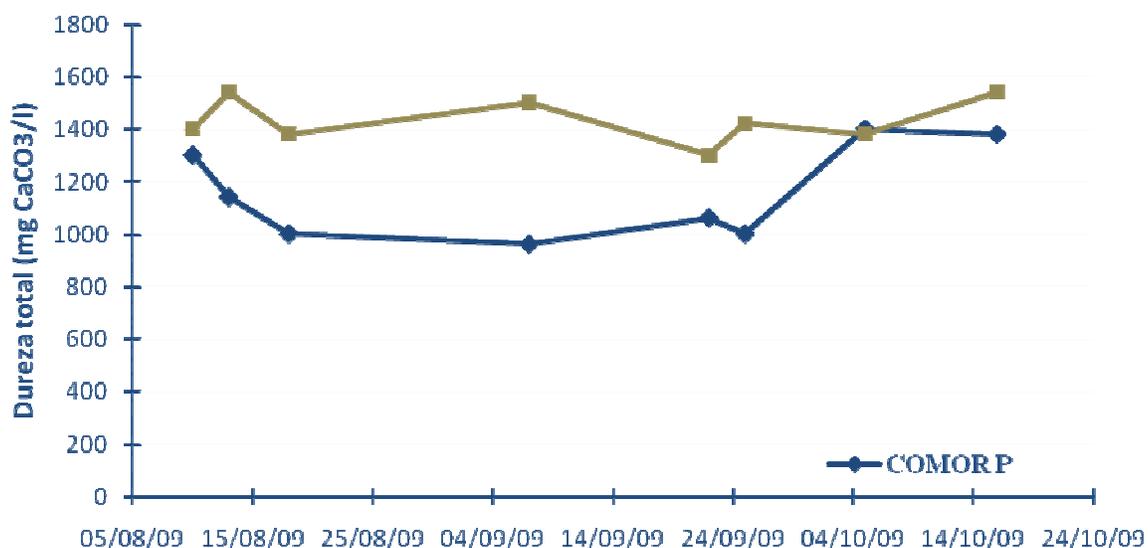


Figura 4.12 Contenido de dureza total en el agua efluente de COMOR P y XP.

- **Bacterias sulfato reductoras (BSR)**

Las bacterias sulfato reductoras causan problemas en los sistemas de producción petrolera. Estas bacterias anaeróbicas producen sulfuro de hidrógeno al reducir el sulfato. El sulfuro de hidrógeno además de ser un gas extremadamente tóxico, es de naturaleza corrosiva y se combina con las sales ferrosas para dar sulfuro de hierro de color negro. Estas bacterias forman una biopelícula sobre la superficie del metal, que ocasiona cambios químicos en las proximidades de la misma y por lo tanto, inducen el proceso de corrosión. El sulfuro de hierro puede obstruir filtros y pozos de inyección, especialmente si está mojado con petróleo, por otro lado puede depositarse sobre el acero y producir más corrosión debido a su naturaleza catódica con respecto al acero.

Las BSR pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, taponando los espacios porosos con ellas mismas o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos, lo que ocasiona grandes reducciones en la inyectividad del pozo. Por las razones anteriormente expuestas se realizó la incubación de BSR, encontrándose una concentración de 10^2 UFC/ml de BSR en un lapso de 7 días (tabla 4.13) lo que indica una proliferación moderada de bacterias. En la figura 4.13 se puede observar la coloración oscura que presentaron los viales inoculados correspondientes a la muestra tomada en la laguna A del SIAE COMOR, indicando la presencia de 10^4 UFC/ml de BSR. En vista de los resultados obtenidos, es necesaria la inyección de un producto químico (biocida) que permita disminuir la concentración de BSR hasta un máximo de 10^2 UFC/ml, siendo esta la concentración máxima requerida generalmente en los campos petroleros (Lipesa, 1999).



Figura 4.13 Colonias de BSR en el agua efluente de COMOR al finalizar el estudio.

