

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y TEXTIL**



**“MEJORA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE
INYECCIÓN EN LAS OPERACIONES DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA DE UNA EMPRESA PETROLERA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUIMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR:

GLORIA CECILIA GUTIERREZ ACUÑA

**LIMA, PERU
2007**

RESUMEN

La mayoría de los pozos petroleros en el Perú son de baja producción y ésta disminuye con el transcurso del tiempo, lo que trae como consecuencia que los pozos sean posteriormente cerrados. Para evitar esto, se realizan técnicas de recuperación adicional de petróleo, entre las cuales destaca la inyección de agua, como método convencional de recuperación secundaria en la industria petrolera.

El presente informe contiene recomendaciones para mejorar el tratamiento actual del agua de formación, derivada de las actividades de producción de una empresa petrolera. El agua de formación debe ser tratada adecuadamente para su inyección a los yacimientos petrolíferos, con el objetivo de incrementar el factor de recuperación de petróleo a través del desplazamiento del mismo hacia los pozos productores. El agua tratada inadecuadamente, podría ocasionar obstrucciones en la roca – reservorio, y ocasionar daños a la formación productora, y que a su vez disminuiría la recuperación de petróleo. Adicionalmente, podrían ocurrir daños en las instalaciones de producción.

En el desarrollo del presente informe, fue necesaria la recopilación de información bibliográfica, patentes, visitas de campo y consultas a empresas proveedoras de equipos de tratamiento de agua de formación. En la propuesta mejorada se describen las recomendaciones de diseño para un equipo de flotación por gas disuelto. Este equipo, en el sistema actual se encuentra subdimensionado e inoperativo para la capacidad de procesamiento actual de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d). También se establecen las recomendaciones principales para el diseño de un filtro de “cáscara de nuez”, debido a que este equipo es crítico, y en consecuencia, influye de manera significativa en la calidad final del agua de inyección. Finalmente se establecen las recomendaciones en el tratamiento químico; una propuesta de monitoreo y las instalaciones auxiliares para mantenimiento de la planta.

ÍNDICE

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	6
1.1 Objetivo general	7
1.2 Objetivos específicos.....	7
CAPÍTULO II: DESARROLLO DE CONCEPTOS Y TÉCNICAS	8
2.1 Recuperación secundaria	8
2.1.1 Introducción	8
2.1.2 Objetivos de la recuperación secundaria	9
2.1.3 Factores a considerar en la aplicación de recuperación secundaria	10
2.1.4 Clasificación de los métodos de recuperación secundaria	11
2.1.4.1 Generalidades sobre la aplicación de métodos convencionales ...	11
2.1.4.2 Esquemas de inyección aplicados en los métodos convencionales	12
2.2 Tratamiento del agua de formación	16
2.2.1 Calidad del agua de inyección.....	16
2.2.2 Necesidades de tratamiento de agua para inyección	20
2.2.3 Tratamiento físico del agua de formación	21
2.2.4 Tratamiento químico del agua de formación.....	23
CAPÍTULO III: DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE MEJORA	27
3.1 Descripción del proceso actual del tratamiento de agua para inyección	28
3.1.1 Tratamiento físico	28
3.1.2 Tratamiento químico	32
3.1.3 Resultados del monitoreo	33
3.1.4 Identificación de problemas	34
3.2 Descripción del sistema propuesto del tratamiento de agua para inyección ..	36
3.2.1 Tratamiento físico	36
3.2.1.1 Equipo de flotación por gas disuelto	36
3.2.1.2 Filtro de cáscara de nuez	50
3.2.2 Tratamiento químico	55
3.2.3 Propuesta de monitoreo de la planta.....	61
3.2.4 Instalaciones auxiliares para mantenimiento de la planta	63
3.2.5 Inversión en capital fijo del sistema de mejora propuesto	63
3.3 Recomendaciones a considerar en el proyecto	64
CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES	66

CAPITULO V: BIBLIOGRAFÍA	68
CAPITULO VI: APÉNDICES.....	72
A.1 Hoja informativa y tabla de capacidades del filtro "cáscara de nuez" de US Filter	72
A.2 Descripción del ciclo defuncionamiento del filtro "cáscara de nuez de US Filter"	74
A.3 Partes del sistema de filtración "cáscara de nuez " de US Filter	75
A.4 Formato de Especificación de Ingeniería del Filtro de Cáscara de nuez" de US Filter	76
A.5 Hojas técnicas / Hojas de seguridad de productos químicos	78

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

Figura 2.1 Esquema de inyección de malla directa.....	14
Figura 2.2 Esquema de inyección de líneas oblicuas	14
Figura 2.3 Esquema de inyección “five spot”	15
Figura 2.4.(a) y 2.4.(b) Esquemas de inyección “seven spot” y “seven spot invertido”	15 y 16
Tabla 2.1 Clasificación del agua de inyección según el contenido de O ₂ disuelto	18
Tabla 2.2 Equipos para el tratamiento físico del agua de formación	22
Tabla 2.3 Características y señales de contaminación de las bacterias reductoras de sulfato	26
Tabla 2.4 Tipos de biocidas	27
Tabla 3.1 Especificaciones del agua de formación tratada para inyección.....	28
Figura 3.1 Diagrama del proceso del tratamiento actual de agua para inyección.	29
Tabla 3.2 Productos para el tratamiento químico del agua de formación.....	32
Tabla 3.3 Puntos de muestreo de la planta de inyección.....	33
Tabla 3.4 Resultados de monitoreo de la planta de inyección	34
Figura 3.2 Esquema de un equipo de flotación por gas disuelto.....	38
Figura 3.3 Curvas típicas de un equipo de flotación por gas disuelto.....	39
Tabla 3.5 Especificaciones básicas del equipo de flotación	49
Tabla 3.6 Especificaciones básicas del equipo de filtración	54
Tabla 3.7 Premisas básicas para aplicación de secuestrante de oxígeno	55
Tabla 3.8 Premisas básicas para aplicación de biocida de choque.....	56
Tabla 3.9 Premisas básicas para aplicación de biocida continuo	57
Tabla 3.10 Premisas básicas para aplicación de inhibidor de incrustaciones	59
Tabla 3.11 Premisas básicas para aplicación de inhibidor de corrosión.....	59
Tabla 3.12 Premisas básicas para aplicación de coagulante	60
Tabla 3.13 Premisas básicas para aplicación de floculante.....	61
Tabla 3.14 Parámetros a medir en el sistema de monitoreo propuesto.....	62
Tabla 3.15 Montos de inversión en equipos principales para el sistema de mejora propuesto	64

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

La mejora de la calidad del agua de inyección a los yacimientos permitirá incrementar el factor de recuperación de petróleo, debido al desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores. El agua tiene que cumplir con ciertos parámetros de calidad, para ser inyectada en el yacimiento y evitar problemas relacionados con taponamientos de la formación, principalmente por el contenido de sólidos y aceites presentes.

La capacidad actual de la planta de inyección es de $0,0128 \text{ m}^3/\text{s}$ (7.000 bbl/d). El agua de formación es separada del petróleo por medio de tratamiento térmico y desalado electrostático y conducida a tanques desnatadores donde progresivamente reduce su contenido de aceite en agua (OIW) y sólidos suspendidos totales (SST). La planta posee un equipo de flotación por gas disuelto de $0,0064 \text{ m}^3/\text{s}$ (3.500 bbl/d) de capacidad y por lo tanto se encuentra subdimensionado para el caudal de 7.000 bbl/d. Por esta razón el agua proveniente de los tanques desnatadores no atraviesa el equipo de flotación y es descargada a otro tanque desnatador para luego ser conducida a un equipo de filtración con lecho de “cáscara de nuez”. El agua filtrada es descargada a un tanque pulmón, y mediante bombas alcanza la presión de inyección y conducida por medio de un acueducto a los pozos inyectoros, a través de sus respectivos manifolds de inyección. Este proceso debe ser mejorado, por lo que en el presente informe se destacan los principales problemas encontrados en el sistema de tratamiento.

De acuerdo a la descripción de los tratamientos físicos y químicos y la identificación de los problemas del sistema de tratamiento actual, se describen las recomendaciones para la mejora, que contempla adicionar una unidad de flotación con gas disuelto (DGF) dimensionado para la capacidad de procesamiento de $0,0128 \text{ m}^3/\text{s}$ (7.000 bbl/d) y las consideraciones para la selección de este equipo, así como una descripción de los tratamientos químicos recomendados para el

acondicionamiento apropiado del agua de formación. De forma similar, se hacen recomendaciones técnicas para el filtro de “cáscara de nuez”. Finalmente se muestra un análisis económico estimado, para una determinación preliminar de la magnitud de inversión en capital fijo.

En base a lo anteriormente citado, definimos los objetivos generales y específicos del presente informe:

1.1 Objetivo general

- Descripción de alternativas de mejora de un sistema de tratamiento de inyección de agua salada de una empresa petrolera.

1.2 Objetivos específicos

- Descripción de conceptos generales sobre recuperación secundaria.
- Establecer los factores que influyen en la aplicación de los métodos de recuperación secundaria.
- Descripción de los tratamientos físicos y químicos del agua para inyección.
- Descripción de los principales problemas que ocurren durante la operación en las plantas de tratamiento de agua de inyección.
- Establecer las recomendaciones a tomar en cuenta para el diseño del equipo de flotación con gas disuelto y el filtro de “cáscara de nuez”.
- Descripción de los tratamientos químicos recomendados, así como los principales productos químicos disponibles en el mercado para el tratamiento químico del agua de formación.
- Propuesta de monitoreo en la planta para la verificación del cumplimiento de las especificaciones del agua a ser inyectada en un reservorio específico.
- Recomendación de los equipos auxiliares con los que debe contar la planta con la finalidad de efectuar un mantenimiento adecuado.

CAPÍTULO II. DESARROLLO DE CONCEPTOS Y TÉCNICAS

2.1 Recuperación secundaria

2.1.1 Introducción

Las acumulaciones de petróleo poseen en el momento de ser descubiertas una cierta cantidad de energía denominada energía primaria. La magnitud de esa energía es determinada por el volumen y por la naturaleza de los fluidos existentes en dichas acumulaciones, y por los niveles de presión y temperatura del reservorio. En los procesos de producción hay una disipación de energía primaria, causada por la descompresión de los fluidos del reservorio y por las resistencias encontradas por los mismos al fluir en dirección a los pozos productores. Esas resistencias están asociadas a las fuerzas viscosas y capilares presentes en el medio poroso. El consumo de energía primaria se refleja principalmente en el decremento de presión del reservorio durante su vida productiva, y en consecuencia la reducción de productividad de los pozos.

Hay dos formas de disminuir los efectos nocivos de la disipación de energía primaria en los reservorios de petróleo:

- Cubriendo el déficit de dicha energía con energía secundaria, a través de inyección de ciertos fluidos en pozos seleccionados.
- Reduciendo las resistencias viscosas y/o capilares por medio de métodos especiales, como por ejemplo, el calentamiento del yacimiento.

La cantidad de petróleo que puede ser retirada de un reservorio únicamente a expensas de su energía natural se denomina recuperación primaria. Recuperación secundaria es la cantidad adicional de petróleo obtenida al cubrir el déficit de energía primaria con energía secundaria, artificialmente transferida para el yacimiento. Se llama también recuperación secundaria las operaciones que conducen a la obtención de esa cantidad adicional de petróleo.

Cuando las operaciones de recuperación secundaria comienzan antes de terminar la fase de producción primaria, son denominadas operaciones de mantenimiento de presión del reservorio. La gran mayoría de sistemas de recuperación secundaria es implantada lo más temprano posible durante la vida del reservorio, con eso, el término mantenimiento de presión va perdiendo su utilidad.

Los métodos de elevación artificial y de estimulación de pozos no se incluyen entre los métodos de recuperación secundaria, pues no afectan directamente la energía del reservorio, y se encuentran ligadas al comportamiento de los pozos productores que al comportamiento del reservorio como un todo.

2.1.2 Objetivos de la recuperación secundaria

Los objetivos básicos de los métodos de recuperación secundaria son el aumento de eficiencia de recuperación y la aceleración de la producción.

- ***Aumento de la eficiencia de recuperación***

La eficiencia de recuperación primaria es generalmente baja. Dependiendo de los mecanismos de producción, de las características del reservorio y de las propiedades de los fluidos acumulados, tal eficiencia podría inclusive ser nula. A pesar del gran desarrollo tecnológico en la industria del petróleo, la mayor parte de los volúmenes originales de petróleo encontrados en el mundo es considerada irrecuperable por los métodos actuales de producción, incluyendo los de recuperación secundaria. La eficiencia de recuperación de los proyectos de recuperación secundaria adecuadamente desarrollados puede ser superior a 60%, pero el valor más frecuente se encuentra de 30 a 50% para los métodos convencionales.

- ***Aceleración de la producción***

Un segundo objetivo de los proyectos de recuperación secundaria es la aceleración de la producción o por lo menos la reducción de la velocidad de su declinación normal. La aceleración de la producción provoca la anticipación del

flujo de caja esperado del proyecto, aumentando por lo tanto su valor presente y consecuentemente se mejora la rentabilidad de explotación del campo ó reservorio.

2.1.3 Factores a considerar en la aplicación de recuperación secundaria:

Existen varios factores que pueden ser considerados como incentivo a aplicar métodos de recuperación secundaria, dentro de ellas está el precio del petróleo, el costo de exploración, el costo de desarrollo de un yacimiento, el costo de producción y los avances tecnológicos.

- ***Precio del petróleo***

El precio del petróleo es determinado principalmente por la oferta y la demanda del mismo en el mercado internacional, siendo de mayor importancia todavía el abanico de intereses de los grandes productores de petróleo y los países y compañías en los cuales operan. Los incrementos de precio de petróleo incentivan la creación de proyectos de recuperación secundaria.

- ***Costo de exploración***

Como las acumulaciones de petróleo en cualquier país son en número limitado, su descubrimiento se realiza generalmente con dificultades y riesgos crecientes. Los reservorios menos profundos y situados en ubicaciones mas accesibles son generalmente encontrados tempranamente y a menores costos. Cuando los costos de exploración crecen, se vuelven más atractivos los proyectos de recuperación secundaria.

- ***Costo de desarrollo***

El desarrollo de los campos de petróleo, con formaciones productoras más profundas o localizadas en regiones menos accesibles, requiere mayores inversiones. Eso puede incentivar a la inversión de los recursos disponibles en proyectos de recuperación secundaria como alternativa más económica.

- ***Costo de producción***

Los proyectos de recuperación secundaria tienen normalmente costos operacionales más altos que la recuperación primaria, debido al tratamiento y transporte que requieren los fluidos inyectados. Con ello, la posibilidad de mantenimiento o elevación de la presión del reservorio, puede ampliar el periodo de producción natural de los pozos, y consecuentemente disminuye los costos de elevación de petróleo. Estos costos son los más importantes en la producción, principalmente en reservorios más profundos. Los proyectos de recuperación secundaria, pueden en ciertos casos, ser atractivos también sobre ese punto de vista.

- ***Avances tecnológicos***

El descubrimiento de métodos nuevos y más eficientes de recuperación secundaria, así como el perfeccionamiento en los métodos ya existentes, pueden derivar proyectos antieconómicos en proyectos económicamente viables.

2.1.4 Clasificación de los métodos de recuperación secundaria

Se clasifican en: Métodos convencionales de recuperación secundaria (antiguamente conocidos como métodos de recuperación secundaria) y métodos especiales de recuperación secundaria (antiguamente denominados métodos de recuperación terciaria).

Como métodos de recuperación secundaria convencionales, se emplea la inyección de agua y la inyección inmisible de gas. El método convencional de recuperación secundaria mas utilizado en el mundo es la inyección de agua. Los métodos especiales de recuperación secundaria son principalmente: La inyección de vapor, inyección de polímeros y combustión in situ.

2.1.4.1 Generalidades sobre la aplicación de métodos convencionales

En la concepción de un proyecto de inyección de fluidos es de fundamental importancia la selección del esquema de inyección, esto es, la distribución de los

pozos de inyección y de producción más adecuada al reservorio de petróleo en estudio. La probabilidad de alcanzar éxito aumenta a medida que ciertos lineamientos básicos sean adoptados al realizar esa selección.

Como el objetivo primordial de la inyección es el aumento de la recuperación de petróleo, se debe probar la producción de ese volumen adicional deseado, utilizando esquemas de inyección en que los volúmenes de los fluidos inyectados sean los menores posibles. Deben buscarse situaciones en que la mayor cantidad de fluido inyectado permanezca en el interior del reservorio, es decir, la producción de fluido inyectado sea la menor posible. Las relaciones entre presiones y caudales, así como las relaciones de estas últimas con el tiempo de proyecto son de mayor importancia y por lo tanto deben ser encaradas como aspectos fundamentales a ser tomados en cuenta en el proyecto.

Finalmente, deben ser observadas las características particulares del reservorio en estudio, tales como la existencia de fallas, variaciones de permeabilidad, estratificaciones, barreras, etc. Además, el aspecto económico es decisivo.

2.1.4.2 Esquemas de inyección aplicados en los métodos convencionales

Los esquemas empleados en proyectos de inyección de agua son variados, de manera general pueden ser separados en dos grupos principales, siendo esa separación basada en la estructura del reservorio y en el modo de cómo los pozos son distribuidos.

- ***Inyección periférica, inyección en el tope e inyección en la base***

En la inyección periférica, la estructura anticlinal del reservorio favorece la inyección de agua, que es realizada a través de pozos completados en la base de la estructura, y en la periferia del reservorio. Los pozos de producción se agrupan en la parte central del reservorio.

La inyección en el tope puede ser realizada a través de pozos completados en la parte alta de la formación, y la producción de petróleo ocurre a través de pozos localizados en la parte más baja, en este caso se aplica la inyección de gas. La diferencia de densidad entre los fluidos inyectados y dislocados favorece la recuperación, en la medida que existe una tendencia del gas a permanecer en la parte superior de la estructura, retardando su llegada a los pozos de producción.

En la inyección en la base, la inyección de agua se realiza a través de pozos completados en la parte baja de la estructura, generalmente en una zona de agua, y los pozos de producción son completados en la parte alta de la formación.

- ***Inyección en mallas***

En este caso, los pozos inyectoros y productores están uniformemente distribuidos en todo el área del reservorio. En este caso, el fluido dislocante es inyectado en la propia formación de petróleo, alterándose drásticamente el desplazamiento natural de los fluidos en el reservorio. Estos modelos de inyección, llamados de inyección en patrón repetido o más comúnmente conocidos como inyección en mallas, son empleados en reservorios con grandes áreas y pequeñas inclinaciones y espesuras. Cada modelo tiene un patrón o malla básica que se repite por todo el reservorio.