Tabla 4.13 Colonias de bacterias sulfato reductoras en el agua efluente de COMOR.

Fecha de inicio	BSR (UFC /ml)			
19/09/09	7 días	14 días	21 días	28 días
	10^2	10^3	10^4	10^4

▪ **Sólidos suspendidos totales (SST)**

Son partículas flotantes o suspendidas en el agua, que pueden ser separadas del líquido por medio de la filtración. Se mantienen en el agua debido a su naturaleza coloidal, que viene dada por las pequeñas cargas eléctricas que poseen estas partículas, razón por la cual tienen una cierta afinidad por las moléculas de agua. A veces, es muy difícil su eliminación, y es necesaria la adición de agentes coagulantes y floculantes, que modifican su carga eléctrica, consiguiendo que se agrupen en flocúlos de mayor tamaño para así poder separarlos mediante filtración.

La cantidad de sólidos suspendidos totales se midió por el peso de materia retenida en un filtro de 0,45 micras de porosidad, cuando pasa una cantidad conocida de agua a través de la membrana. Representan la base para determinar la tendencia de corrosión, incrustaciones, arenamiento, ensuciamiento, crecimiento microbiológico y otros daños a la formación en pozos inyectoros y es un indicador de la eficiencia de los sistemas de filtración, además es uno de los parámetros que aporta más información en el procedimiento de selección de productos clarificantes. De la misma manera es sumamente importante para identificar necesidades de paradas y limpieza de los equipos, cambios de diseño y nuevas instalaciones.

Tabla 4.14 Concentración de sólidos suspendidos totales en el agua efluente de COMOR.

Planta	SST (mg/l)		
	Promedio	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos Morichal
COMOR P	59	80	10
COMOR XP	68		

El análisis del comportamiento de esta variable se realiza con la finalidad de conocer si el agua cumple con las especificaciones exigidas en el distrito Morichal por la Gerencia de Yacimiento (< 10mg/l) y por el decreto 883 (1995) (< 80mg/l). Los resultados se muestran en la tabla 4.14, en los cuales se observa que los efluentes de COMOR P y XP presentan concentraciones de 59 y 68 mg/l de sólidos suspendidos respectivamente, y son valores elevados por lo que el sistema no cumple con la especificación exigidas. La concentración total de sólidos suspendidos en el efluente COMOR es de 127 mg/l. Estos sólidos suspendidos están compuestos por material inorgánico, tales como carbonato de calcio, sulfuro, hierro (sales de baja solubilidad) y las arenas removidas en el proceso de deshidratación y desalación del crudo. Es importante aplicar tratamientos fisicoquímicos para la remoción de los mismos, a fin de lograr la clarificación del agua hasta alcanzar los límites permitidos.

4.2 Selección de la combinación de equipos requeridos para que el efluente cumpla con las especificaciones ambientales vigentes

Una vez caracterizada el agua efluente de COMOR es necesario comparar dichos parámetros con los permitidos por la ley ambiental venezolana, conforme al artículo 10 del decreto 883 (1995) sobre “Normas para la clasificación y control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos”. En el distrito Morichal el agua efluente es llevada al subsuelo; específicamente al yacimiento por lo que la Gerencia de Yacimientos, conforme al artículo 17 - sección B del decreto ya mencionado, fija los valores de ciertos parámetros para la inyección. En la tabla 4.15 se muestran los límites máximos exigidos tanto por la ley ambiental como por la Gerencia de Yacimientos, además de los determinados en la caracterización del efluente en COMOR. En dicha tabla se puede apreciar que los niveles de aceites y grasas, BSR y sólidos suspendidos totales (SST) sobrepasan los valores permisibles por lo que el tratamiento a aplicar se debió enfocar a disminuir dichos parámetros.

Tabla 4.15 Valores promedio de la caracterización fisicoquímica del agua efluente de COMOR, especificaciones ambientales y valores establecidos por PDVSA.

Parámetros	Efluente COMOR	Límite establecido en el decreto 883 (Art. 10)	Límite exigido por la Gerencia de Yacimientos, distrito Morichal
Aceites y grasas (mg/l)	958	20	10
Cloruros (mg/l)	11.305	1.000	---
BSR (UFC/ml)	10 ⁴	10 ²	10 ²
Hierro total (mg/l)	1,2	10	--
Manganeso (mg/l)	0,465	2	--
pH	7,85	6-9	6-9
SST (mg/l)	127	80	10
Sulfatos (mg/l)	11,6	1.000	--

Con el fin de homogeneizar las características del efluente de COMOR y además proporcionar un flujo adecuado para la planta, se debe mezclar tanto el agua efluente proveniente del área de pesado y extrapesado como el recolectado por pluviosidad en un tanque con la capacidad como capacidad determinada en el capítulo III correspondiente a 81.825 bls más un 30% adicional como factor de seguridad en caso de presentarse una contingencia, lo que establece un requerimiento de un tanque de aproximadamente 110.000 bls.

El sistema de tratamiento del efluente de COMOR constará en su primera etapa de un separador API, con el fin de lograr una disminución efectiva del contenido de los hidrocarburos libres y los sólidos sedimentables presentes. Debido a que el agua debe ser bombeada desde cada estación hasta la planta, el crudo libre se emulsionará por efectos de la mezcla mecánica originada por las bombas, por lo tanto se hace necesario incorporar al tratamiento una segunda etapa que conste de un sistema de flotación por gas inducido (IGF) con previa inyección de un químico desemulsificante que contribuya con el rompimiento de la emulsión y la aglomeración de las partículas contaminantes con velocidad de ascenso baja. Aunque el IGF es eficiente en la remoción de crudo emulsionado se debe adicionar una tercera etapa con un filtro cáscara de nuez para que el efluente alcance las especificaciones requeridas tanto en aceites y grasas como en sólidos suspendidos totales.

En la tabla 4.16 se muestran las concentraciones de contaminantes esperadas a la salida de cada uno de los equipos de tratamiento propuestos de acuerdo a la eficiencia de los mismos y en función de la caracterización inicial del efluente reportada en la tabla 4.15.

Tabla 4.16 Cantidad de crudo y sólidos suspendidos a la salida de cada unidad.

Equipo	Crudo libre	Crudo emulsionado	Sólidos suspendidos
---------------	--------------------	--------------------------	----------------------------

API	82,2 mg/l	--	--
IGF	--	95,8 mg/l	12,7 mg/l
FCN	4,1 mg/l	4,8 mg/l	< 1 mg/l

▪ **Separador API**

Es una unidad que separa por diferencia de gravedad, se logra una disminución eficiente del contenido de los hidrocarburos libres y los sólidos sedimentables. Por otro lado son relativamente económicos y de poca complejidad operacional razón por la cual son ampliamente utilizados en la industria petrolera en comparación con el CPI. El flujo de agua proveniente de COMOR contiene 411 mg/l de crudo libre de acuerdo a la condición considerada en el capítulo III, donde el contenido total de grasas y aceite es de 1.369 mg/l de los cuales 30% es libre. Esta corriente fluye a la zona de entrada del separador API por un canal de pre-separación cubierto que reduce la velocidad del flujo de las tuberías de acceso y remueve el material flotante y el crudo. Para su remoción cuenta con un desnatador y removedor de sólidos flotantes.

La zona de entrada contempla el ingreso del efluente al estanque de separación, el cual se hace a través de un número de compuertas de fondo por canal, y posteriormente, una pantalla de distribución para garantizar la entrada en forma adecuada a la zona de separación. Al encontrarse en los canales de la zona de separación se disponen de tolvas de recolección de lodos para recolectar los sólidos sedimentables, desnatadoras y pantallas de retención para remover el crudo. Tanto el crudo como los sólidos removidos son enviados a una tanquilla de recolección.