El esquema de inyección de línea directa está compuesto por líneas de pozos de inyección y líneas de pozos de producción dispuestas alternadamente. En la figura 2.1, se observa este esquema de inyección, con la distribución de los pozos productores e inyectoros, siendo la distancia “d” entre el pozo inyector y productor consecutivos de una misma línea, y la distancia “a” entre los pozos del mismo tipo constantes en este esquema. Estas distancias definen las dimensiones del rectángulo que constituye la malla base de este modelo de inyección.

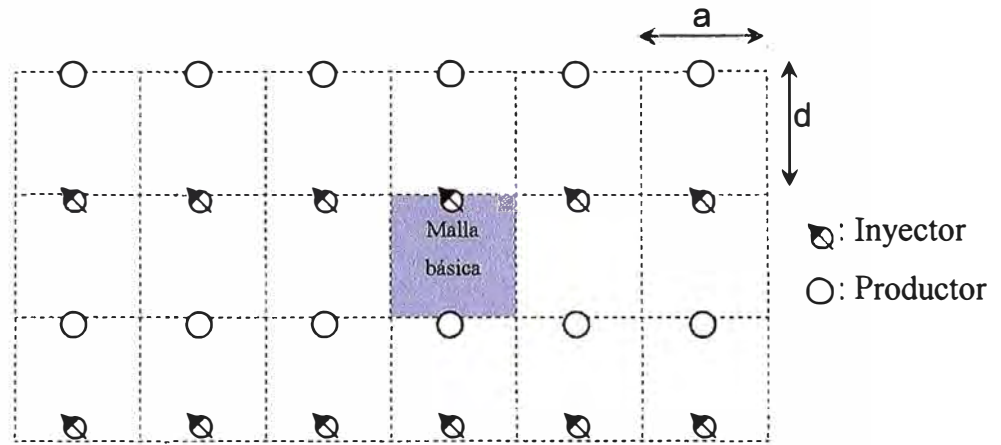


FIGURA 2.1 ESQUEMA DE INYECCIÓN DE MALLA DIRECTA

Si las líneas verticales fueran desfasadas a la mitad de la distancia de los pozos del mismo tipo, esto es, de $a/2$, se tiene un nuevo esquema denominado de inyección en líneas oblicuas, cuya distribución de pozos inyectores y productores se observa en la figura 2.2.

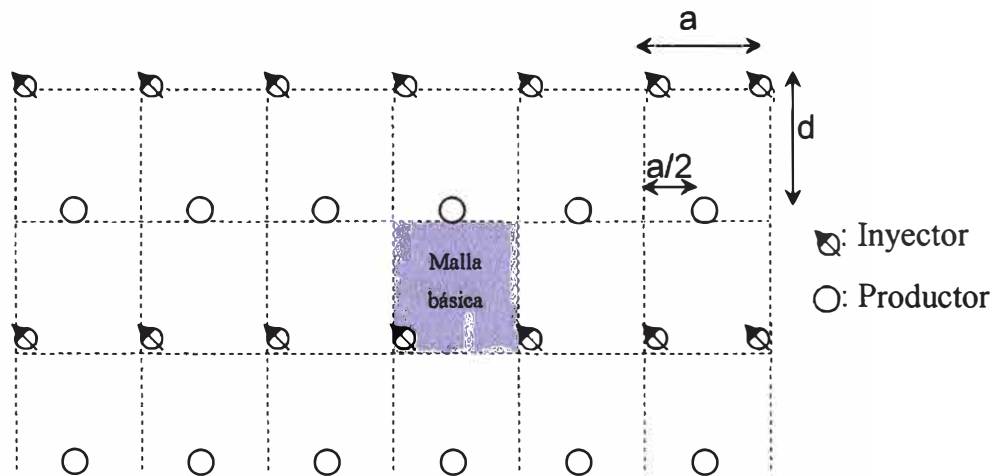


FIGURA 2.2 ESQUEMA DE INYECCIÓN DE LÍNEAS OBLICUAS

Existe un caso particular de inyección en líneas oblicuas en que la distancia entre las líneas es igual a la mitad de la distancia entre pozos del mismo tipo, es decir, $d = a/2$. Este esquema es llamado “five spot” o malla de cinco puntos, siendo también conocida de malla cuadrática. La distribución de los pozos productores e inyectores de este esquema de inyección se observa en la figura 2.3. La malla base es un cuadrado de cinco puntos, uno en cada vértice (pozos

inyectores) y uno localizado en el centro (pozo productor). Este esquema es el más difundido en operaciones de recuperación secundaria.

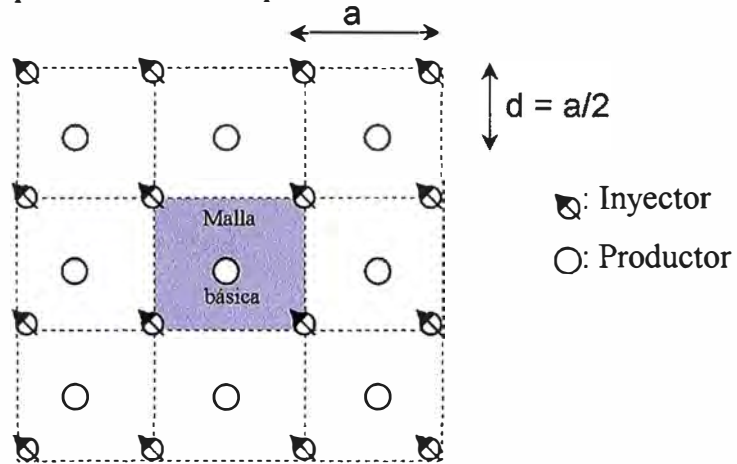


FIGURA 2.3 ESQUEMA DE INYECCIÓN "FIVE SPOT"

Otro esquema de inyección es el "seven spot" o malla de siete puntos, donde los pozos inyectores se encuentran en cada uno de los vértices del hexágono, que constituye la malla básica. El esquema de inyección llamado "seven spot invertido", tiene también tiene 7 puntos, con la observación que los pozos inyectores se encuentran al centro de la malla básica (Centro del hexágono) y los pozos productores se encuentran en los vértices del hexágono. Ambos esquemas de inyección están ilustrados en las figuras 2.4 (a) y 2.4 (b).

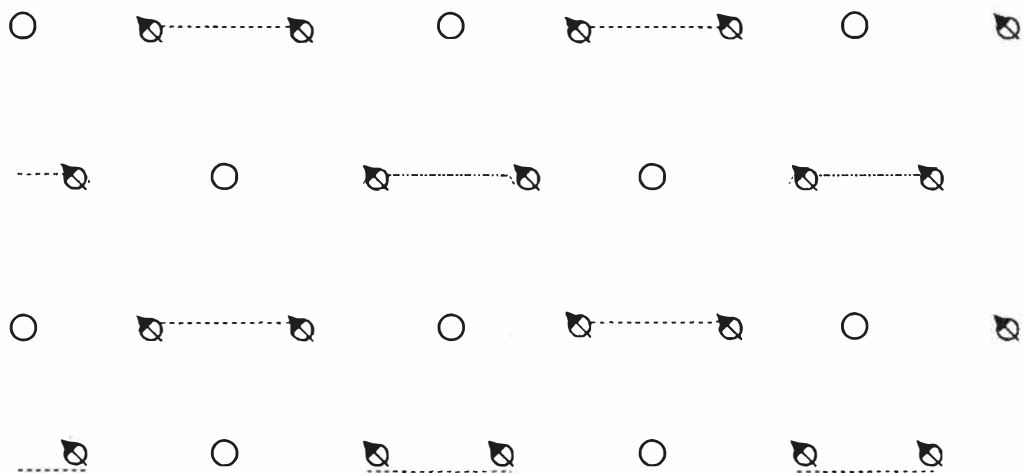


FIGURA 2.4 (A) ESQUEMA DE INYECCIÓN "SEVEN SPOT"

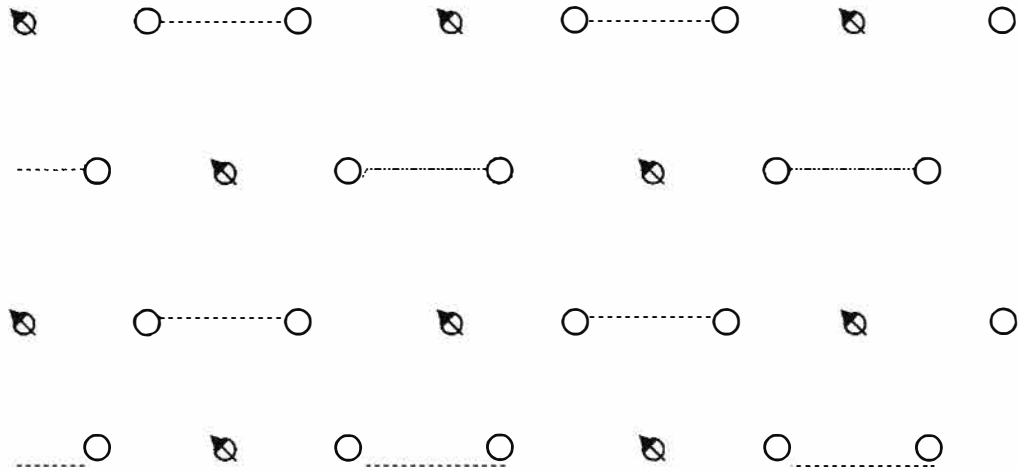


FIGURA 2.4 (B) ESQUEMA DE INYECCIÓN "SEVEN SPOT INVERTIDO"

2.2 Tratamiento del agua de formación

Para establecer el tratamiento del agua de formación, es necesaria una caracterización del agua, y establecer parámetros de calidad de agua para inyección, a fin que el tratamiento cumpla con estos requerimientos de calidad.

2.2.1 Calidad de agua de inyección

Para el control de calidad de agua de inyección se establecen índices relacionados a la calidad del agua. Estos pueden ser divididos en cuatro grandes grupos: Índices relacionados al taponamiento de la formación (Facilidad de filtración, conteo de partículas, sólidos suspendidos totales), a corrosión (Oxígeno disuelto, hierro), a formación de incrustaciones (Concentración de diversos iones), y al contenido de bacterias en el agua (Conteo de bacterias reductoras de sulfato, bacterias anaeróbicas heterotróficas, etc.). Esta clasificación ignora relaciones existentes entre los índices de diferentes grupos. Por ejemplo: Se sabe que las bacterias causan corrosión, cuyos productos pueden taponar el pozo inyector, más la ocurrencia de este evento es ignorado en esta clasificación.

Durante el desarrollo de un proyecto de inyección de agua, estos parámetros son analizados a fin de definir las características del sistema de inyección y el tratamiento adecuado del agua. Durante la producción en el campo, la calidad del

agua de inyección es acompañada por el análisis de muestras de la cabeza del pozo inyector.

Los parámetros más importantes de calidad de agua para inyección son:

- ***Sólidos suspendidos totales***

Este ensayo mide la cantidad de materia sólida suspendida presente en el agua de inyección. En general los productos de corrosión son los principales responsables por el aumento de la concentración de los sólidos suspendidos y consecuentemente del daño a la formación por obstrucción de los poros. La deposición de los sólidos acelera más el ataque corrosivo debido a que proporciona las condiciones para la proliferación de bacterias e impedir que los inhibidores y biocidas alcancen la superficie metálica. Los sólidos en suspensión son colectados en una membrana y se mide la masa acumulada en una filtración efectuada según procedimientos de laboratorio. Los resultados son expresados en mg/L.

La clasificación del agua de inyección según su contenido de sólidos, depende de las características permeo – porosas de cada reservorio. Se adopta un valor para cada reservorio.

- ***Número de partículas***

Este parámetro es usado para el monitoreo de la eficiencia del sistema de filtración y como indicativo de calidad del agua inyectada. Diferentes técnicas pueden ser empleadas en este análisis, como por ejemplo, medida de los pulsos de resistencia eléctrica del agua durante el pasaje por un orificio, o atenuación de un haz de láser por partículas. Un aspecto importante al realizar este análisis consiste en que la muestra debe ser analizada lo más rápido posible después de la colecta, pues el almacenamiento de la misma puede llevar a floculación y aglomeración de partículas, distorsionando el resultado. El resultado de este análisis está expresado en número de partículas mayores que un determinado

diámetro por mililitro de muestra. El valor máximo adoptado para el número de partículas es definido por el equipo de reservorios de cada empresa.

- ***Concentración de oxígeno disuelto***

Este parámetro es importante debido al aumento de corrosividad del agua en presencia de oxígeno. De acuerdo al contenido de oxígeno disuelto, el agua de inyección puede ser clasificada conforme a los rangos dados en la tabla 2.1.

TABLA 2.1 CLASIFICACIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN SEGÚN EL CONTENIDO DE OXÍGENO DISUELTO

<i>Concentración de O₂ (ppb)</i>	<i>Clasificación</i>
< 10,0	Buena
10,0 a 50,0	Mala
> 50,0	Pésima

- ***Bacterias reductoras de sulfato***

La validación de presencia de bacterias reductoras de sulfato en la planta de tratamiento de agua, constituye un parámetro importante en el estudio de procesos corrosivos. Estos microorganismos están íntimamente relacionados a corrosión microbiológicamente inducida, por la producción de productos de corrosión agresivos (ácidos y gases). Las bacterias reductoras de sulfato utilizan el ión sulfato como aceptor final de electrones en su cadena respiratoria, causando su reducción a ión sulfito, el cual en presencia del ión ferroso, produce sulfato de hierro. La formación de precipitado de sulfuro de hierro caracteriza la presencia de bacterias reductoras de sulfato (precipitado de color negro). Otro producto de su metabolismo es el H₂S, gas altamente tóxico y de carácter ácido. Como es soluble en agua, su producción por las bacterias sulfato reductoras trae como consecuencia la disminución del pH del agua, y en consecuencia aumenta su corrosividad. Las bacterias reductoras de sulfato forman materiales que se adhieren y acumulan en el sistema de tratamiento de agua, pueden ser transportados al reservorio, y contribuir al taponamiento de la

roca – reservorio. Además, la contaminación del reservorio por bacterias reductoras de sulfato puede ocasionar la acumulación de H₂S en el reservorio y la acidificación de los fluidos del mismo. Los análisis de bacterias reductoras de sulfato mesófilas son realizadas por la técnica del número más probable (NMP) con la incubación de la muestra inoculada a la temperatura de (35±1)°C. En el caso de las termófilas, la temperatura de incubación es de (55±1)°C. En ambos casos, el tiempo de incubación varía de 16 a 28 días, dependiendo del histórico de cada campo. Los resultados son expresados como número más probable de microorganismos por mililitro de muestra (NMP/mL).

- ***Sulfatos solubles***

Cuando el sulfato se encuentra presente en el agua a una concentración alrededor de 2730 mg/L, la presencia de bacterias reductoras de sulfato en el sistema de inyección de agua puede llevar a generación de H₂S, el cual es tóxico y puede provocar serios problemas de corrosión. El monitoreo del contenido de sulfatos solubles en el agua de inyección, tiene como objetivo predecir la presencia de H₂S en el agua de inyección y por consecuencia el crecimiento de bacterias reductoras de sulfato.

- ***Bacterias anaeróbicas heterotróficas totales***

Son organismos que no necesitan de oxígeno en su metabolismo y son capaces de utilizar el carbono presente en compuestos orgánicos, potencializando la acción corrosiva por la producción de ácidos orgánicos. Así como las bacterias reductoras de sulfato, este tipo de bacterias pueden producir grandes cantidades de compuestos que pueden adherirse a cualquier superficie, los cuales potencializan la ocurrencia de taponamiento de la roca – reservorio.

- ***Contenido de aceite en agua***

Este parámetro se toma en cuenta en aguas de producción. El contenido de aceite en agua dependerá de la eficiencia de separación efectuada en la planta de tratamiento de crudo, ya que en sus instalaciones se separa el agua de

producción del petróleo. El agua producida es destinada a la planta de tratamiento de agua, y tendrá un contenido de aceite en agua. La concentración dependerá también de otros factores, como de la viscosidad del crudo, formación de emulsiones difíciles de romper, eficiencia del tratamiento térmico, mantenimiento adecuado de equipos para evitar la acumulación de aceite y sólidos, etc.

2.2.2 Necesidades de tratamiento de agua para inyección

El agua a ser inyectada en reservorios de petróleo, debe presentar un patrón de calidad que facilite su inyección a la tasa de inyectividad esperada, sin comprometer las propiedades de la roca – reservorio, de tal forma que el proceso de recuperación de petróleo sea eficaz.

Se necesita un tratamiento riguroso de esta agua, a fin de evitar la ocurrencia de daño al pozo inyector. La presencia en el agua de iones incrustantes, constituyentes corrosivos (gases disueltos), microorganismos y de material en suspensión (Sólidos de origen diverso, y petróleo) ocasionan la presencia de material particulado, lo cual puede llevar a una reducción de la permeabilidad de la roca reservorio en las inmediaciones del pozo inyector, en el caso no sea removido. Por esa razón, una planta de tratamiento de agua de inyección debe desempeñar básicamente las siguientes tareas:

- Remoción de material particulado presente naturalmente en el agua. Esta remoción es realizada a través de flotación, o sedimentación. Además, se debe garantizar que el material particulado eventualmente formado debido a problemas operacionales de la planta de tratamiento de agua no sea enviado a los pozos inyectores.
- Remoción de oxígeno disuelto en el agua en cantidad capaz de disminuir sus características corrosivas. Esta remoción es realizada por el proceso de desaereación. Otra opción a considerar es el tratamiento químico, que será abordado más adelante.

- Eliminación de microorganismos, ya que el agua contiene naturalmente microorganismos aeróbicos, los cuales pueden producir material de adherencia capaz de acumularse en las instalaciones de superficie a punto de impedir su funcionamiento correcto o provocar corrosión. Además ese material puede provocar taponamiento del reservorio. Las bacterias anaeróbicas, igualmente perjudiciales, pueden desarrollarse después de la desaereación del agua. La eliminación de microorganismos es realizada a través de la dosificación de biocidas.
- Además, el sistema de tratamiento de agua de inyección debe garantizar que el agua inyectada sea compatible con el agua presente en la formación productora, principalmente para evitar la precipitación de sales poco solubles. Así, en algunos casos, el sistema de tratamiento de agua contiene Unidades de Remoción de Sulfato (URS) a fin de evitar la ocurrencia de incrustaciones. Un beneficio adicional de inyección de agua desulfatada es la disminución de la acidificación del reservorio por el desarrollo de bacterias reductoras de sulfato.

2.2.3 Tratamiento físico del agua de formación

El tratamiento físico se lleva a cabo en los equipos existentes en la planta de inyección de agua. Los esquemas típicos de tratamiento de agua constan de: Tanques desnatadores, unidad de separación API, hidrociclones, filtros de “cáscara de nuez”, unidad de flotación, torre desaeradora, así como bombas para alcanzar la presión de inyección e inyectar el agua tratada al reservorio.