La zona de salida consta de un vertedero colocado después de una pantalla de retención de crudo y el agua fluye por arriba a un canal que lo envía al sistema de flotación por gas inducido con un contenido final de 82,2 mg/l de crudo libre (tabla 4.16). Los separadores API tienen una eficiencia de remoción de crudo libre de 80% y más (Intevep, 1999).

- **Sistema de flotación por gas inducido (IGF)**

El IGF está diseñado para proveer 90% o más de eliminación del petróleo y 90% de eliminación de sólidos suspendidos (Intevep, 1999). En la segunda etapa de tratamiento se tomó en cuenta que el contenido de crudo que se estima entrará a esta unidad es de 921 mg/l, siendo esta cantidad el 70 % del crudo total como se consideró en el capítulo III, mientras que el valor de los sólidos suspendidos es de 127 mg/l (tabla 4.15). Antes de entrar a la unidad de flotación se aplicará una adición de química de coagulante- floculante para desestabilizar las partículas pequeñas y unir las hasta formar un flóculo de mayor tamaño, y así incrementar la eficiencia de separación de las fases.

Una vez en el IGF se introducen pequeñas burbujas por debajo del agua a condiciones de vacío, las cuales arrastran hasta la superficie el crudo y los sólidos en suspensión donde son removidos por un desnatador auto-ajustable, para luego ser enviados a la tanquilla recolectora. El agua tratada será bombeada con un contenido de 95,8 mg/l de crudo emulsionado al filtro cáscara de nuez, para que logre disminuir la concentración de crudo total de 178 mg/l a por lo menos 10 mg/l para cumplir con las especificaciones de salida establecidas. En cuanto a los sólidos suspendidos se estima que alcanzará un valor de 12,7 mg/l, siendo este menor al establecido por el decreto 883 (1995) y se encuentra reportado en la tabla 4.16.

Por otra parte se debe resaltar en este caso que el agua tratada es utilizada para la reinyección en yacimientos y no es deseable la incorporación de oxígeno en el agua para evitar corrosión, por lo que es más conveniente utilizar IGF en vez de DAF, ya que este último utiliza aire disuelto en el proceso y libre de oxígeno, mientras que el sistema inducido utiliza nitrógeno o metano. La utilización de un DAF en este estudio implicaría un tratamiento adicional para eliminar el oxígeno e incrementaría los costos de la planta.

- **Filtro cáscara de nuez (FCN)**

En esta etapa el agua proveniente del IGF se pondrá en contacto con un lecho de cáscara de nuez negra molida perteneciente al filtro propuesto, dicho lecho posee un área de adsorción de gran tamaño que permite la fácil adhesión del aceite a su superficie y por ende en este filtro se logra remover grandes cantidades de crudo y de sólidos en el agua. Un FCN bajo condiciones de operación normales, elimina del 95% de los sólidos de tamaño y de 90 a 95% de aceites (Nalco, 2000), dicho esto el agua tratada en esta unidad se espera alcance y mejore el valor de las especificaciones establecidas por la normativa ambiental y lo exigido en la Gerencia de Yacimiento con un contenido de 8,9 mg/l de crudo y menos de 1 mg/l de sólidos suspendidos (tabla 4.16).

Es importante conocer que los filtros cáscara de nuez no requieren una fuente externa de agua para realizar el retrolavado, debido a que se puede redireccionar el agua que se está tratando al fondo del filtro a fin de provocar una fluidización del lecho y por ende un desprendimiento de las partículas de crudo y sólidos que estén adheridas, reincorporando luego el agua al sistema de tratamiento, de forma tal que se forme un sistema cerrado. Este ciclo de retrolavado tiene una duración de 10 a 15 minutos y es activado automáticamente después de que se llegue a la condición de saturación del filtro que es de aproximadamente 30 horas de trabajo del filtro (Nalco, 2000).