Dependiendo del proyecto, pueden existir diferencias en la composición de los equipos existentes en una planta de tratamiento de agua para inyección.

Los equipos seleccionados para el tratamiento del agua dependen de los requerimientos de calidad de agua final, así como de la evaluación técnica – económica del proyecto. En la tabla 2.2, se muestra la función principal de los equipos para el tratamiento físico de agua de formación.

TABLA 2.2 EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO FÍSICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

<i>Item</i>	<i>Equipo</i>	<i>Función</i>
1	Separador API	Reducción de sólidos suspendidos y petróleo no emulsionado por gravedad.
2	Tanques desnatadores	Retiro del petróleo flotante en la superficie del tanque mediante un brazo que realiza un barrido de la capa sobrenadante. Decantación del caudal de llegada del petróleo crudo con agua y reducción debido a la sedimentación de sólidos por gravedad.
3	Hidrociclones	Remoción de partículas sólidas y líquidas por fuerza centrífuga.
4	Unidad de flotación	Introducción de burbujas de gas, para la separación de partículas sólidas o líquidas de una fase líquida. Son de dos tipos: Por gas disuelto o por gas inducido.
5	Filtros	Remoción de sólidos y aceites por filtración a través de un lecho con ciertas características especiales de superficie. Para aplicaciones petroleras, se emplea el filtro “Cáscara de nuez” para la remoción de petróleo del agua.

Conforme el agua atraviesa cada equipo de tratamiento físico tendrá un menor contenido de sólidos y aceites, principalmente. El tratamiento químico se emplea como soporte en cualquiera de las etapas, en el caso que sea necesario. Es muy importante realizar una buena gestión en la dosificación de productos químicos y hacer una buena selección de los mismos para obtener resultados favorables con el menor costo posible.

2.2.4 Tratamiento químico del agua de formación

Complementando el tratamiento físico, el agua es tratada por adición de productos químicos para corregir o eliminar los siguientes problemas potenciales:

- Corrosión.
- Incrustación e incompatibilidad de fluidos.
- Sólidos suspendidos.
- Actividad bacterial.

La adición de productos químicos es necesaria para la protección del fondo del pozo y de los equipos de proceso contra la corrosión, incrustaciones, ensuciamiento en el fondo del pozo y controlar el crecimiento bacterial para minimizar el taponamiento de la formación. Es común en los campos petroleros para el caso de pozos de inyección y equipos para el tratamiento de petróleo y agua el empleo de dosificación química tipo batch y continuo. A continuación describimos las técnicas de control de oxígeno, incrustaciones, microbiológico y de sólidos suspendidos.

- ***Control de oxígeno:***

Las técnicas de remoción química permiten la conversión de los gases agresivos, a formas más aceptables por medio de una reacción química. El contenido de oxígeno debe ser reducido a rangos de ppb, para prevenir corrosión por oxígeno. Esto es posible por reducción catalizada con sulfito de sodio, bisulfito de amonio y otros secuestrantes de oxígeno. A fin de hacer más eficiente y rápida la reacción química se utilizan catalizadores en base a sales de cobalto y níquel.

- ***Control de incrustaciones:***

Existen técnicas químicas para combatir la formación de incrustaciones: Los iones que causan problemas de incrustación pueden ser tratados por quelación o secuestro, o pueden utilizarse inhibidores de incrustaciones que impiden la

nucleación, previniendo la aglomeración de microcristales. Estos últimos son llamados de dispersantes.

La quelación consiste en la formación de un complejo entre el ión metálico y una molécula orgánica o inorgánica en la cual el metal entra a formar parte de su estructura. El complejo puede ser soluble o insoluble. El secuestro está definido como la formación de un complejo metálico soluble. Los quelantes son empleados en exceso estequiométrico.

Los inhibidores pueden actuar para prevenir la formación de cristales o limitar su crecimiento. Los dispersantes modifican el proceso de cristalización de manera que el cristal se forma pero no se adhiere a las superficies o entre sí.

Las cuatro clases de inhibidores más utilizados para prevenir incrustaciones en los campos petroleros son: Polifosfatos inorgánicos, ésteres fosfato-orgánicos, fosfonatos orgánicos y polímeros orgánicos. La aplicación de un inhibidor será en un punto anterior al área problema, a fin de proveer el inhibidor antes de la formación de incrustaciones y en forma continua y obligatoria. En algunos casos, debido a que el inhibidor debe estar presente en forma continua para inhibir el crecimiento de cada cristal, demandará un suministro continuo del inhibidor.

Muchos factores deben ser considerados en la formulación de un inhibidor de incrustaciones:

- El inhibidor debe ser compatible con otros productos químicos de tratamiento: Inhibidores de corrosión y biocidas están basados en derivados catiónicos del nitrógeno. Los inhibidores de incrustaciones generalmente son aniónicos. Cuando se utilizan conjuntamente, la selección del inhibidor a utilizarse debe considerar el potencial de una reacción química posible entre dichos compuestos y tomar las precauciones del caso.

- El inhibidor no debe ser corrosivo a las superficies metálicas en los sistemas de inyección.

- ***Control microbiológico***

Los microorganismos en un sistema de inyección de agua pueden causar corrosión o taponamiento, así como ensuciamiento del equipo de superficie, el fondo del pozo y la formación misma. Los de mayor importancia para un sistema de inyección de agua son las bacterias, que generalmente desechan H_2S que es altamente corrosivo, o pueden segregar mucosidades, las cuales aglutinan sedimentos o sólidos y forman masas espesas y coherentes que obstruyen la circulación del agua a través de los sistemas de inyección y formaciones.

El método más aplicado para la identificación de bacterias es el método de dilución. La reacción del sulfuro de hidrógeno con hierro para formar FeS es utilizada tanto para identificación como para estimación cuantitativa. El método es lento, requiere un proceso de incubación de días o semanas (2-3 semanas). Recientemente se han desarrollado métodos que permiten efectuar este tipo de evaluación en horas o pocos días (3-5 días).

En los últimos años, se ha dado mucha importancia a la presencia de bacteria sésil y los nuevos métodos de muestreo han variado sustancialmente a fin de evaluar la formación de biopelículas adheridas a las superficies metálicas, donde la bacteria sulfato – reductora se concentra y desarrolla causando corrosión por picadura. Para ello, existen probetas específicas donde se promueve la formación de biopelículas, las mismas que se utilizan para determinar cualitativamente la presencia de bacterias sulfato – reductoras, así como la efectividad de los biocidas.

En una planta de inyección de agua, se puede detectar cualitativamente si existen problemas de crecimiento bacterial observando las señales de

contaminación de las bacterias reductoras de sulfato. A continuación, se describen las principales características y señales de contaminación de estas bacterias en la tabla 2.3.

TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS Y SEÑALES DE CONTAMINACIÓN DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO

<i>Características</i>	<i>Señales de contaminación</i>
<ul style="list-style-type: none">▪ Son anaeróbicas.▪ Consume el ion sulfato para generar H₂S.▪ Posee una enzima que le permite utilizar el hidrógeno elemental generado en lugares catódicos para reducir el ión sulfato a sulfuro.▪ Contribuye al proceso de corrosión por despolarización de la superficie metálica (por remoción de la película de hidrógeno en el cátodo)▪ El sulfuro de hierro, subproducto de la corrosión causa atoramiento de filtros y fases subterráneas de la formación.▪ El sulfuro de hierro es mojado preferencialmente por aceite y se acumula en las interfases agua/aceite, promoviendo emulsiones estables, por consiguiente existen problemas en la separación física.▪ Pueden vivir en colonias sobre las superficies.▪ Son controlados con biocidas.	<ul style="list-style-type: none">▪ Agua negra.▪ Depósitos negros de sulfuro de hierro en pozos, lechos filtrantes, líneas y otros equipos.▪ Corrosión por picadura y agujeros con fugas en áreas de flujo estático.<ul style="list-style-type: none">▪ Olor a H₂S.

Los productos químicos utilizados para el control bacterial son:

- Bactericidas (para matar bacterias)

- Bacteriostatos (Retardan o inhiben su crecimiento)

Una dosis baja de bactericida puede actuar como bacteriostato. Algunos biocidas actúan inhibiendo las funciones reproductivas de la bacteria y pueden considerarse verdaderos bacteriostatos y no bactericidas. En la tabla 2.4 mostramos los biocidas más comunes empleados.

TABLA 2.4 TIPOS DE BIOCIDAS

<i>Tipo</i>	<i>Ejemplos</i>	<i>Aplicaciones</i>
Compuestos inorgánicos	Gas cloro. Hipoclorito de calcio. Hipoclorito de sodio.	Agua de mar o pozos de acuíferos próximos al mar.
Compuestos Orgánicos	Acroleína Glutaraldehido. Compuestos de amonio cuaternario. Compuestos de Alquil diamina. Acetato de Poliaminas. Sulfato de tetra-cis-hidroximetil fosfonio (THPS)	Agua de formación.

- ***Control de sólidos suspendidos***

Se adicionan productos químicos que favorecen la coagulación y floculación. La coagulación es un proceso fisicoquímico donde se desestabiliza las cargas electrostáticas de las partículas. Así, las partículas están listas para adherirse unas a las otras (floculación), para posteriormente precipitar o flotar. Entre los principales factores que afectan la coagulación y la floculación se encuentra el pH, el grado de agitación y la temperatura.

La floculación consiste en la aglutinación de los sólidos en suspensión, una vez que ya han sido modificadas las características superficiales. Con ello se logra que las partículas tengan un mayor tamaño que pueden separarse por otro medio (sedimentación). En la floculación existe unión entre los flóculos ya formados con el fin de aumentar su volumen y favorecer de esta forma la precipitación.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE MEJORA

3.1 Descripción del proceso actual del tratamiento de agua para inyección

La capacidad de la planta de tratamiento es de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d). La calidad final del agua debe cumplir con las especificaciones, mostradas en la tabla 3.1.

TABLA 3.1 ESPECIFICACIONES DEL AGUA DE FORMACIÓN TRATADA PARA INYECCIÓN

<i>Parámetro</i>	<i>Especificación</i>
Sólidos suspendidos totales (SST)	Menor a 10 mg/L salida de planta Menor de 15 mg/L a la llegada del pozo más lejano
Aceite en agua (OIW)	Menor a 10 mg/L salida de planta
Bacterias sulfato - reductoras (BSR)	De 0 a 10 col/ml en la salida de planta De 10 a 100 col/ml a la llegada del pozo más lejano
Oxígeno disuelto	Menos de 10 ppb en salida de planta

A continuación se describen los equipos de tratamiento físico existentes en esta planta y los tratamientos químicos utilizados.

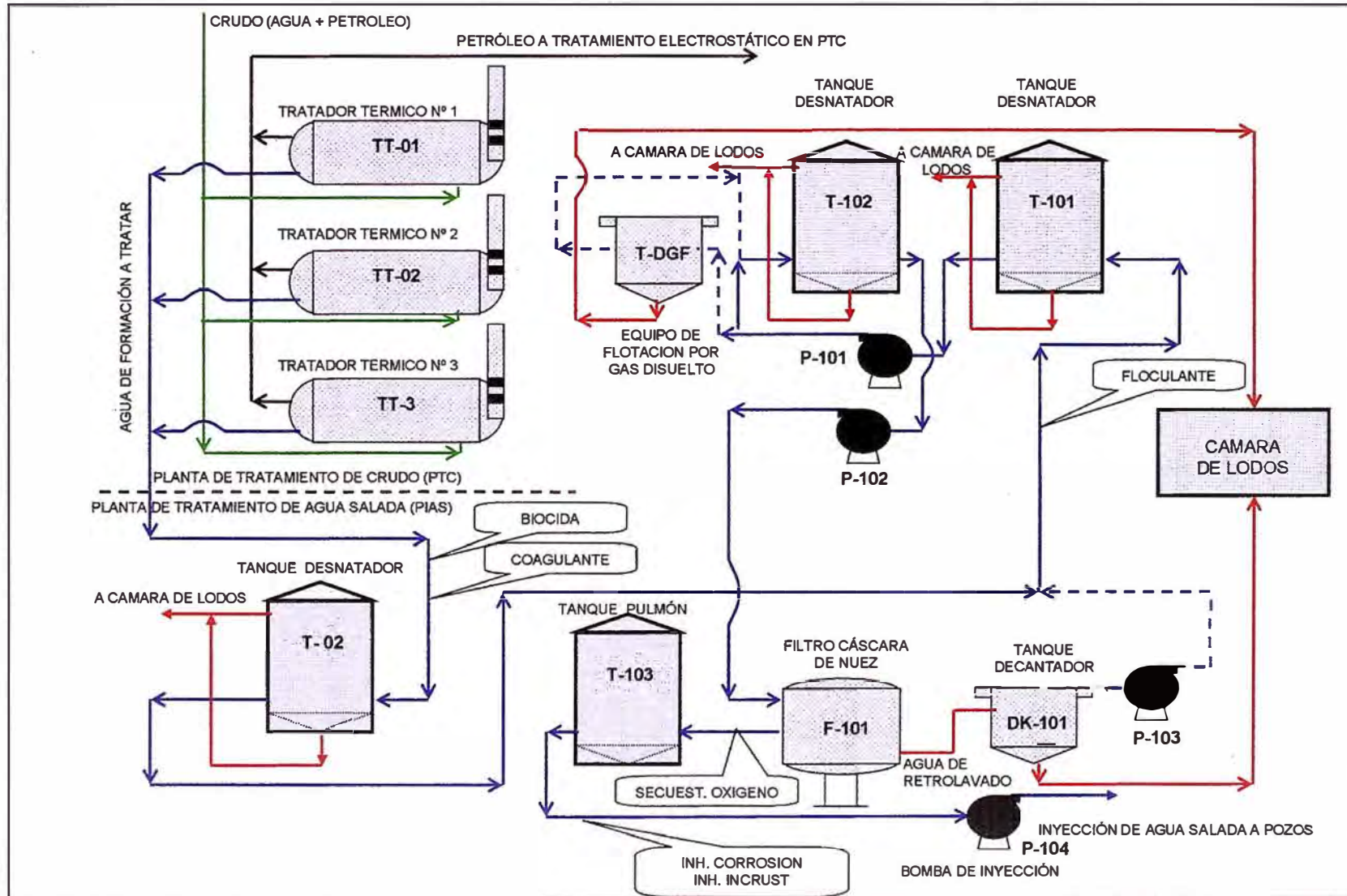
3.1.1 Tratamiento físico

Las etapas de tratamiento físico hacen referencia a los equipos de planta mostrados en la figura 3.1. A continuación se describen las etapas de tratamiento.

- **Primera etapa de tratamiento:**

El agua de formación proveniente de los tratadores térmicos TT-01, TT-02 y TT-03 es sometida a una separación primaria del petróleo remanente y de los sólidos sedimentables por gravedad.

FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE PROCESO DEL TRATAMIENTO ACTUAL DE AGUA PARA INYECCIÓN



El equipo principal de la primera etapa está constituido por el tanque T-02 de 477 m³ (3.000 bbl), con un dispositivo desnatador flotante, que consiste en un brazo articulado y suspendido con flotadores, de tal manera que permite recoger el petróleo que flota en la parte superior del tanque. En la parte inferior existe la sedimentación de sólidos y borras que son retirados por medio de drenajes ubicados en el fondo del tanque. El petróleo recuperado en la parte superior retorna a los tratadores térmicos. El agua de formación sale por una tubería lateral ubicada en la parte inferior del tanque, con un menor contenido de hidrocarburos y de sólidos hacia la segunda etapa de tratamiento. Los drenajes de este tanque son conducidos hasta la cámara de drenajes, la cual se ubica adyacente al tanque. Estos drenajes son posteriormente conducidos hasta la cámara de lodos.

- ***Segunda etapa de tratamiento***

En esta etapa, se cuenta con el tanque desnatador T-101 de similares características al de la primera etapa, con una capacidad de 477 m³ (3.000 bbl), un tanque de floculación y un equipo de flotación con gas disuelto con una capacidad de 0,0064 m³/s (3.500 bbl/d). Los dos últimos equipos no participan del proceso debido a que se encuentran subdimensionados para el procesamiento del caudal de entrada actual de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d) y por el desconocimiento de los principios de funcionamiento del equipo de flotación para su adecuada operación. El agua a tratar no ingresa a la unidad de flotación, y es conducida directamente a la tercera etapa de tratamiento.

El agua que ingresa a un tanque de floculación para su dosificación con productos químicos, se agita con la finalidad de obtener homogeneidad del agua y actúe de manera más eficiente la dosificación química. La unidad de flotación desactivada con burbujeo de gas disuelto es un clarificador – espesador que tiene como objetivo la separación de las trazas de hidrocarburos contenidas en el agua de formación y de los sólidos suspendidos totales. Los hidrocarburos ascienden a la superficie del equipo gracias al arrastre de las burbujas de gas

inyectadas bajo presión. El crudo recuperado en la parte superior se deriva a un tanque de crudo. Los lodos son recuperados por el fondo del equipo de flotación, y conducidos a una cámara de lodos. El agua de formación de esta etapa es conducida a la tercera etapa de tratamiento.

- ***Tercera etapa de tratamiento***

Consiste en una separación por gravedad, y cuya función es de retener los posibles colchones de crudo de la etapa anterior cuando trabaje fuera del caudal de operación. Se realiza en el tanque T-102 de 477 m³ (3.000 bbl) con dispositivo desnatador flotante, que tomará el agua de la etapa anterior. Al igual que en la primera etapa de tratamiento, también se procede a realizar el desnatado de toda la capa de crudo que se separe en la parte superior. El crudo recuperado se deriva a un tanque de crudo.

Los sólidos sedimentables del agua que ingresa a este tanque son recolectados en el fondo y drenados a la cámara de lodos. El agua tratada se deriva a la cuarta y última etapa de tratamiento.

- ***Cuarta etapa de tratamiento***

El agua tratada es conducida a una unidad de filtración, constituida por un filtro con lecho de “cáscara de nuez”, con una capacidad máxima de 0,0166 m³/s (9.000 bbl/d). La unidad se encuentra programada para llevar a cabo las etapas de filtrado y retrolavado. El agua de retrolavado que contiene aceites y sólidos es derivada al tanque de decantación DK-101. Los aceites y sólidos separados en el tanque de decantación son conducidos hasta la cámara de lodos.

El agua filtrada es derivada al tanque pulmón T-103 de 477 m³ de capacidad (3.000 bbl), el cual constituye un medio de almacenamiento temporal que permitirá tomar el agua tratada para inyección y derivarla por medio de bombas a través de los acueductos, y conducirlos hasta las unidades colectoras, llamadas también manifolds de agua de inyección, donde el agua de la planta es

distribuida a los diferentes pozos inyectoros. Todos estos equipos cuentan con by-pass manual para las condiciones de fuera de servicio con finalidad de realizar el mantenimiento respectivo.

3.1.2 Tratamiento químico

El tratamiento químico tiene como objetivo la mejora de la calidad del agua mediante la dosificación de productos químicos y complementa el tratamiento físico. Los principales productos químicos para el tratamiento de agua son:

- Inhibidores de corrosión e incrustaciones.
- Secuestrante de oxígeno.
- Biocida.
- Coagulante y floculante de sólidos.

Estos productos se dosifican desde sus respectivas estaciones de inyección, a través de bombas de dosificación química. La cantidad de producto químico empleado en cada caso es determinada de manera experimental de acuerdo a la calidad del agua al inicio de las operaciones de la planta. De acuerdo al valor obtenido, se regulan los dispositivos de dosificación de las bombas. Los puntos de aplicación se muestran en la tabla 3.2.

TABLA 3.2 PRODUCTOS PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

<i>Productos químicos</i>	<i>Punto de aplicación</i>
Inhibidor de corrosión	Salida de tanque pulmón T-103.
Inhibidor de incrustaciones	Salida de tanque pulmón T-103.
Secuestrante de oxígeno	Salida del filtro de “cáscara de nuez” F-101.
Biocida	Salida de agua proveniente de tratadores térmicos
Coagulante.	Salida de agua proveniente de tratadores térmicos
Floculante	Entrada al tanque desnatador T-101

Los lugares en donde se realiza la dosificación química se determinan según la calidad del agua, en aquellas zonas donde se necesite complementar el tratamiento físico con un tratamiento químico, como es el caso del coagulante y floculante, que complementan la separación por gravedad de los sólidos en los tanques desnatadores.

Para el caso de los otros productos químicos, es necesario su uso para ajuste de los parámetros de calidad de agua que no sean alcanzados mediante tratamiento físico.

3.1.3 Resultados del monitoreo

Para comprobación de la efectividad del tratamiento físico y químico del agua de inyección se establecen puntos de muestreo para medición de los parámetros de calidad del agua en diversos puntos de la planta de inyección de agua.

A continuación se detallan la ubicación de los puntos de muestreo de la planta en la tabla 3.3.

TABLA 3.3 PUNTOS DE MUESTREO DE LA PLANTA DE INYECCIÓN

<i>Parámetro</i>	<i>Unidad</i>	<i>Ubicación del punto de muestreo</i>
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	Entrada del filtro “cáscara de nuez” F-101 Salida del filtro “cáscara de nuez” F-101
Aceite en agua (OIW)	mg/L	Entrada del filtro “cáscara de nuez” F-101 Salida del filtro “cáscara de nuez” F-101
Bacterias reductoras de sulfato (BSR)	col/ml	Entrada de tanque desnatador T-02 Entrada de tanque pulmón T-103 Salida de tanque pulmón T-103
Oxígeno disuelto	ppb	Entrada de tanque pulmón T-103 Salida de tanque pulmón T-103

Los resultados del monitoreo en los puntos de muestreo se muestran en la tabla 3.4, para los parámetros principales de calidad de agua.

TABLA 3.4 RESULTADOS DE MONITOREO DE LA PLANTA DE INYECCIÓN

Parámetro	Unidad	Entrada T-02	Entrada T-101	Entrada T-102	Entrada F-101	Entrada T-103
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	145,0	75,0	82,0	77,0	27,0
Aceite en agua (OIW)	mg/L	65,0	44,0	46,0	40,0	20,0
Bacterias reductoras de sulfato (BSR)	col/ml	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Oxígeno disuelto	ppb	30,0	30,0	30,0	30,0	9,0

La empresa Veolia proporciona equipos para el tratamiento del agua de formación, entre ellos se encuentra el DGF. Ellos recomiendan que el contenido de aceites y grasas en la corriente de ingreso al DGF no exceda los 300 mg/L. Para el caso del monitoreo registrado, se cumple con esta premisa.

3.1.4 Identificación de problemas

Se identificaron los problemas siguientes:

- a) El equipo de flotación por gas disuelto tiene una capacidad de 0,0064 m³/s (3.500 bbl/d), y la cantidad de agua a procesar es de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d), es decir, el equipo se encuentra subdimensionado para las condiciones actuales de operación.
- b) El equipo de flotación presenta problemas en la operación, entre los cuales se destaca la formación de burbujas grandes en el seno del líquido a tratar, cuando la formación de burbujas debe ser en el orden de micras para que cumpla la función de flotación de sólidos.
- c) La bomba de reciclo fue instalada después de la inyección de gas con la finalidad de realizar la disolución del gas en el agua de proceso a la presión de operación del equipo, esto provocó cavitación de la bomba, con lo cual fue puesta fuera de servicio después de dos meses de ser instalada.

Se reemplazó por una bomba centrífuga de similares características, la cual falló también por cavitación en poco tiempo.

- d) La operación del equipo de flotación no consideraba la adición de adecuado tratamiento químico para la flotación de los sólidos.
- e) El monitoreo actual de la planta considera como parámetros principales a controlar la cantidad de sólidos suspendidos totales y el contenido de aceite en agua, dando menor importancia a otros parámetros de calidad del agua, como el contenido de oxígeno, el contenido de bacterias sulfato reductoras, contenido de calcio y magnesio presentes en el agua, entre otros, en los cuales no se realiza un monitoreo continuo.
- f) De los resultados obtenidos con el monitoreo de la planta en cuanto a los sólidos suspendidos totales y al contenido de aceite en agua, comprueba que en algunas etapas de tratamiento existe un incremento de sólidos y de aceite en agua, lo cual indica que el factor de ensuciamiento en la planta es alto, es decir, que existen etapas del proceso que favorecen la acumulación de sólidos y aceites en los equipos por falta de un adecuado mantenimiento.
- g) La planta de inyección de agua cuenta con un solo filtro de “cáscara de nuez”, el cual es un equipo crítico para la eliminación de sólidos y aceites. Durante el tiempo de retrolavado del equipo o en la puesta fuera de servicio por mantenimiento, el flujo de agua proveniente del tanque T-102 es direccionado al tanque pulmón T-103, con lo cual se tiene el incremento paulatino de los sólidos y aceites en este tanque, y en consecuencia se inyecta agua con un contenido de sólidos mayor a la especificada con el transcurrir del tiempo. Por consiguiente, se hace necesario otro equipo de filtración.

3.2 Descripción del sistema propuesto de tratamiento de agua para inyección

Se contemplan principalmente las siguientes alternativas de mejora del sistema actual de tratamiento de agua de inyección:

- a) Premisas de diseño para un equipo adicional: El sistema de flotación por gas disuelto (DGF) para el tratamiento del agua de formación proveniente de la primera etapa, considerando un caudal normal de operación de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d). El alcance del presente trabajo consigna una hoja de especificación del equipo con valores recomendados de diseño. Estos valores deben ser comprobados posteriormente con pruebas a nivel piloto antes de la adquisición del equipo, los cuales no son materia del presente trabajo.
- b) Premisas de diseño de un filtro de “cáscara de nuez” adicional para tener el sistema de filtración operativo en todo momento, cuando el filtro del sistema actual se encuentre en retrolavado o fuera de servicio.
- c) Se establece los puntos de dosificación de productos químicos, así como las dosificaciones recomendadas de productos para un tratamiento químico adecuado.
- d) Se recomienda un programa de monitoreo para verificar la efectividad del tratamiento físico y químico, con los principales parámetros a determinar.
- e) Se recomiendan los equipos adicionales con los que debe contar la planta para un adecuado mantenimiento de sus instalaciones.

3.2.1 Tratamiento físico

3.2.1.1 Equipo de flotación por gas disuelto

El agua de formación proveniente de la etapa primaria contiene una cierta cantidad de petróleo en forma de partículas y sólidos suspendidos, donde se reduce su concentración mediante flotación. Se considera un caudal de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d) en condiciones normales de operación. El equipo anterior

de flotación tiene una capacidad de 0,0064 m³/s (3.500 bbl/d) y por lo tanto no posee la capacidad suficiente para el tratamiento del caudal de esta planta.

a) Ecuaciones a utilizar para el diseño de la unidad de flotación

• **Parámetro gas – sólidos G/S (En sistema con recirculación)**

Las ecuaciones mostradas en relación al parámetro gas – sólidos hacen referencia a la figura 3.2. La relación gas – sólidos está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{G}{S} = \frac{\text{Kg de gas liberado por despresurización}}{\text{Kg de sólidos en la corriente de entrada del equipo}}$$

G/S se determina por estudios a escala de laboratorio en células de flotación o en planta piloto.

G: Se obtiene a partir de determinaciones de gas disuelto (mg/L).

$$G = G_1 - G_2 \dots \dots (1)$$

G₁= Gas disuelto en depósito de retención (Kg/d).

G₂= Gas disuelto en depósito de efluente (Kg/d).

$$G_1 = \frac{R \cdot \left[\frac{m^3}{d} \right] \cdot C_1 \left[\frac{g \text{ aire}}{m^3} \right]}{1000} \dots \dots \left[\frac{Kg}{d} \right]$$

$$G_2 = \frac{R \cdot \left[\frac{m^3}{d} \right] \cdot C_2 \left[\frac{g \text{ aire}}{m^3} \right]}{1000} \dots \dots \left[\frac{Kg}{d} \right]$$

Donde:

Q: Alimentación (m³/d), R: Reciclo (m³/d).

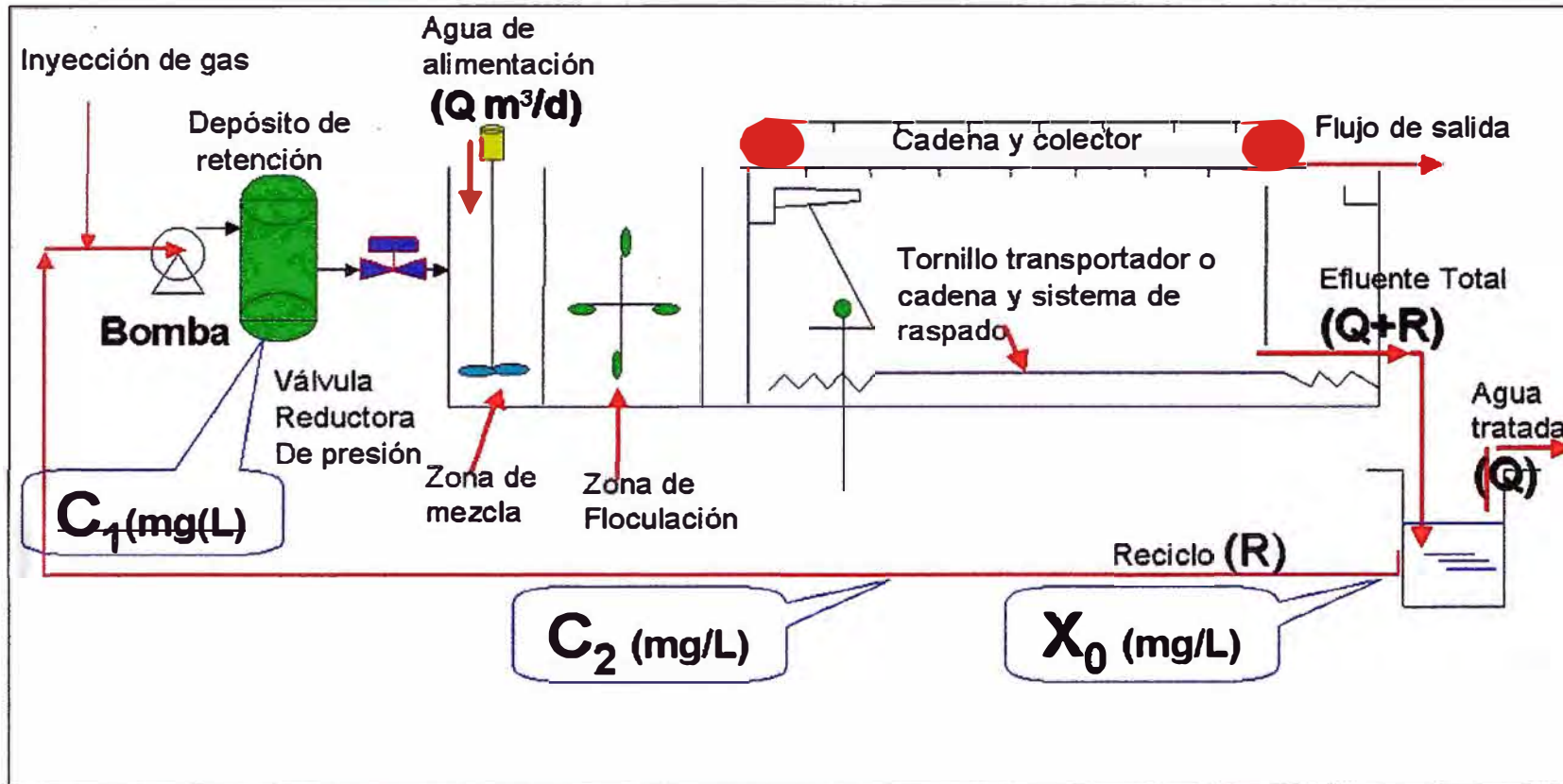
C₁: Concentración de gas disuelto en el depósito de retención

C₂: Concentración de gas disuelto en la corriente de reciclo

Si: X_o = Concentración de sólidos en suspensión en el agua de alimentación:

$$S = \frac{Q \left[\frac{m^3}{d} \right] \cdot X_o \left[\frac{g \text{ de sólidos suspendidos}}{m^3} \right]}{1000} \dots \dots \left[\frac{Kg}{d} \right] \dots \dots (2)$$

FIGURA 3.2 ESQUEMA DE UN EQUIPO DE FLOTACIÓN POR GAS DISUELTO



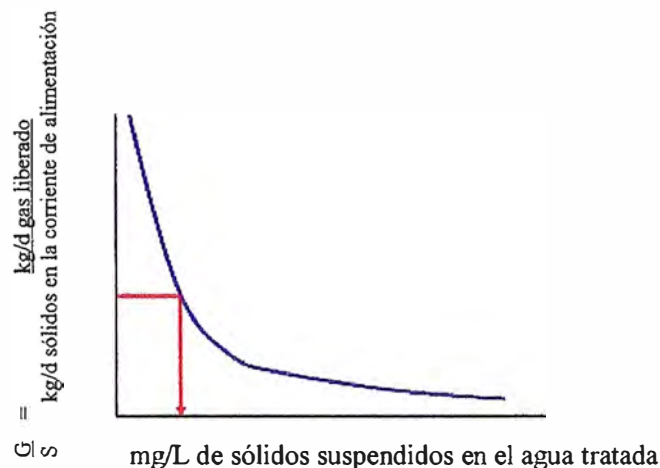
Relación G/S, de (1) y (2)
$$\frac{G}{S} = \frac{R}{Q} \cdot \frac{(C_1 - C_2)}{X_o}$$

La eficacia de un sistema de flotación por gas disuelto depende principalmente del valor de la relación entre el volumen de gas y la masa de sólidos (G/S) necesario para obtener un determinado nivel de clarificación.

- **Correlación de las variables de flotación con el parámetro G/S.**

En la gráfica 3.3, se muestra la tendencia de la curva: G/S versus mg/L de SS en el efluente. Dependiendo de la calidad final que se requiera a la salida del DGF, se selecciona el valor de G/S (siendo S = constante) por consecuencia, se selecciona un valor de G. Se mantiene fija la relación de reciclo.

FIGURA 3.3 CURVAS TÍPICAS DE UN EQUIPO DE FLOTACIÓN POR GAS DISUELTO



b) Rangos de operación de la unidad

Los parámetros de operación deben ser determinados a partir de pruebas piloto, con el agua de formación a ser tratada y con una construcción de un equipo piloto que refleje las condiciones de operación que tendrá el equipo a escala industrial. En el presente trabajo, se consignan los rangos recomendados de operación típicos y los cálculos basados en esos rangos:

- **Carga hidráulica**

La carga hidráulica del equipo de flotación es una medida del volumen del agua de entrada al tanque de flotación por unidad de superficie por unidad de tiempo. Como valor recomendado de diseño, se tiene para un tanque de flotación con un área menor a 18,6 m² (200 ft²) un valor de carga hidráulica de 0,0136 a 0,0203 m³/(s x m²), el cual equivale a un valor de 2 a 3 gal/(min x ft²). Este valor recomendado tiene como referencia la patente de Estados Unidos N° 3966598 “Circular dissolved gas flotation system”.⁽¹⁾

Para el caso del tratamiento de agua de la planta con el caudal de 0,0128 m³/s (7.000 bbl/d), realizamos el cálculo del diámetro del recipiente, seleccionando como valor de carga hidráulica el promedio de los dos valores dados, es decir un valor de 2,5 gal/(min x ft²).

Para 7.000 bbl/d = 204,16 gal/min.

$$\text{Área: } 2,5 \frac{\text{gal}}{\text{min} \cdot \text{ft}^2} = 204,16 \frac{\text{gal}}{\text{min} \cdot A} \rightarrow A = 81,67 \text{ ft}^2$$

$$\text{Diámetro: } 81,67 \text{ ft}^2 = 7,59 \text{ m}^2 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \rightarrow D = 3,11 \text{ m}$$

Como el área calculada no considera variaciones del caudal, se asume un caudal máximo de operación del equipo de 0,0166 m³/s (9.000 bbl/d), que representa el valor máximo de caudal registrado en las mediciones de caudal en la planta. Repitiendo el cálculo anterior, tenemos:

Para 9.000 bbl/d = 262,5 gal/min.

$$2,5 \frac{\text{gal}}{\text{min} \cdot \text{ft}^2} = 262,5 \frac{\text{gal}}{\text{min} \cdot A} \rightarrow A = 105 \text{ ft}^2$$

$$105 \text{ ft}^2 = 9,75 \text{ m}^2 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \rightarrow D = 3,52 \text{ m}$$

Para los resultados obtenidos, deben ser comparados con los diámetros de los tanques de flotación disponibles en el mercado.

- **Tiempo de retención**

En unidades de flotación convencionales, se tiene un tiempo de retención de 10-20 min. Para un tiempo de retención de 20 min, se calcula la altura de líquido retenido en la celda de flotación:

$$\left(7.000 \frac{\text{bbl}}{d}\right) \cdot \left(\frac{1d}{24h}\right) \cdot \left(\frac{1h}{60 \text{ min}}\right) \cdot 20 \text{ min} = 97,22 \text{ bbl} = 15,5 \text{ m}^3$$

Para el diámetro de la celda de flotación: $D = 3,52 \text{ m}$

$$\left(\frac{\pi \cdot 3,52^2}{4}\right) \cdot h = 15,5 \text{ m}^3 \rightarrow h = 1,60 \text{ m}$$

Como regla heurística, al calcular la altura del líquido en un tanque, se debe considerar sumar una altura de 3 pies (0,91 m) al valor de la altura calculada para manejar las oscilaciones de caudal. Entonces la altura total de la celda de flotación se calcula de la siguiente forma:

$$h_{total} = 1,60 + 0,91 = 2,5 \text{ m}$$

Por lo tanto, las dimensiones del tanque de flotación serán las siguientes: $D = 3,52 \text{ m}$ y $h = 2,5 \text{ m}$.