Cabe destacar que se pueden utilizar filtros de otro tipo de lechos como el caso de lechos de arena, grava, etc., pero necesitan un volumen de agua limpia adicional para el proceso de retrolavado que paulatinamente incrementa el volumen de agua que ha de manejar la planta. Además, cuando los materiales han culminado su ciclo de vida útil no se pueden seguir regenerando y se convierte en un grave problema ambiental la disposición que ha de dársele a estos sólidos contaminados.

La combinación de los equipos anteriormente mencionados representa la opción idónea desde el punto de vista técnico, que reducirá notablemente la cantidad de crudo y sólidos suspendidos contaminantes, garantizando de esta forma, la calidad del agua a la salida del proceso para disponerla como reinyección a yacimientos. En la figura 4.14 se aprecia el esquema general del

sistema de tratamiento propuesto para los efluentes de producción del Centro Operativo Morichal (COMOR) de PDVSA.

4.3 Establecimiento de la disposición del crudo y sólidos excedentes en el proceso de tratamiento del efluente de producción

Una vez finalizado el tratamiento de las aguas de producción petrolera y de acuerdo al sistema establecido se recolectan, en tanquillas diseñadas para tal fin, distintos tipos de residuales conformados por crudo, agua y sólidos; éstos provienen del fondo del separador API, del sistema de flotación por gas inducido y del filtro cáscara de nuez. En las tanquillas de residuales se realizará la separación satisfactoria de dos capas después de una o dos horas de residencia del residual.