- **Relación de reciclo**

La relación de reciclo está determinada como la fracción del efluente final producido el cual es retornado y saturado bajo presión para su ingreso al recipiente de flotación, donde alcanza la presión atmosférica y se generan las burbujas.

La empresa Veolia, proveedora de equipos DGF recomienda que la relación de reciclo se encuentra entre el 15 y 25% de la corriente de alimentación. Tomando como valor promedio un 20%, se tiene un caudal de reciclo de 1.400 bbl/d. ($0,00257 \text{ m}^3/\text{s}$)

- **Relación gas – sólidos (G/S)**

Para establecer la relación gas – sólidos, se toma como referencia el valor de 0,04 kg de gas por kg de sólidos a ser removidos. Este valor tiene como referencia la patente de Estados Unidos N° 4267050 “High solubility gas flotation in liquid-solid separation”⁽²⁾. Este valor recomendado debe constatararse mediante una prueba piloto, para el ajuste de la relación G/S.

Para determinar la carga de sólidos en nuestro caso, se considera el parámetro de sólidos suspendidos totales registrado en el monitoreo de 75 mg/L, tomando un valor máximo de 300 mg/L. El valor máximo de sólidos suspendidos debe determinarse mediante el monitoreo constante de la planta para saber los valores máximos y mínimos sobre los cuales operará la celda de flotación y ajustar la cantidad de gas inyectado de acuerdo al valor obtenido de sólidos.

Con esta referencia, se muestra el cálculo del consumo másico de gas y la carga de sólidos a retirar por día para el caudal de 7.000 bbl/d.

Para 75 mg/L:

$$Carga\ sólidos = \left(7.000 \frac{bbl}{d}\right) \cdot (1d) \cdot \left(\frac{158,99L}{1bbl}\right) \cdot \left(35 \frac{mg}{L}\right) \cdot \left(\frac{1g}{1000mg}\right) \cdot \left(\frac{1kg}{1000g}\right)$$

$$\text{Por día: } Carga\ sólidos = 38,95\ kg$$

$$Gas\ inyectado = 38,95\ kg\ sólidos \cdot \frac{0,04kg\ gas}{kg\ sólidos}$$

$$\text{Por día: } Gas\ inyectado = 1,56\ kg\ gas$$

Para 300 mg/L:

$$Carga\ sólidos = \left(7.000 \frac{bbl}{d}\right) \cdot (1d) \cdot \left(\frac{158,99L}{1bbl}\right) \cdot \left(300 \frac{mg}{L}\right) \cdot \left(\frac{1g}{1000mg}\right) \cdot \left(\frac{1kg}{1000g}\right)$$

$$\text{Por día: } Carga\ sólidos = 333,8\ kg$$

$$\text{Gas inyectado} = 333,8 \text{ kg sólidos} \cdot \frac{0,04 \text{ kg gas}}{\text{kg sólidos}}$$

$$\text{Por día: Gas inyectado} = 13,4 \text{ kg gas}$$

Considerando la densidad del gas natural inyectado de $0,60 \text{ kg/m}^3$, calculamos los volúmenes de gas.

Para 75 mg/L:

$$\text{Por día: Gas inyectado} = \frac{1,56 \text{ kg gas}}{0,60 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} \cdot \left(\frac{1000 \text{ L}}{1 \text{ m}^3} \right) = 2.600 \text{ L}$$

Para 300 mg/L:

$$\text{Por día: Gas inyectado} = \frac{13,4 \text{ kg gas}}{0,60 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} \cdot \left(\frac{1000 \text{ L}}{1 \text{ m}^3} \right) = 22.333 \text{ L}$$

Tomando como referencia la patente de Estados Unidos N° 5176835 "Aparatus for continuous purification of liquids"⁽³⁾, señala que en un sistema de flotación por gas disuelto, el líquido a ser tratado es alimentado a la celda de flotación, y la cantidad de gas varía normalmente de 15 a 90 litros de gas por cada 1000 litros de líquido. Esto significa que la densidad del fluido constituido por la mezcla de gas y líquido tiene valores que varían respectivamente entre $0,985$ y $0,91 \text{ g/cm}^3$ con respecto a la densidad del líquido sin gas. Esto aplica a la corriente de reciclo.

Con esta referencia, se calcula la cantidad de gas necesaria a disolver por día en el agua, para el caudal a tratar, considerando una corriente de reciclo de 1.400 bbl/d. ($0,00257 \text{ m}^3/\text{s}$), y considerando un tiempo de residencia de 3 minutos en el tanque de saturación.

$$V_{H_2O \text{ reciclo}} = Q_{\text{reciclo}} \cdot t_{\text{residencia tk saturacion}}$$

$$V_{H_2O \text{ reciclo}} = 1.400 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \cdot (3 \text{ min}) \cdot \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} \cdot \frac{1 \text{ d}}{24 \text{ h}} \cdot \frac{158,98 \text{ L}}{1 \text{ bbl}} = 463,7 \text{ L}$$

Considerando el rango de 15 a 90 litros de gas inyectado por cada 1000 litros de agua, se realiza el cálculo para ambos valores.

Para 15 litros de gas:

$$\frac{15 \text{ L gas}}{1000 \text{ L agua}} \cdot 463,7 \text{ L agua} \rightarrow V_{\text{gas}} = 6,96 \text{ L}$$

Para 90 litros de gas:

$$\frac{90 \text{ L gas}}{1000 \text{ L agua}} \cdot 463,7 \text{ L agua} \rightarrow V_{\text{gas}} = 41,73 \text{ L}$$

La cantidad de gas inyectado para el tiempo de saturación de 3 min oscilará entre 6,96 y 41,73 litros (0,00696 y 0,04173 m³ respectivamente).

Para calcular la cantidad de gas inyectado por día, con los valores del rango, dado en el párrafo anterior:

$$\text{Para 15 litros de gas: } V_{\text{gas}} = \frac{6,96 \text{ L}}{3 \text{ min}} \left(\frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} \right) \left(\frac{24 \text{ h}}{1 \text{ d}} \right) = 3.340,8 \text{ L gas}$$

$$\text{Para 90 litros de gas: } V_{\text{gas}} = \frac{41,73 \text{ L}}{3 \text{ min}} \left(\frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} \right) \left(\frac{24 \text{ h}}{1 \text{ d}} \right) = 20.030,4 \text{ L gas}$$

- ***Tamaño óptimo de partículas a remover mediante flotación***

La empresa Veolia proporciona equipos para el tratamiento del agua de formación, entre ellos se encuentra el equipo DGF. Por su experiencia, señalan que, sin la adición de productos químicos que ayuden al proceso de flotación, se puede remover con un DGF partículas mayores que 25 µm. Con la adición de productos químicos, se puede remover partículas mayores a 10 µm, es decir, puede eliminarse mediante flotación partículas de un diámetro más pequeño a este valor.

La distribución del tamaño de partícula de la corriente de alimentación y corriente de agua tratada en el DGF debe verificarse mediante monitoreo, para conocer la eficiencia de remoción de partículas mayores que 25 μm .

- **Carga típica de sólidos**

La carga de sólidos generalmente está dada en unidad de masa por unidad de área por unidad de tiempo ($\text{kg}/\text{m}^2/\text{h}$). Tomando la referencia proporcionada en la patente de Estados Unidos N° 6893572 “Solids accumulating flotation separator”⁽⁴⁾, la carga típica de sólidos convencional máxima es de 50 $\text{lb}/(\text{ft}^2 \times \text{d})$. En algunos casos podría llegar hasta un valor de 200 $\text{lb}/(\text{ft}^2 \times \text{d})$.

Para el caso de diseño, con un caudal de 7.000 bbl/d :

$7.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \cdot 1 \text{ d} = 7.000 \text{ bbl}$, y considerando una concentración de sólidos suspendidos “x” en mg/L que debería tener como máximo el agua que ingresa a la celda de flotación, con el valor recomendado de carga de sólidos se determina el valor máximo de “x”, para comprobar que se cumpla la carga máxima de sólidos para los valores determinados en el monitoreo de la planta.

$$7.000 \text{ bbl} \times \frac{158,98 \text{ L}}{1 \text{ bbl}} = 1.112.860,0 \text{ L}$$

$$x \frac{\text{mg}}{\text{L}} \cdot 1.112.860,0 \text{ L} \cdot \frac{1\text{g}}{1000\text{mg}} \cdot \frac{1\text{kg}}{1000\text{g}} = (1,11) \cdot (x) \text{ kg} = (2,45)(x) \text{ lb}$$

Considerando el área de la sección transversal con el diámetro calculado de 3,52 m.

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{\pi \cdot (3,52)^2}{4} = 9,73 \text{ m}^2 = 104,7 \text{ ft}^2$$

$$50 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2 \cdot \text{d}} = \frac{2,45 \cdot x}{104,7 \text{ ft}^2 \cdot \text{d}} \rightarrow x_{\text{máx}} = 2.136,0 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

$x_{\text{máx}}$ es la concentración máxima de sólidos suspendidos que debe ingresar a la celda de flotación. La celda será ubicada a la salida del tanque T-101, por lo tanto, el valor registrado en el monitoreo (75,0 mg/L) es menor al valor máximo.

- ***Saturación del efluente y tamaño de burbuja generada***

La producción del agua saturada para la formación de burbujas diminutas es generalmente formada en dos pasos: Primero, incrementando la presión a través de una bomba, y luego el flujo es ingresado a un tanque de saturación.

La eficiencia de saturación dependerá del diseño del sistema, para un buen diseño se espera una eficiencia de 85-95%. Según estudios realizados en la Universidad de Pittsburg por Fan Shi (1995), la presión que debe alcanzar el recipiente de saturación con gas es de 500.000 Pa (72,5 psi). Este valor es ideal para que el gas se disuelva en el agua y se genere un tamaño de burbuja adecuado para la remoción de partículas. Tomando como referencia la patente de Estados Unidos N° 4889638 “Agitation and / or gas separation and dispersed gas flotation”⁽⁵⁾, se señala que las burbujas generadas en el recipiente de flotación tienen un diámetro en el rango de 30 a 100 μm . Esto se controla por medio de una válvula reductora de presión y el diseño del plato difusor para proporcionar las burbujas con el rango deseado de diámetros.

- ***Régimen de flujo***

Se necesita que no existan cambios sustanciales en el régimen de flujo. En el caso de operar con flujo turbulento ocasionará la mezcla de las fases petróleo – agua y los sólidos suspendidos así como los aceites que fueron separados por gravedad, podrían volver a estar en suspensión, y en consecuencia, disminuirá la eficiencia de separación. Para asegurar esto, es

necesario tener un tanque desnatador antes del DGF y la celda de flotación sea alimentada por gravedad, que para el caso mostrado en el presente trabajo se cumple.

c) Otras consideraciones de operación

- Al conocer la solubilidad del gas en el agua de formación dependiendo de la presión de trabajo, se inyecta una cantidad de gas que sea soluble en un volumen de agua definido, con eso evitaremos que se originen burbujas grandes de gas no disuelto que originen turbulencia y disminuya la eficiencia de la unidad de flotación.
- Es necesario tener en cuenta la temperatura de entrada de la corriente al equipo de flotación, debido a que la solubilidad de los gases en un líquido disminuye por aumento de la temperatura.
- Se debe tomar en cuenta que dependiendo de la presión de salida de la corriente de reciclo, y la posterior despresurización de esa corriente, se tendrá un determinado tamaño de burbuja óptimo para la operación de flotación, por lo cual se aconseja la operación en presiones que se encuentren en el rango de 72,5 a 80 psi.

d) Consideraciones de diseño

Para el diseño adecuado de este equipo, se debe considerar lo siguiente:

- Instalación de sistemas de inyección de química a la entrada del equipo de flotación, en el tramo de tubería de la corriente de ingreso, con un sistema de mezcladores estáticos, con la finalidad de asegurar una mezcla uniforme de coagulante y de floculante antes que el agua sea alimentada al equipo de flotación, y evitar que estos productos químicos sean conducidos sin mezclar durante el proceso y no cumplan la función por las cuales fueron dosificados.
- Instalación de una bomba de reciclo de alimentación adecuada para evitar la cavitación de la bomba. La bomba se encargará de llevar el agua a la presión requerida para disolver la cantidad de gas necesaria para operación

del sistema. La disolución de gas en el líquido se hará en la corriente de reciclo al equipo de flotación. Con el avance de la tecnología, existen diseños de bombas especiales para tener una adecuada disolución del gas en el fluido de entrada al equipo de flotación, y que al mismo tiempo no produzca cavitación de la bomba. Considerando algunas alternativas de empresas proveedoras de equipos, se tiene el sistema de bombeo para sistemas DGF llamado Monosep DGF Pump de la empresa SIEMENS, que considera un sistema patentado para el diseño de la bomba, con materiales resistentes al efecto de cavitación. Otra opción considerada son las bombas Onyx, desarrolladas por la empresa GLR Solutions, que considera el uso de una bomba centrífuga de múltiples etapas para la generación de microburbujas.

- Contar con un sistema de drenaje de los fondos del equipo de flotación y también de sistema de recolección del material sobrenadante en una cámara de lodos, que tenga la capacidad adecuada dependiendo de la cantidad de aceites y sólidos removidos por unidad de tiempo. La altura de los rodetes y de las paletas de recolección debe ser la adecuada para la recolección del material sobrenadante con velocidad de rotación variable.
- Solicitar al fabricante las curvas de solubilidad del gas en el agua de formación, estas curvas son fundamentales para determinar los parámetros de operación. Esto dependerá de pruebas de campo realizadas a escala piloto, con el gas disponible en la planta.
- Considerar instrumentos para medición de parámetros de operación tales como rotámetros o caudalímetros para medición de caudales, y manómetros para medición de presión.
- Considerar elaboración de planos del equipo: Tanque de flotación, tanque de presurización, tanques desnatadores y otros.
- Comprobar el buen funcionamiento del tanque desnatador (drenajes del sobrenadante y de fondos).
- Acondicionamiento de tanque de presurización: Revisión de diseño de internos y dimensionamiento para conseguir saturación, verificación de

buen funcionamiento de accesorios (Válvula reductora de presión, manómetros, etc.).

- Para la selección de la bomba, se necesita conocer la presión de succión a la cual operará y la presión de descarga, los caudales de trabajo (que dependerá de la razón de reciclo), el diámetro de la línea de reciclo del equipo de flotación, entre otros parámetros.

e) Especificaciones básicas del equipo de flotación

Considerando las recomendaciones de diseño dadas basadas en patentes, e informaciones de los proveedores de equipos de flotación, se efectuaron cálculos sobre la base de esas recomendaciones, para el dimensionamiento de la celda de flotación. Por lo tanto, para un diseño preliminar del equipo de flotación se presentan las especificaciones básicas dadas en la tabla 3.5.

TABLA 3.5 ESPECIFICACIONES BÁSICAS DEL EQUIPO DE FLOTACIÓN.

Condiciones de servicio

<i>Nº</i>	<i>Parámetros</i>	<i>Especificación</i>	<i>Unidad</i>
1	Caudal máximo	0,0166 (9.000,0)	m ³ /s (bbl/d)
2	Caudal normal	0,0128 (7.000,0)	m ³ /s (bbl/d)
3	Presión de operación	499,87-551,58 (72,5 – 80)	kPa (psig)
4	Temperatura de operación	20,0 – 30,0	°C
5	Gravedad específica del fluido (agua de formación)	1,02	
6	Gravedad específica del petróleo	0,825-0,876	
7	pH	6,8-6,9	
8	Contenido de aceite a la entrada	40-300	mg/L
9	Contenido de aceite a la salida	< 20	mg/L
10	Contenido de sólidos suspendidos a la entrada	70-100	mg/L
11	Contenido de sólidos suspendidos a la salida	40-70	mg/L
12	Fluido de proceso	Agua de formación	

Diseño del equipo

Nº	Parámetros	Especificación	Unidad
1	Carga hidráulica	0,0136 - 0,0203	$m^3/(s \times m^2)$
2	Diámetro de celda de flotación	3,52	m
3	Altura de celda de flotación	2,50	m
4	Relación gas/sólidos	0,04	Kg gas/kg sólidos
5	Tiempo de retención	10-20	min
6	Carga típica de sólidos	50	lb/(ft ² x d)

3.2.1.2 Filtro de “cáscara de nuez”

Tomando como referencia la patente de Estados Unidos N° 3992291, “Method of filtering oil from liquids”⁽⁶⁾, señala que la cáscara de nuez negra granulada tiene una afinidad por el petróleo. El petróleo suspendido coalesce durante el flujo a través del lecho filtrante para formar partículas de mayor tamaño, las cuales son del tamaño suficiente para quedar atrapadas en los intersticios de lecho filtrante. Después de que una cantidad sustancial de petróleo ha sido acumulada, el lecho es lavado con un flujo de agua en contracorriente y a la velocidad suficiente para liberar una parte del petróleo acumulado en el lecho. Luego con el lecho regenerado, se reinicia un nuevo ciclo de filtración.

El filtro tendrá como función reducir los niveles de aceites suspendidos en el agua hasta los niveles óptimos para inyección. El lecho de este equipo es llamado de “cáscara de nuez”, el cual posee excelentes características de superficie para coalescer y filtrar la materia contenida en el agua de formación. El diseño del relleno del filtro se encuentra protegido por patentes de la misma compañía que fabrica el equipo de filtración.

US Filter es una de las empresas que proporciona este tipo de filtros. Para el diseño de este tipo de filtro por parte del proveedor, es necesario conocer las características de la corriente de entrada, para que los proveedores del equipo efectúen la simulación a las condiciones de proceso.

Según la tabla de capacidades proporcionada por el fabricante (Ver apéndice A.1) se selecciona el modelo del filtro con el caudal máximo de operación. Para un caudal de 9.000 bbl/d, se selecciona el diámetro del recipiente de filtración, el cual es 5' (1,524 m).

La patente de Estados Unidos N° 3992291, "Method of filtering oil from liquids"⁽⁶⁾, describe el aspecto del relleno, como un material de color negro, ligero, con una gravedad específica entre 1,3 y 1,4. La cáscara es relativamente fuerte y tiene un módulo de elasticidad de 170.000 psi. La cáscara puede considerarse como no abrasiva en comparación con la arena o la antracita.