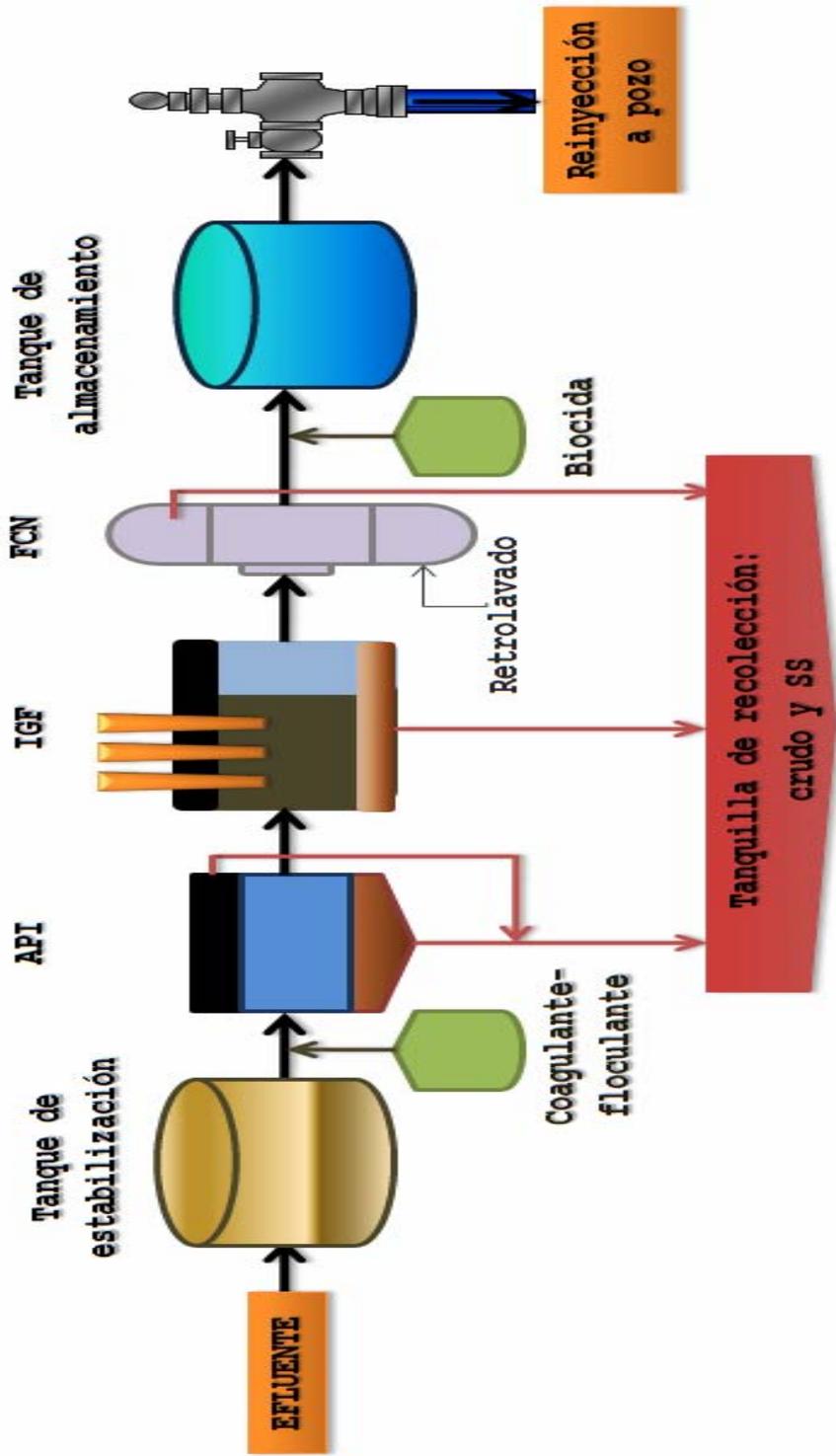


Figura 4.14 Sistema de tratamiento propuesto para los efluentes de producción de COMOR.

La primera capa consta de hidrocarburos sobrenadantes y agua que a través de paletas desnatadoras son arrastrados a otro compartimiento de la tanquilla, la segunda capa formada por agua, sólidos y normalmente menos del 10% de hidrocarburos se queda en la cámara inicial.

El crudo separado será una mezcla de pesado y extrapesado por lo que se debe incorporar en un punto donde no provoque ningún ensuciamiento, complicación o alteración en las especificaciones del crudo para su comercialización. Esta corriente contiene un alto valor energético y económico, por esta razón la misma se introducirá en los tanques de carga de COMOR XP, ya que éstos reciben la producción diluida del crudo extrapesado para su acondicionamiento y por lo tanto no modificará la calidad del producto final.

El residual conformado por sólidos, agua e hidrocarburos se conoce como lodo petrolizado y es un grave problema debido a que el decreto N° 2635 (1998) para el manejo de los desechos tóxicos y peligrosos de la ley ambiental vigente lo clasifica como un residuo peligroso, conforme al artículo 54 de dicho decreto las arenas de producción, suelos contaminados con hidrocarburos y lodos aceitosos provenientes de fondos de tanques de almacenamiento de crudos y separadores crudo-agua, podrán disponerse por biotratamiento o esparcimiento en suelo.

Los desechos sólidos a tratar en COMOR están contaminados con hidrocarburos por ello es recomendable realizar biotratamiento en fosas donde se incluye la composición y dosificación de biomasa vegetal, estiércol y fertilizantes para acelerar procesos de biorremediación. Para llevar a cabo esta práctica el artículo 53 describe que el sedimento contaminado debe contener hidrocarburos biodegradables entre 1 y 10%, no debe exceder las concentraciones máximas permisibles en lixiviados descritas en la tabla D.1 del anexo D y cumplir con los parámetros descritos en la tabla D.2 del anexo D.

Previo al proceso se debe realizar la captación y análisis de muestras de residual con el fin de conocer las características del mismo y poder calcular el volumen de suelo y aditivos necesarios a mezclar con el sedimento para cumplir con los valores establecidos. En cuanto a la mezcla suelo/sedimento es importante generar estudios de factibilidad técnica y económica, y en caso de no ser factible

se deben evaluar otras formas de disposición. Un vez realizado el biotratamiento se realiza el cegado de la fosa y se establece una cobertura vegetal en el área saneada.

4.4 Realización de un estudio de costos clase IV para la combinación de equipos seleccionados

El estudio de costos del sistema de tratamiento propuesto para el Centro Operativo Morichal de PDVSA se hizo en función del costo directo representado principalmente por los equipos a ser utilizados; estos dependen directamente del caudal de efluente a tratar determinada en el capítulo III de 81.825 bls/día, así como también el costo total aproximado de las unidades principales que es de 5.945.000 Bs.F. (tabla 3.9).

En la tabla 4.17 se muestra la inversión del capital para una planta que procesa sólidos y líquidos mediante la sustitución de los porcentajes asignados a cada rubro en la tabla 3.2; cabe destacar que se realizaron ajustes de algunos porcentajes conforme a requerimientos de la empresa en los costos indirectos.

Tabla 4.17 Estimación de costos del sistema de tratamiento seleccionado para el agua efluente de COMOR, en base a los costos de los equipos principales.

Elementos	Porcentaje del costo del equipo entregado*	Costos (Bs.F.)
COSTOS DIRECTOS		
Equipo adquirido y entregado (incluyendo equipo fabricado y maquinaria para el proceso)	100	5.945.000
Instalación del equipo adquirido	39	2.318.550
Cañerías y tuberías (instaladas)	31	1.842.950
Instalaciones eléctricas (colocadas)	10	594.500
Obras civiles (incluyendo servicios)	29	1.724.050
Mejoras del terreno	10	594.500
Costo directo total de la planta	219	13.019.550
COSTOS INDIRECTOS		

Ingeniería y supervisión	25	1.486.250
Gastos de construcción	20	1.189.000
Costos directos e indirectos de la planta	264	15.694.800
Honorarios del contratista (\approx 5% de los costos directos e indirectos de la planta)	13	772.850
Eventuales (\approx 10% de los costos directos e indirectos de la planta)	22	1.307.900
Inversiones de capital fijo	299	17.775.550
Capital de trabajo (\approx 15% de la inversión del capital)	45	2.675.250
INVERSIÓN DE CAPITAL	344	20.450.800

*(Peters, Timmerhaus, 1991).

4.5 Conclusiones

1. El agua efluente de producción del Centro Operativo de Morichal no es apta para ser inyectada a los yacimientos ya que presentó, en la caracterización fisicoquímica, concentraciones altas de sólidos (127 mg/l), crudo (958 mg/l) y de bacterias sulfato reductoras (10^4 UFC/ml) con respecto a los valores requeridos por la Gerencia de Yacimientos de Morichal y conforme al decreto 883 referente a las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos.
2. Con el fin de homogeneizar las características del efluente de COMOR y además proporcionar un flujo adecuado para la planta, todas las corrientes de agua deben llegar a un tanque de capacidad 110.000 bls aproximadamente.

3. Las unidades seleccionadas para el tratamiento de los efluentes de producción fueron un separador API, un sistema de flotación por gas inducido y un filtro de cáscara de nuez.
4. El caudal de agua efluente mínimo a manejar por los equipos del sistema de tratamiento es de 81.825 bls/día.
5. El tratamiento establece la inyección de un producto biocida que permita disminuir la concentración de BSR hasta un máximo de 10^2 UFC/ml, además de un producto coagulante para mejorar el proceso de separación de sólidos suspendidos en el agua efluente.
6. La capa de crudo de las tanquillas de recolección de residuos del tratamiento propuesto se reintroducirá al sistema de procesamiento de crudo de extrapesado para su recuperación.
7. El material sólido residual del proceso de tratamiento propuesto será sometido a biotramiento.
8. La inversión total del sistema de tratamiento establecido para el Centro Operativo de Morichal es de 20.450.800 Bs.f.