Tomando como referencia esta misma patente, se tiene la cantidad de petróleo retenido en gramos por cada centímetro cúbico de relleno, dando un valor promedio para la cáscara de nuez de 0,033 g/cm³ de relleno. Con este dato, se calcula la cantidad de relleno que debe usarse para el tratamiento de 7.000 bbl/d de agua de formación.

$$\text{Masa de petróleo a retirar} = 7.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \cdot \frac{158,9\text{l}}{1\text{bbl}} \cdot 70 \frac{\text{mg}}{\text{l}} \cdot \frac{1\text{g}}{1.000\text{mg}}$$

$$\text{Masa de petróleo a retirar} = 77.861 \frac{\text{g}}{\text{d}} = 77,9 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

$$\text{Volumen de relleno} = 77.861 \frac{\text{g petróleo retenido}}{\text{d}} \cdot \left(\frac{1 \text{ cm}^3 \text{ relleno}}{0,033\text{g petróleo retenido}} \right)$$

$$\text{Volumen de relleno} = 2\,359.424,0 \text{ cm}^3 = 2,36 \text{ m}^3$$

Repitiendo el cálculo para un caudal máximo de 9.000 bbl/d, tenemos:

$$\text{Masa de petróleo a retirar} = 9.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \cdot \frac{158,9\text{l}}{1\text{bbl}} \cdot 70 \frac{\text{mg}}{\text{l}} \cdot \frac{1\text{g}}{1.000\text{mg}}$$

$$\text{Masa de petróleo a retirar} = 100.107 \frac{\text{g}}{\text{d}} = 100,107 \frac{\text{kg}}{\text{d}}$$

La empresa Power Clean Systems, en su línea de equipos de filtración, recomienda que el tiempo de filtración sea como máximo de 24 horas, o a una caída de presión máxima de 14 psig. Pasado este tiempo, se realizará la operación de retrolavado. Según la empresa Yooqi, el tiempo de retrolavado en filtros de este tipo es de aproximadamente 20 minutos.

Otra referencia con respecto al retrolavado del filtro, deriva de un reporte de planta piloto realizado por la organización ARCO Western Energy, y considera que el relleno del filtro debe ser retrolavado con una cantidad de agua equivalente a 2 veces el volumen del lecho filtrante, al mismo caudal de filtración.

Con esta referencia, se considera la saturación del relleno para el tiempo de 1 día, y calculamos el volumen de relleno necesario:

$$\text{Volumen de relleno} = 100.107 \frac{\text{g petr3leo retenido}}{d} (1d) \cdot \left(\frac{1 \text{ cm}^3 \text{ relleno}}{0,033 \text{g petr3leo retenido}} \right)$$

$$\text{Volumen de relleno} = 3\,033.545,5 \text{ cm}^3 = 3,03 \text{ m}^3$$

Considerando el volumen de relleno calculado para el máximo caudal de 3,03 m³, y el diámetro del filtro de 5' (1,524 m), para la capacidad máxima de 9.000 bbl/d según la tabla de capacidades dadas en el apéndice 6.1, se calcula la altura aproximada ocupada por el relleno.

$$\text{Volumen de relleno} = 3,03 \text{ m}^3 = (1,524 \text{ m})^2 \cdot h_{\text{relleno}}$$

$$h_{\text{relleno}} = 1,304 \text{ m} = 51,3''.$$

Según las recomendaciones dadas por los fabricantes de este tipo de filtros, se tiene una altura de relleno de 66'' mínimo (1,68 m), para aquellas alturas de relleno calculadas que no se encuentren por encima de este valor. Para este valor de altura se calcula el volumen aproximado del relleno:

$$\text{Volumen de relleno} = 1,68 \text{ m} \cdot (1,524\text{m})^2$$

$$\text{Volumen de relleno} = 3,90 \text{ m}^3$$

Para el cálculo de la longitud del filtro, se considera que el lecho ocupará una altura del 50% de la altura total disponible del equipo de filtración, para tener el espacio suficiente en las operaciones de retrolavado, es decir, la expansión del lecho filtrante.

Con esta consideración, se calcula la altura total del filtro:

$$\text{Altura del filtro} = h_{\text{relleno}} + h_{\text{espacio retrolavado}} = 66 \text{ pulg} + 66 \text{ pulg} = 132 \text{ pulg}$$

$$\text{Altura del filtro} = 132 \text{ pulg} = 3,4 \text{ m}$$

Considerando las recomendaciones efectuadas con respecto al retrolavado, se toma en consideración el caudal de 7.000 bbl/d y dos veces el volumen de lecho filtrante.

$$t_{\text{retrolavado}} = \frac{2 \times V_{\text{lecho filtrante}}}{Q_{\text{operación}}}$$
$$t_{\text{retrolavado}} = \frac{2 \cdot 3,90 \text{ m}^3}{7.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \left(\frac{0,159 \text{ m}^3}{1 \text{ bbl}} \right) \left(\frac{1 \text{ d}}{1.440 \text{ min}} \right)}$$
$$t_{\text{retrolavado}} = 10,1 \text{ min}$$

El tiempo de retrolavado será como mínimo este valor y un valor máximo de 20 minutos según las recomendaciones de empresas señaladas en líneas anteriores.

Según los cálculos anteriores basadas en las patentes y recomendaciones de los fabricantes, en la tabla 3.6 se muestran las especificaciones básicas para el diseño del equipo de filtración:

TABLA 3.6 ESPECIFICACIONES BÁSICAS DEL EQUIPO DE FILTRACIÓN.

Condiciones de servicio

Nº	Parámetros	Especificación	Unidad
1	Caudal máximo	0,0165 (9.000)	m ³ /s (bbl/d)
2	Caudal normal	0,0128 (7.000)	m ³ /s (bbl/d)
3	Presión de operación	551,580 (80)	KPa (psig)
4	Diferencial de presión (Filtro limpio)	27,579 (4)	KPa (psig)
5	Diferencial de presión (Filtro saturado)	96,526 (14)	KPa (psig)
6	Temperatura de operación	55	°C
7	Gravedad específica del fluido	1.02	
8	pH	6.8-6.9	
9	Gravedad específica del petróleo	0.825-0.876	
10	Contenido de aceite a la entrada	30-70	mg/L
11	Contenido de aceite a la salida	< 10	mg/L
12	Contenido de sólidos suspendidos a la entrada	45-70	mg/L
13	Contenido de sólidos suspendidos a la salida	<10	mg/L
14	Fluido de proceso	Agua de formación	

Diseño del equipo

Nº	Parámetros	Especificación	Unidad
1	Diámetro del filtro	1,52	m
2	Longitud del filtro	3,40	m
3	Material del filtro	Acero al carbono	
4	Presión de diseño	689,475 (100)	KPa (psig)
5	Temperatura de diseño	20-30	°C
6	Orientación	vertical	

Medio de filtración

Nº	Parámetros	Especificación	Unidad
1	Tipo de medio	Cáscara de nuez negro (Patentado)	
2	Profundidad del lecho	1,68 (66)	m (pulg)
3	Volumen ocupado en el filtro	3,90	m ³
4	Cantidad de agua para el retrolavado del medio de filtración	7,8	m ³
5	Tiempo de retrolavado del medio de filtración	10,1 - 20	min

3.2.2 Tratamiento químico

- **Secuestrante de oxígeno**

Debido a que la planta de inyección de agua no cuenta con torre desaeradora, y la misma es aplicable cuando la concentración del oxígeno a remover alcanza niveles por encima de 50 ppb, la remoción del oxígeno será efectuada en este caso con tratamiento químico, y por lo tanto, se selecciona el punto de aplicación que asegure que el oxígeno no ocasione corrosión en las tuberías y equipos existentes. La mayoría de tuberías son de acero al carbono, por lo que se recomienda seleccionar el punto de aplicación a la entrada de la planta de inyección. La tabla 3.7 muestra las premisas básicas para la aplicación de este producto, cuya efectividad debe ser verificada mediante monitoreos en la planta.

TABLA 3.7 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE SECUESTRANTE DE OXÍGENO.

Nº	<i>Secuestrante de oxígeno</i>	
1	Punto de aplicación	Entrada al tanque desnatador T-02
2	Componente principal	Bisulfito de sodio catalizado
3	Concentración recomendada	10 ppm
4	Productos comerciales disponibles	NALCO 1710 (Nalco) Sequest OS 40 (Clariant).
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas con concentración de 39-41% en peso

- **Biocida de choque**

Este producto tiene como función evitar el crecimiento microbiano en el sistema de inyección de agua, principalmente en aquellos equipos que tienen relleno. Por esta razón, el biocida de choque es aplicado a la entrada del tanque desnatador T-02. Los productos más empleados son a base de THPS (Sulfato de tetra-cis-hidroximetil fosfonio) y otros a base de glutaraldehído. Se recomienda el cambio de producto de tiempo en tiempo para evitar el desarrollo de resistencia al biocida en los microorganismos. Para productos a base de THPS, la dosificación recomendada es de 300 ppm durante 1 hora, dos veces por semana. Para productos a base de

glutaraldehido, la dosificación recomendada es de 500 ppm durante 1 hora, dos veces por semana. (Véase la tabla 3.8.)

TABLA 3.8 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE BIOCIDA DE CHOQUE.

<i>Nº</i>	<i>Biocida de choque</i>	
1	Punto de aplicación	Entrada al tanque desnatador T-02
2	Componente principal	THPS (Sulfato de tetra – cis – hidroximetil fosfonio) Glutaraldehido
3	Concentración recomendada	THPS: 300 ppm durante 1 hora, 2 veces por semana. Glutaraldehido: 500 ppm durante 1 hora, dos veces por semana.
4	Productos comerciales disponibles	THPS: EC 6298 A (Nalco), Fongrabac THPS (Clariant). Glutaraldehido: Fongrabac GQ (Clariant), Denvercide (Poland), Polibac TC (Poland).
5	Presentación del producto	THPS: Soluciones acuosas con concentración de 65-90% en peso. Glutaraldehido: Soluciones acuosas.

- ***Biocida continuo***

Este producto es una sal cuaternaria de amonio que tiene como función evitar la proliferación microbiológica y facilitar la acción del biocida de choque.

El producto es aplicado a la salida del filtro de “cáscara de nuez”, en el caso de aplicación de este producto considerar el riesgo de formación de espuma. Uno de los principales productos comerciales es el Dodigem 1611 (Clariant). La dosificación recomendada es de 10 ppm en el agua de inyección. (Véase la tabla 3.9.)

TABLA 3.9 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE BIOCIDA
CONTINUO.

Nº	<i>Biocida continuo</i>	
1	Punto de aplicación	Salida del filtro “cáscara de nuez”.
2	Componente principal	Cloruro de alquil C ₁₂ -C ₁₄ dimetil benceno amonio
3	Concentración recomendada	10 ppm
4	Productos comerciales disponibles	Dodigem 1611 (Clariant)
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas.

- ***Inhibidor de incrustaciones***

La alta concentración de sales hace necesario la dosificación de antiincrustante específico. En los resultados de análisis, se debe comprobar la presencia de iones incrustantes, principalmente el calcio (Ca²⁺), magnesio (Mg²⁺), así como los sulfatos (SO₄²⁻) y carbonatos (CO₃²⁻). Con ello se puede predecir la ocurrencia de incrustaciones de CaCO₃ y CaSO₄, a las condiciones de superficie, o a las condiciones de fondo de pozo. El combate de incrustaciones debe ser preventivo, con el uso de antiincrustantes.

Los métodos de aplicación de antiincrustantes pueden ser continua o batch. En los métodos continuos, se realiza la inyección de antiincrustante en la planta de inyección de agua o en el pozo inyector. En la aplicación por batch, se hace la inyección de un volumen de inhibidor de incrustación directamente en el reservorio, a través del pozo productor. El objetivo de esta operación es formar un colchón de inhibidor adherido a la roca en las inmediaciones del pozo, el cual posteriormente va siendo liberado con la finalidad de prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en el reservorio, cañoneados y columna de producción. En este caso, es importante hacer un monitoreo de concentración residual de antiincrustante en el agua producida.

La inyección de inhibidor de incrustaciones puede ser realizada en los pozos inyectoros. Es considerada una buena práctica realizar la inyección de antincrustrante en los primeros días de operación de un pozo inyector, con la finalidad de proteger un cierto volumen de roca – reservorio próximo al pozo. Una vez que el colchón protector con algunos metros de radio haya sido formado, la inyección de antiincrustrante puede ser interrumpida y la inyección por el pozo puede continuar normalmente.

En general, los inhibidores de incrustación son compuestos de naturaleza fosfórica, carboxílica o sulfónica, o sales a bases de fosfato. La selección del producto depende del tipo de depósito esperado (sulfato o carbonato), del punto de aplicación (plantas, sistemas de gas lift, reservorios), del tipo de roca del reservorio y de las condiciones de temperatura de fondo. En el caso de aplicación batch, debe observarse la compatibilidad del producto con la roca y la composición del agua de formación.

De un modo general, los productos sulfonados son bastante compatibles, los productos carboxílicos tienen compatibilidad intermedia y los productos a base de fósforo pueden presentar problemas de incompatibilidad, principalmente con rocas dolomíticas y carbonatadas. En el caso de aguas de formación con una cantidad de carbonatos por encima de 5000 mg/L, el empleo de un inhibidor de incrustaciones basado en fósforo puede llevar a la precipitación irreversible de fosfato de calcio. Las propiedades de adsorción de antincrustrante en la roca de la formación varían en forma inversa con su compatibilidad. Así, la mejor adsorción se obtiene con los productos fosforados y la adsorción más débil ocurre con los polímeros sulfonados. La capacidad de adsorción de los polímeros carboxílicos es variable y sufre influencia de su peso molecular. En términos de estabilidad térmica, el mejor desempeño es de los productos sulfonados (hasta 200°C) y el peor desempeño es de los productos basado en fósforo. (Véase la tabla 3.10.)

TABLA 3.10 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES.

<i>Nº</i>	<i>Inhibidor de incrustaciones</i>	
1	Punto de aplicación	Salida tanque pulmón T-103
2	Componente principal	Polivinil sulfonato
3	Concentración recomendada	5 - 40 ppm
4	Productos comerciales disponibles	Scaletreat 2854 (Clariant)
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas.

- ***Inhibidor de corrosión***

Existen agentes corrosivos en el agua de inyección, por lo que debe evaluarse la posibilidad de empleo de inhibidores de corrosión, formando una película protectora en todas las tuberías de acero al carbono de la planta a partir del punto de inyección del producto químico en adelante, para el control del H₂S generado por las bacterias sulfato reductoras y para el control del CO₂. Por este motivo el punto de inyección se recomienda en la entrada al tanque desnatador T-02. (Véase la tabla 3.11.)

TABLA 3.11 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN.

<i>Nº</i>	<i>Inhibidor de corrosión</i>	
1	Punto de aplicación	Entrada al tanque desnatador T-02.
2	Componente principal	Amina oxialquilada (Baker Hughes). Sales de amina (Champion technologies).
3	Concentración recomendada	De 10 a 100 ppm.
4	Productos comerciales disponibles	Aminox 1603 (Baker Hughes). Cortron R2264 (Champion Technologies).
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas.

- ***Coagulante***

La concentración de sólidos suspendidos totales hace necesario la dosificación de coagulante. En general, la aplicación del coagulante, se realiza previamente a la aplicación del floculante. El coagulante se encargará de la desestabilización de las cargas de las partículas que se

encuentran en suspensión, y con ello las partículas se encuentran listas para agruparse y formar otras partículas de mayor tamaño. Con este criterio, la inyección de coagulante se realiza en un punto previo a un equipo en el cual se espera la remoción de sólidos por sedimentación. Obedeciendo esta premisa, se ubica la inyección de coagulante en la entrada del tanque desnatador T-02. (Véase la tabla 3.12.)

TABLA 3.12 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE COAGULANTE.

<i>Nº</i>	<i>Coagulante</i>	
1	Punto de aplicación	Entrada a tanque desnatador T-02
2	Componente principal	Poliectrolitos aniónicos: Poliacrilamida, polímero del ácido acrílico, copolímeros del ácido acrílico y poliactrilamida)
3	Concentración recomendada	La aplicación del coagulante requiere ensayos de campo.
4	Productos comerciales disponibles	EC 7583 (Nalco: Polielectrolito aniónico) EC 8109, 71225 (Nalco: Polielectrolito aniónico)
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas.

- ***Floculante***

Para el control de los sólidos suspendidos totales, es necesario adicionar un producto que complemente la acción del coagulante, con ello se tiene aumento en el tamaño de partícula por la aglomeración de las partículas desestabilizadas por el coagulante.

El floculante se aplicará en un punto posterior a la aplicación de coagulante. Con esta premisa, se coloca el punto de inyección de floculante a la entrada del tanque desnatador T-101. (Véase la tabla 3.13.)

TABLA 3.13 PREMISAS BÁSICAS PARA APLICACIÓN DE FLOCULANTE.

Nº	<i>Floculante</i>	
1	Punto de aplicación	Entrada a tanque desnatador T-101
2	Componentes principales	Polielectrolitos aniónicos: Poliacrilamida, polímero del ácido acrílico, copolímeros del ácido acrílico y poliacrilamida. Polielectrolitos catiónicos: Alquilpoliaminas, poli dimetil amino metil acrilamida.
3	Concentración recomendada	La aplicación del floculante requiere ensayos de campo
4	Productos comerciales disponibles	EC 7520 (Nalco: Polielectrolito aniónico) EC 71403 (Nalco: Polielectrolito catiónico)
5	Presentación del producto	Soluciones acuosas.

En el apéndice A.5 se incluye información técnica de productos químicos empleados en el tratamiento químico, como secuestrantes de oxígeno, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, entre otros.

3.2.3 Propuesta de monitoreo de la planta

El monitoreo de los parámetros químicos de la planta de inyección de agua será en intervalos cortos para tomar las medidas correctivas en el caso que el agua a la salida de la planta no cumpla con las especificaciones para ser inyectada.

El agua tratada proviene de la formación, por lo que se reduce el riesgo de incompatibilidad entre el agua inyectada y el agua existente en el reservorio. No obstante, se debe analizar los iones presentes en el agua tratada de la planta y el agua de formación presente en un pozo inyector, para predecir la formación de incrustaciones.

Se plantea un esquema de monitoreo semanal en la planta y en los tramos de tubería donde el agua es conducida hacia los pozos inyectoras, con la medición de los siguientes parámetros mostrados en la tabla 3.14.

TABLA 3.14 PARÁMETROS A MEDIR EN EL SISTEMA DE MONITOREO PROPUESTO.

<i>Ítem</i>	<i>Parámetro</i>	<i>Finalidad del monitoreo</i>
1	pH	Para determinar acidez o basicidad del fluido.
2	Aceite en agua	Determina la eficiencia de remoción de aceites del equipo de flotación y del filtro de "cáscara de nuez", así como de los tanques desnatadores.
3	Sólidos suspendidos totales	Determina la eficiencia de remoción de sólidos suspendidos del equipo de flotación y del filtro de cáscara de nuez, así como de los tanques desnatadores. Determina también la eficiencia del coagulante y floculante.
4	Principales iones (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+} , Fe^{3+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-)	Por medio de esta caracterización se debe determinar el tipo de inhibidor de incrustaciones a emplear, dependiendo de la previsión del tipo de incrustación posible.
5	O_2 , CO_2 y H_2S disuelto.	Por medio de esta caracterización se determinará el consumo de secuestrante de oxígeno y del empleo de inhibidores de corrosión.
6	Bacterias reductoras de sulfato	Para determinar la cantidad de biocida a emplear. También estará asociado a la cantidad de sulfatos presentes en el agua de inyección.
7	Granulometría	Para determinar el tamaño de partícula para la selección del relleno de los filtros.
8	Velocidad de corrosión por el método de cupones	Para determinar la optimización del tratamiento químico con inhibidor de corrosión.
9	Tendencia de incrustación por el método de cupones	Para determinar la optimización del tratamiento químico con inhibidor de incrustaciones.