4.6 Recomendaciones

- Realizar análisis de laboratorio a una muestra de los sólidos presentes en el agua, con la finalidad de poder establecer para ellos una disposición adecuada según la normativa ambiental vigente.
- Hacer estudios de BSR cada tres meses, para mantener un monitoreo del crecimiento bacteriológico; ya que su crecimiento es muy variable.

- Para el tratamiento químico de coagulante y biocida se debe adecuar la dosis recomendada, realizando las pruebas de laboratorio necesarias para este fin.
- Por el rápido incremento de la producción y por ende de la cantidad de agua efluente; y aunado a la actual criticidad de las condiciones de inyección, se recomienda desarrollar proyectos con el fin de crear nuevos pozos inyectoros de agua.
- Es importante caracterizar los yacimientos de la zona para conocer los límites reales con los que se debe realizar la inyección de agua, con el fin de fijar la compatibilidad química y física yacimiento-agua.
- Planificar la incorporación de nuevos pozos de inyección que cubra el aumento en la producción de agua efluente.
- Realizar mejoras en los procesos de deshidratación de crudo para lograr una mayor separación crudo-agua, ya que así se puede proponer un sistema de tratamiento menos riguroso y por ende un ahorro económico en la inversión final del mismo.
- Fijar una rejilla a la entrada del sistema propuesto para evitar el paso de sólidos de gran tamaño como guantes, envases plásticos, lentes de seguridad, entre otros; que puedan obstruir los equipos causando daños irreparables.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA LOS EFLUENTES DE PRODUCCIÓN GENERADOS EN EL CENTRO OPERATIVO MORICHAL DE PDVSA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Meneses V., Lucycar J.	CVLAC: 17.846.656 E MAIL: <u>Lhucyjmv@gmail.com</u>
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Planta de tratamiento

Efluentes de producción

Flotación por gas inducido

Separador API

Filtro cáscara de nuez

Distrito Morichal

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería Química	Tratamiento de agua

RESUMEN (ABSTRACT):

En este estudio se propuso un sistema de tratamiento para los efluentes de producción generados en el Centro Operativo Morichal (COMOR) de PDVSA. En principio se realizó la caracterización de los efluentes donde se determinó que el contenido de crudo, sólidos suspendidos y bacterias sulfato reductoras superaron los límites exigidos por la ley ambiental vigente y la normativa interna de Distrito Morichal en cuanto a la reinyección de yacimientos, con valores superiores a 20 mg/l, 80mg/l y 10² UFC/ml, respectivamente. En vista de los resultados obtenidos se propuso un sistema de tratamiento conformado por las siguientes unidades: un separador API, un sistema de flotación por gas inducido (IGF) y un filtro con lecho de cáscara de nuez; con la aplicación de un tratamiento químico que ayudan a mejorar eficientemente el tratamiento del efluente y con una capacidad estimada de 81.825 bls/día aproximadamente. En cuanto a la disposición final de las corrientes excedentes después del tratamiento se propuso lo siguiente: en lo que respecta a la corriente de crudo recuperarlo reintroduciéndolo al proceso de acondicionamiento de crudo llevado a cabo en COMOR, y para los sólidos tratarlos según el decreto 2.635. Finalmente se determinó que la inversión de capital del sistema de tratamiento seleccionado para el agua de inyección es de 20.450.800 Bs.F., dicha estimación se hizo con base en los costos directos y los costos indirectos.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ochoa, Osvaldo	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Urzola, Yenny	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Millán, Maritza	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Obando, Yaneis	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	12	06
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Lucycar Meneses.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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)
TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:
 Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:
 Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:
 Departamento de Química

INSTITUCIÓN:
 Universidad de Oriente/Núcleo Anzoátegui

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

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario”

AUTOR

Lucycar J. Meneses V.

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Quím. Osvaldo Ochoa

JURADO

Ing. Quím. Maritza Millán

JURADO

Ing. Quím. Yaneis Obando

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS
PROFESORA YRAIMA SALAS