Se recomienda la determinación de estos valores principalmente en la entrada a la planta para establecer si hay cambios significativos en el transcurso del día, por lo que este monitoreo debe ser inicialmente diario y continuo espaciado cada dos horas, y luego efectuado dos veces por día.

3.2.4 Instalaciones auxiliares para mantenimiento de la planta

Aquí enumeramos las instalaciones auxiliares que deben ser evaluadas para un adecuado mantenimiento:

- Cámaras de drenajes de los tanques de almacenamiento dimensionado para el control de todos los drenajes originados en la planta, considerando además un programa de mantenimiento de tanques y de equipos.
- Raspatubos o “pigs” para la limpieza de las tuberías de la planta y de los acueductos por los cuales se realiza la inyección de agua.
- Un tanque de almacenamiento auxiliar de 3.000 bbl para sacar fuera de servicio aquellos tanques desnatadores consignados en el plan de mantenimiento de la planta y así realizar la limpieza interna de los tanques de almacenamiento.
- Una planta de tratamiento de emulsiones, donde los equipos principales serán un tratador térmico y un equipo de tratamiento electrostático, dimensionado para el volumen de borras generados en la planta.

3.2.5 Inversión en capital fijo del sistema de mejora propuesto

Los equipos principales considerados en el plan de mejora, son el equipo de flotación con gas disuelto (DGF) y el equipo de filtración de “cáscara de nuez” adicional al existente. El nivel de inversión de los equipos presentados en el presente trabajo es referencial de acuerdo a informaciones de costos proporcionados por empresas proveedoras de equipos empleados en la industria petrolera, ya que no se puede determinar el costo de las mismas mediante índices de costo. Adicionalmente, los proveedores informan que

existen variaciones de los precios de estos equipos con la variación del precio del petróleo, demanda de los mismos, y otros factores.

En la tabla 3.15 se presentan los siguientes montos de inversión en equipos principales, para el procesamiento de la capacidad actual de la planta (7.000 bbl/d) para el año 2006:

TABLA 3.15 MONTOS DE INVERSIÓN EN EQUIPOS PRINCIPALES PARA EL SISTEMA DE MEJORA PROPUESTO.

Nº	Equipo	Unidad	Inversión
1	Equipo de Flotación con gas disuelto	US\$	450.000
2	Equipo de Filtración de “cáscara de nuez”	US\$	250.000
Total		US\$	700.000

Esta inversión es significativa, por lo que se recomienda evaluar esta alternativa de mejora, comparándola con otras alternativas disponibles. El monto consignado en el presente trabajo debe ser validado mediante la elaboración de una ingeniería básica, que involucre el costo estimado costo de los componentes de los equipos, así como el estimado de los costos de mantenimiento de los mismos. Como ejemplo de otras alternativas, tenemos: Equipos de flotación por gas inducido (IGF), equipo de separación con platos corrugados, empleo de hidrociclones, etc., lo cual exige un nivel mayor de estudio, tanto en la parte técnica como económica.

3.3 Recomendaciones a considerar en el proyecto

Para proyectos de inyección de agua se mencionan las recomendaciones más importantes:

- Desarrollo de equipos de trabajo, conformado por personal del área de reservorios, instalaciones y operaciones, para el mejoramiento continuo de los sistemas de tratamiento de agua para inyección.

- Desarrollo de alianzas con empresas proveedoras de equipos, para conocimiento continuo y mejorado de tecnologías disponibles para el tratamiento de agua de formación y otras fuentes de agua.
- Investigación en temas de tratamiento químico, para una mayor comprensión de los mecanismos de actuación de los productos en el tema de inhibición de corrosión, secuestro de oxígeno, floculación y coagulación de sólidos, entre otros. Esto tiene como finalidad principal la optimización de los costos operativos, y realizar una buena selección de los productos químicos para el tratamiento.

CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES

1. El tratamiento de agua para inyección en las operaciones de recuperación secundaria involucra un conocimiento profundo de los procesos de tratamiento de agua tanto en la parte física como química, así como otros aspectos relacionados a la ingeniería de petróleo, en las áreas de reservorios y producción.
2. Debido a que la inyección de agua involucra una recuperación adicional de petróleo, cuyo precio de venta será igual al precio internacional, se debe realizar un pronóstico del nivel de producción esperada de petróleo con la inyección de agua, versus la inversión realizada durante el horizonte de tiempo esperado para el proyecto, de esta forma se determina la factibilidad de los proyectos de inyección de agua, y con ello decidir la aplicación de estos métodos de recuperación.
3. De acuerdo al nivel de inversión dado en el capítulo anterior, se concluye la conveniencia de analizar las diferentes alternativas de solución a los problemas existentes en una planta de inyección de agua de formación adicionalmente a las citadas en el presente informe, evaluando los costos de tratamientos físicos y químicos a un nivel más detallado, para la toma de decisiones. Por lo tanto, considerando el elevado costo en equipos principales, es conveniente realizar pruebas de campo con el agua a ser tratada, debido a que muchos parámetros operativos y de diseño son definidos en pruebas piloto para asegurar el buen funcionamiento de los mismos.
4. Las empresas proveedoras de tecnología para el tratamiento del agua de formación generalmente ofrecen la solución “llave en mano”, por lo que es

difícil determinar los parámetros de diseño adecuados para un caso particular.

5. Debido a que los proyectos de recuperación secundaria demanda una mayor cantidad de agua a ser inyectada con el transcurso del tiempo, es conveniente evaluar la posibilidad de construcción de una planta nueva de inyección que puede ser de agua de mar o de formación, dependiendo de la disponibilidad de este recurso, la cercanía de los pozos a ser inyectados y los resultados de su evaluación técnica y económica.

CAPÍTULO V. BIBLIOGRAFÍA

- RAMALHO, R, Tratamiento de Aguas Residuales, Editorial Reverté S.A., 1993. Páginas 146-154.
- HOWARD, B, Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, 3º Impresión, 1987, Capítulo 15: “Surface Facilities for Waterflooding and Saltwater Disposal” Páginas: 20-33.
- FLORES, M, Tratamiento químico en sistemas de inyección de agua, Baker Petrolite, 2002, Sección: Empleo de tratamiento químico, Páginas 22-26.
- VIVENDI WATER COMPANY, 2001, US Filter- Oil and Gas, 1 disco compacto, Oil & Gas Products.

Fuentes de Internet:

- Siemens, bombas Monosep aplicadas a sistemas DGF. Fecha de acceso: 05-02-2007.
[www.usfilter.com/en/Product+Lines/Monosep Products/Monosep Products/monosep product DGF pump.htm](http://www.usfilter.com/en/Product+Lines/Monosep+Products/Monosep+Products/monosep+product+DGF+pump.htm)
http://ipec.utulsa.edu/Conf2003/Papers/broussard_109.pdf
- Bombas para aplicaciones DGF de GLR Solutions. Fecha de acceso: 15-01-2007.
<http://www.glr solutions.com/articles/cache/0839f809452623614f762d5078bfbdf3.php>
- Veolia Water - Oil and Gas Industry. “Secondary oil/water separation”. Fecha de acceso: 01-02-2007.
http://oilandgas.veoliawater.com/en/expertise/our_offering/Upstream/off_shore/produced_water/secondary_oil_water_separation/

Fuentes de Internet (Continuación):

- “Tratamiento de Crudos: Necesidad, Recursos y últimos avances” Fecha de acceso: 05-06-2006.
<http://oilproduction.net/files/NOTATECNICA36.pdf>

- “Sulfate – Reducing Bacteria and Their Activities in Oil Production”, Cord Ruwisch – Kleinitz – Widdel, Journal of Petroleum Technology, January 1987. Fecha de acceso: 10-06-2006.
http://www.bondy.ird.fr/pleins_textes/pleins_textes_5/b_fdi_20-21/26561.pdf

- “SPE Applied Technology Workshop on Produced Water Re-Injection”, June 2005. Fecha de acceso: 20-06-2006.
http://spestore.spe.org/specma/binary/files/4191074ATW_Biarritz_%20Scribe_Report.pdf

- “The bad guys and the good guys in petroleum microbiology, Schlumberger, Septiembre 1997, Fecha de acceso: 29-06-2006.
http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors97/spr97/bad_guys.pdf

- “Recuperación Secundaria”: Fecha de acceso: 05-06-2006.
<http://www.fi.uba.ar/materias/6756/Recuperacion%20secundaria%20C%20005.pdf>
http://www.petroleo.com/pragma/documenta/petroleo/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_46093_HTML.html?idDocumento=46093

- Filtro de cáscara de nuez “Power clean filters”. Fecha de acceso: 05-02-2007.
http://www.powercleanfilters.com/pdf_files/PCS.pdf

- Filtro de cáscara de nuez “Yooqi”. Fecha de acceso: 05-02-2007.
<http://www.yooqi.com/ENGLISH/ProductList.Asp?ParentID=88>

Fuentes de Internet (Continuación):

- Reporte: “Desarrollando una solución efectiva para el agua producida”. Fecha de acceso: 05-02-2007.
<http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/834567-LrukNM/native/834567.pdf>

- Reporte: “Secuestrantes de Oxígeno” - Nalco. Fecha de acceso: 20-02-2007.
<http://www.onlinewatertreatment.com/literature/Nalco/docs/B-116.pdf>

- Reporte: “Materiales peligrosos y manejo de residuos”. Fecha de acceso: 20-02-2007.
<http://tapseis.anl.gov/documents/docs/feis/volume5/AppendixC.pdf>

- Reporte: “Procesos de tratamiento: Coagulación y filtración”. Fecha de acceso: 20-02-2007.
[www.moh.govt.nz/moh.nsf/0/5A25BF765B400911CC25708F0002B5A8/\\$File/13-coagulationprocesses.doc](http://www.moh.govt.nz/moh.nsf/0/5A25BF765B400911CC25708F0002B5A8/$File/13-coagulationprocesses.doc)

- Reporte: “Remoción de comas y componentes pesados por flotación”. Fecha de acceso: 20-02-2007.
www.osti.gov/bridge/servlets/purl/758727-vmuGpX/webviewable/758727.pdf

Patentes:

- (1) Patente de Estados Unidos N° 3966598 “Circular dissolved gas flotation system”. Fecha de acceso: 10-02-2007.
<http://www.freepatentsonline.com/3966598.html>
- (2) Patente de Estados Unidos N° 4267050 “High solubility gas flotation in liquid-solid separation”. Fecha de acceso: 10-02-2007.
<http://www.freepatentsonline.com/4267050.html>
- (3) Patente de Estados Unidos N° 5176835 “Apparatus for continuous purification of liquids”. Fecha de acceso: 10-02-2007.
<http://www.freepatentsonline.com/5176835.html>

Patentes (Continuación):

⁽⁴⁾ Patente de Estados Unidos N° 6893572 “Solids accumulating flotation separator”. Fecha de acceso: 10-02-2007.

<http://freepatentsonline.com/6893572.html>

⁽⁵⁾ Patente de Estados Unidos N° 4889638 “Agitation and / or gas separation and dispersed gas flotation”. Fecha de acceso: 10-02-2007.

<http://www.freepatentsonline.com/4889638.html>

⁽⁶⁾ Patente de Estados Unidos N° 3992291 “Method of filtering oil from liquids”. Fecha de acceso: 10-02-2007.

<http://www.freepatentsonline.com/3992291.html>

CAPÍTULO VI. APÉNDICES

A.1 Hoja informativa y tabla de capacidades de filtro “cáscara de nuez” de US Filter.

AUTO-SHELL™ WALNUT SHELL FILTRATION



MORE THAN A WATER TREATMENT
COMPANY.
AN ESTABLISHED LEADER IN
OIL/WATER SEPARATION

U.S. Filter offers a complete line of products to remove oily contaminants from water. Auto-Shell™ offers improved technology in walnut shell filtration. The new patented Auto-Shell™ design totally eliminates the need for flat media retention screens and utilizes one (1) media scrubbing pump for up to eight (8) filters. This simplifies the design of the filters and lowers the cost of multiple filter systems.

Applications

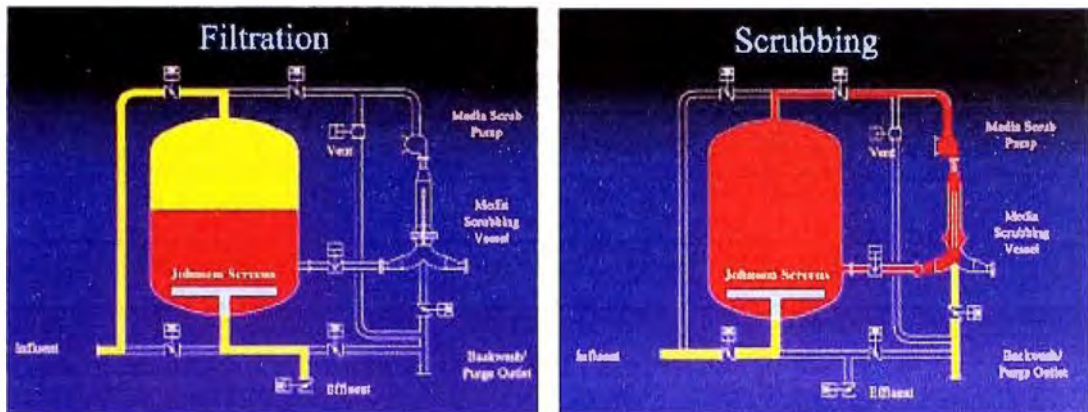
Walnut shell filtration was developed as a more suitable method of filtering free oil and suspended solids in applications where sand filters were conventionally used. Today, walnut shell filtration is used to treat oilfield produced water, refinery waste water, steel mill direct spray and caster water, ethylene plant quench water, copper concentrate decant and cooling water.

Principle of Operation

The Auto-Shell™ uses a deep bed of 100% black walnut shells which have excellent surface characteristics for coalescing and filtration plus superior resilience to attrition. Auto-Shell™ offers the deepest nutshell bed in the industry (66") for superior effluent quality, longer filtration runs, and greater throughput efficiency. Auto-Shell™ uses the raw process water for backwashing which eliminates the need for air scour, stand-by filters, and additional storage tanks. The Auto-Shell™ operates at twice the flux rate of conventional filters in the same application and can remove over three times the amount of solids before cleaning.

U.S. FILTER

AUTO-SHELL™ WALNUT SHELL FILTRATION

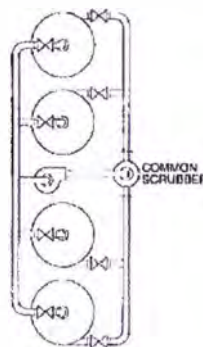


How Auto-Shell™ Works

During the filtration cycle, the dirty process water passes through the filter from top to bottom. As the dirty process water passes through the black walnut shell media, free oil and suspended solids are removed.

After 24 hours of filtration, the dirty process water is redirected to the bottom of the vessel to fluidize the media bed. A short vent step of approximately 30 seconds frees the filter of any accumulated free oil and gas in the top of the vessel. The media scrub pump is then turned on which causes the black walnut shells to exit the vessel and circulate through the pump and the media scrubbing vessel. It is the shearing action of the media passing through the impeller of the specially designed media scrub pump which positively cleans all of the media during

each backwash cycle. The media circulates through the media scrub pump for approximately 12 minutes. A media circuit clearing step insures that all of the black walnut shells are cleared from the scrub system prior to force setting of the media bed and the return to on-line filtration. The media scrubbing vessel can be used as a common media scrubbing unit for up to eight filters.



Multi-Vessel Layout

Flowrate		Filter Diameter	Model Number
BWPD	GPM		
1,500	43	2'-0"	AWS-24
3,250	95	3'-0"	AWS-36
5,800	170	4'-0"	AWS-48
9,000	265	5'-0"	AWS-60
13,000	380	6'-0"	AWS-72
18,000	525	7'-0"	AWS-84
23,500	685	8'-0"	AWS-96
29,500	860	9'-0"	AWS-108
36,000	1,050	10'-0"	AWS-120
44,000	1,283	11'-0"	AWS-132
52,500	1,530	12'-0"	AWS-144
61,500	1,793	13'-0"	AWS-156
71,250	2,079	14'-0"	AWS-168

100% water

U.S. FILTER
Taking care of the world's water.

United States Filter Corporation
12442 East Putnam Street
Whittier, CA 90602
800.4USFILT phone
562.698.1960 fax

<http://www.usfilter.com>

A.2 Descripción del ciclo de funcionamiento del filtro “cáscara de nuez” de US Filter



Auto-Shell™ Filters

Filtration:

During the filtration cycle of each filter vessel, the dirty fluid passes from a feed pump through the inlet valve D and enters the vessel in the top. The fluid is forced through the walnut shell media where the solids and oils are removed. Any gases or free oil float to the top of the vessel and will be bled off during the venting step through the G valve. The clean filtered fluid exits the bottom of the vessel and through valve F. The filtration cycle terminates in one of three ways:

Time lapse (max. 24 hours)

Differential Pressure (max. 18 psid)

Manually

Termination of the filtration cycle begins the media cleansing cycle.

Media Cleansing Cycle:

Step 1 - Venting:

The first step in the cleansing cycle is the removal of any oil or gas that may have become trapped in the top of the vessel. During this step, valves F and D close and valves E, G and B open. The cleansing fluid enters through valve E in the bottom of the vessel causing the flow to be upward toward the top outlet and through valve B and down through the retention screen and out through the G valve. This action, in addition to removing the oil and gas from the top of the vessel, causes the bed to become loose and may even fluidize. After about 4-5 percent of the fluid has been removed, this step is complete.

Step 2 - Media Scrubbing:

Once the bed is loose and the free oil is removed, the actual scrubbing of the media and the removal of accumulated contaminants begins. Valve A opens and the scrubber pump is turned on. The fluid in the filter vessel enters the suction of the scrubber pump, passes through the pump and down through the media cleansing vessel, staying on the outside of the retention screen, through the A valve and back into the filter vessel just above the bottom screen. As fluid passes through the A valve and reenters the filter vessel, it causes a jetting action into the media bed and the media is broken up and liquefied. The media is then cleaned by circulating it through the scrubber pump, which causes a shearing action that strips the oil and contaminants from the media. During the entire time the media is being scrubbed, valve G is open, allowing the cleansing fluid to exit the media cleaning vessel carrying the contaminants with it. The retention screen and bottom screens prevent any media from exiting either vessel and allows only the contaminants to flow with the cleansing fluid. The amount of time that the scrubbing lasts is set by how long it takes to reduce the contaminant level by 75 percent. After this step, the scrubbing is now complete.

Step 3 - Media Circuit Cleaning:

In order to clear the scrubber pump prior to turning it off, valves C and D are opened and valves E and G are closed. This allows fluid to enter near the top of the filter vessel and flow downward toward the exit through valve C. The downward flow of the media, plus the clear fluid in the suction of the scrubber pump, reduces the amount of media entering the scrubber pump so that when the pump is turned off, no media will remain in the pump. This step is accomplished during the last few seconds of the scrubbing cycle, so that when the pump is turned off, no media will remain in the pump. This step is accomplished during the last few seconds of the scrubbing cycle.

Step 4 - Force Setting of the Media Bed:

The next step is the force setting of the media bed. Valves D and C remain open, the A and B valves are closed and the scrubber pump is turned off. The downward flow will force the media to settle against the bottom screen and randomly and uniformly pack the media to reconstitute the filter bed. This force setting is done to prevent the heavier particles of media from settling toward the bottom and the finer, lighter particles from settling toward the top.

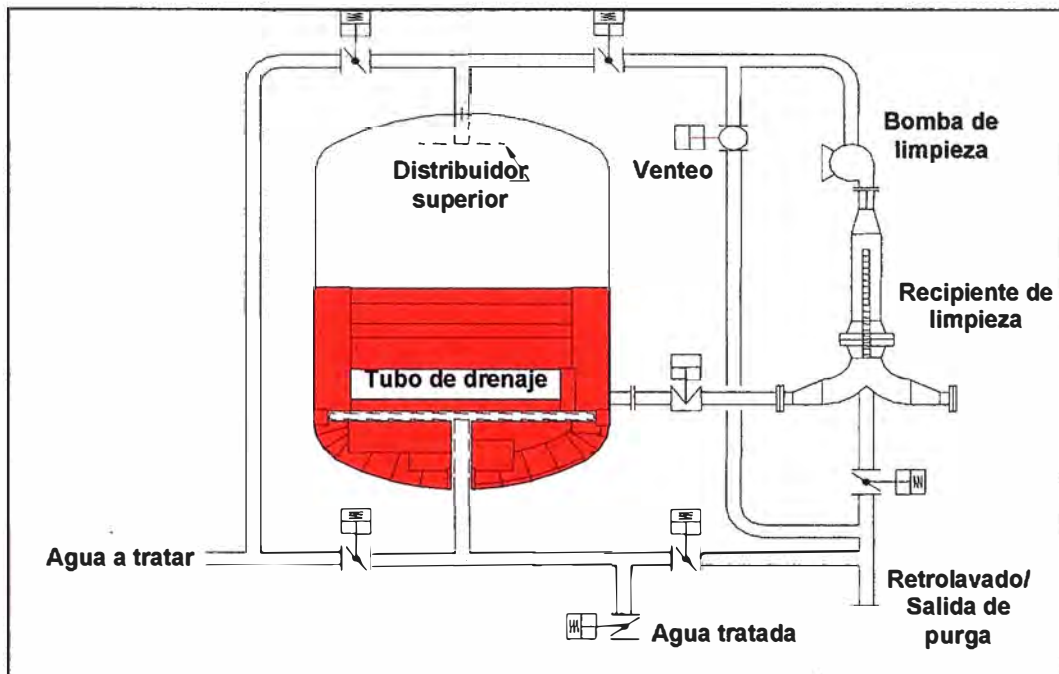
Step 5 - Purge:

The last step in cleansing the filter bed is purging. It is necessary to purge the filter to remove the dirty fluid and heavy contaminants that remain in the bottom of the vessel. Valve D and C remain open allowing the influent to be cleaned while passing through the media bed and forcing all contaminants out into the waste tank. Since this process is very short, there is no worry about a large volume of fluid being added to the waste.

Step 6 - Filtration:

After purging has been completed, the unit is ready to return to the filtration cycle. This is done by opening the F valve and closing the C valve.

A.3 Partes del sistema de filtración “cáscara de nuez” de US Filter



A.4 Formato de Especificación de Ingeniería del Filtro de Cáscara de Nuez de US Filter.



Customer: _____	Date: _____
Location: _____	Prop. No.: _____
Customer Ref. No.: _____	Rev. No.: _____

AUTO-SHELL FILTER

SERVICE CONDITIONS

Quantity of Vessels	_____	
Operation Sequence	(One On / One Off) ??	
Process Liquid	_____	
Total Flow Rate	0 M ³ /HR	GPM
Flow Rate per Vessel	0 M ³ /HR	GPM
Operating Pressure	0 Bar-G	PSIG
Operating Temperature	-18 °C	°F
S.G. / pH Process liquid	_____	
Backwash With	_____	
Backwash Rate	0 M ³ /HR	GPM
Backwash Liquid Temperature	_____	
Free Oil Content	PPM	
Total Suspended Solids	_____	
Installation Location	Indoor / Outdoor / Non-Hazardous	
Area of Classification	Class I, Division 1/ 2, Group A / B / C / D	

VESSEL DESIGN

Model	_____	
Vessel Diameter	0.0 mm	Inches, I.D.
Shell Straight Side Length	0.0 mm	Inches
Vessel Material	SA-516-70 Carbon Steel / SA-240 316 Stainless Steel / 304 Stainless S	
Design Pressure	0 Bar-G	PSIG
Design Temperature	-18 °C	°F
ASME Code and Stamped	Yes / No	
Vacuum Design	Yes / No	
Internal Corrosion Allowance	Yes / No	
External Corrosion Allowance	Yes / No	
Joint Efficiency (%)	85 % / 100 %	
Radiography	Spot / Full	
Vessel Position	Vertical with legs / Skirt	
Anchor Bolts for Vessel	Not Included / Included	
Insulation for Supports	Not Included / Included	
Insulation for Vessel	Not Included / Included	
Heat Tracing for Vessel	Not Included / Included	
Stress Relieved	Yes / No	
Ultrasonic	Not Included / Included	
Mag. Part. / Dye Pen.	Not Included / Included	

Customer: _____	Date: _____
Location: _____	Prop. No.: _____
Customer Ref. No.: _____	Rev. No.: _____

AUTO-SHELL FILTER

VESSEL DESIGN (Continued)

Charpy Test	Not Included / Included
Brinnell Hardness	Not Included / Included

Nozzles Per Vessel

<u>Quantity</u>	<u>Size</u>	<u>Type</u>
Inlet		150# Flanged RFSO
Outlet		150# Flanged RFSO
Media Recirculation		150# Flanged RFSO
Media Clean Out		150# Flanged RFSO
Relief Valve		150# Flanged RFSO
Vent		150# Flanged RFSO
Manway		150# Flanged RFSO
<u>Viewport</u>	3" x 12"	150# Obround Pad Flanged
Manufacturer / Model		Inferno / WP3-12
Wetted Material		Carbon Steel / Tempered Borosilicate Glass
Location		In Filter Side Shell at top of settled Media Bed

INTERNALS

Upper Distributor

Type	Deflector Plate
Material	316 Stainless Steel

Underdrain

Type	Header / Laterals
Laterals	USF/Johnson Wedge Wire Covers over Drilled Pipe
Material	316 Stainless Steel (Including Supports For Laterals)

AUTO-SHELL FILTER

MEDIA

Filtration Media

Type	Black Walnut Shell
<u>Depth. Inches</u>	<u>Cubic Feet/Vessel</u>
66" + Head Depth	<u>Total Cubic Feet</u>
Note: Media is Ex Works. Source: In Bags on Pallets with Stretch-Wrap Cover. Media to be Installed By Customer.	

A.5 Hojas técnicas/Hojas de seguridad de productos químicos.



Ficha de Información de Productos Químicos.

SEQUEST OS40 (SECUESTRANTE DE OXIGENO)

1. Identificação do produto e da empresa

Nome comercial: SEQUEST OS 40

Código Interno de Produto : 000000098554

Identificação da sociedade/empresa

CLARIANT S/A

Av.Nacoes Unidas, 18001-Sto.Amaro

04795-900 Sao Paulo - SP

Número de telefone : +55 11 5683 7233

Informação da substância/preparação

Division Functional Chemicals, Telefone de emergência: +55 11 47 47 47 41.

2. Composição e Informações sobre os Ingredientes

Caracterização química: Sais inorgânicos em dispersão aquosa

Componente perigoso:

Sodium bisulphite ... %

Concentração: $\geq 30 - \leq 50$ %

No. CAS: 7631-90-5

Cobalt sulphate

Concentração: $\geq 0,1 - \leq 0,5$ %

No. CAS: 10124-43-3.

3. Identificação dos Perigos

Nocivo: possibilidade de efeitos irreversíveis por inalação, em contato com a pele e por ingestão.

Atenção - Evitar exposição - obter instruções especiais antes do uso.

4. Medidas de Primeiros Socorros

Recomendações em geral: Tirar imediatamente roupa suja ou embebida .

Em caso de inalação: Em caso de acidente ou de indisposição, consultar imediatamente o médico (se possível mostrar-lhe o rótulo).

Se inalado, transportar para o ar fresco; se não estiver respirando, aplicar respiração artificial e obter auxílio médico.

Em caso de contato com a pele: Em caso de contato com a pele lavar imediatamente com muita água. Consultar médico imediatamente.

Em caso de contato com os olhos: Em caso de contato com os olhos, lavar profundamente com água. Solicitar imediatamente conselho médico.

Em caso de ingestão: Enxaguar a boca com água em abundância. Conseguir ajuda médica imediatamente.

Tratamento: Tratar sintomaticamente.

5. Medidas de combate a incêndio

Meios de extinção adequados: Espuma, Pó de extinção de fogo. Dióxido de Carbono, Jato de água em névoa

Equipamentos de proteção especiais no combate a incêndio: Utilizar aparelho de proteção respiratória independente da atmosfera.

Informações adicionais: Resfriar recipientes em perigo com jato de água em spray.

6. Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Medidas de prevenção referidas a pessoas: Usar Equipamento de Proteção Individual. Pessoas sem proteção devem ser mantidas afastadas. Evitar contato com pele e olhos.

Medidas de proteção ao meio ambiente: Não permitir o escoamento para rede de esgoto, cursos d'água ou solo.

Procedimento de limpeza/recolhimento: Represar e coletar com material ligante de líquido (p. ex. Areia, Turfa, Terra). Lavar com bastante água.

Recomendações adicionais: Líquido Corrosivo. Recolher todo o produto derramado. Dispor apropriadamente.

7. Manuseio e Armazenamento

Recomendações para prevenir incêndio e explosão: Obedecer as normas gerais de prevenção de incêndio em unidades.

Recomendações para a armazenagem conjunta: Manter afastado de ácidos fortes.

Informações adicionais para condições de armazenagem: Manter recipiente hermeticamente fechado e conservar em um local fresco e bem ventilado. Abrir e manusear com cuidado. Proteger contra radiação solar direta.

8. Controle de exposição e proteção individual

Medidas de proteção em geral: Não respirar vapores, aerossóis ou névoas. Evitar contato com os olhos e com a pele. Evitar exposição - antes do uso solicitar orientação específica.

Medidas de higiene do trabalho: Não comer, beber, fumar nem tomar medicamentos durante o trabalho. Remover vestuário contaminado imediatamente e limpar cuidadosamente antes de usar novamente. Lavar imediatamente as mãos após o trabalho, tomar ducha conforme o caso. Observar as medidas de precaução habituais paratrabalho com produtos químicos.

Proteção respiratória: Em caso de ventilação insuficiente, colocar aparelho de proteção respiratória.

Proteção das mãos: Luvas de Borracha.

Proteção dos olhos: Óculos de proteção.

Proteção do corpo: Roupa de proteção, botas de PVC.

9. Propriedades físico-químicas

Estado físico: líquido.

Cor: rosa.

Odor: irritante.

Ponto de solidificação: < -5 °C, Método: ASTM D 2386.

Ponto de ebulição: Cerca 99 °C, Método: OCDE, Guideline 103.

Ponto de inflamação: > 110 °C, Método: ASTM D 93.

Temperatura de ignição: > 200 °C, Método: ASTM E 659.

Densidade: 1,335 g/cm³ (20 °C), Método: OCDE, Guideline 109.

Solubilidade em água: > 1.000 g/l (25 °C), Método: OCDE, Guideline 105.

Levemente solúvel.

Valor pH: 3,7 - 4,0 (20 °C), Método: ASTM E 70.

10. Estabilidade e reatividade

Reações perigosas: Reações com Ácidos e Oxidantes fortes.

Produtos perigosos de decomposição: Óxidos de enxofre, Óxido de sódio.

11. Informações toxicológicas

Toxicidade oral aguda: DL50 cerca 5.000 mg/kg (Ratazana). Método: Calculado.

Efeito de irritação dérmica: não irritante (Coelho). Método: OECD 404 - EEC 92/69, B.4.

Irritante aos olhos: Levemente irritante (Coelho). Método: OECD 405 - EEC 92/69, B.5.

12. Informações ecológicas

Toxicidade em peixes: Não aplicável.

Toxicidade em bactérias: Não aplicável, O produto provoca consumo de Oxigênio. O efeito informado pode ser provocado parcialmente devido a insuficiência de Oxigênio.

Observações: A toxicidade píceca não pode ser determinada porque o produto consome oxigênio (O₂).

13. Considerações sobre tratamento e disposição

Produto: Contatar com o fabricante em relação à reciclagem.

Conduzir a uma Unidade de Incineração de Resíduos Especiais autorizada para isto, observando das normas de Resíduos Especiais.

Embalagens não limpas: Embalagens não contaminadas podem ser enviadas para reciclagem. Embalagens que não possam ser limpas devem ser dispostas da mesma maneira que a substância.

14. Informações para transporte

IATA 8 / III Número ONU: 2693, Bisulphites, aqueous solution, n.o.s.

IMDG 8 / III Número ONU: 2693, Bisulphites, aqueous solution, n.o.s.

MERCO 8 / III Número ONU: 2693 Número de perigo: 80,
BISSULFITOS INORGÂNICOS,SOLUÇÕES AQUOSAS,N.E.

IMDG EmS : 8-08 , Marine Pollutant

15. Regulamentações

Etiquetagem Brasileira de acordo com a Norma Regulamentadora nº 26 do Ministério do Trabalho.

Número ONU: 2693

Frases de risco: Nocivo: possibilidade de efeitos irreversíveis por inalação.
Nocivo em contato com a pele.

Obter consentimento da autoridade responsável antes de enviar para Unidade de Tratamento.

Frases de segurança: Conservar em recipiente bem fechado em lugar fresco e ventilado. Após contacto com a pele, lavar imediata e abundantemente com água e sabão. Em caso de ingestão solicitar aconselhamento médico imediatamente e apresentar embalagem ou etiqueta. Em caso de contacto com os olhos, lavar imediata e abundantemente com água e consultar um especialista. Em caso de inalação transportar para o ar fresco e solicitar aconselhamento médico.

16.Outras Informações

Observar as normas legais locais e nacionais.



Ficha de Información de Productos Químicos.

FONGRABAC THPS (BIOCIDA)

1. Identificação do produto e da empresa

Nome comercial: FONGRABAC THPS

Código Interno de Produto : 000000104437

Identificação da sociedade/empresa: CLARIANT S/A

Av.d.Nacoes Unidas, 18001-Sto.Amaro

04795-900 Sao Paulo - SP

Número de telefone : +55 11 5683 7233

Informação da substância/preparação: Division Functional Chemicals

Telefone de emergência: +55 11 47 47 47 41

2. Composição e Informações sobre os Ingredientes

Componente perigoso: Sulfato de Tetra-kis(Hidroximetil)Fosfônico (2:1)

Concentração: ≥ 65 - ≤ 90 %

No. CAS: 55566-30-8

Número EINECS: 259-709-0

Símbolos de Perigo: Xn N

Frases R: 22 41 43 50 63

3. Identificação dos Perigos

Nocivo em contato com a pele e por ingestão.

Risco de graves lesões oculares. Pode causar sensibilização em contato com a pele. Possíveis riscos durante a gravidez de efeitos indesejáveis na descendência.

Muito tóxico para os organismos aquáticos.

4. Medidas de Primeiros Socorros

Recomendações em geral: Tirar imediatamente roupa suja ou embebida e dispor adequadamente.

Em caso de inalação: Se inalado transportar para o ar fresco. Consulte o médico se aparecer ou persistirem sintomas irritativos.

Em caso de contato com a pele: Em caso de contato com a pele lavar com água e sabão. Se persistem as perturbações cutâneas, consultar um médico.

Em caso de contato com os olhos: Lave imediatamente os olhos com água corrente (aprox. 15 minutos) ou use o lava olhos de emergência. Consulte sempre em seguida o médico.

Em caso de ingestão: Quando ingerido lavar a boca com água em abundância. Transportar o paciente para o centro médico da fábrica ou chamar uma ambulância.

Recomendações para o médico:

Sintomas: Os seguintes sintomas podem aparecer: Agente lacrimogênio.

Tratamento: Tratar sintomaticamente.

5. Medidas de combate a incêndio

Meios de extinção adequados: Espuma. Pó de extinção de fogo. Dióxido de Carbono. Jato de água em névoa

Perigos específicos da substância e seus produtos de combustão ou gases formados: Em caso de incêndio, podem ser liberados: Óxidos de Enxofre, Óxidos de Fósforo (p.e. Pentóxido de Fósforo), Fosfina, Hidrogênio, Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO₂).

Equipamentos de proteção especiais no combate a incêndio: Utilizar aparelho de proteção respiratória independente da atmosfera.

Informações adicionais: Resfriar recipientes em perigo com jato de água em spray.

6. Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Medidas de prevenção referidas a pessoas: Evitar contato com pele e olhos. Usar Equipamento de Proteção Individual adequado.

Medidas de proteção ao meio ambiente: Não permitir que produto vazado penetre no solo nem escoe para cursos d'água (rede de esgoto, por exemplo).

Procedimento de limpeza/recolhimento: Recolher com material ligante de líquido (p. ex. Areia, ligante universal). Recolher mecanicamente. Enxaguar o restante com água.

Recomendações adicionais: Não drenar para rede de esgoto.

Informações para disposição: veja Capítulo 13.

7. Manuseio e Armazenamento

Recomendações para utilização sem perigo: Evitar formação de aerossol. Providenciar boa aeração do recinto.

Exigências para área de armazenagem/recipientes: Utilizar recipiente de Polietileno.

Recomendações para a armazenagem conjunta: Não estocar junto com oxidantes fortes. Não estocar junto com Ácidos ou Lixívias. Isolar de Água.

Informações adicionais para condições de armazenagem: Manter recipiente hermeticamente fechado e conservar em um local fresco e bem ventilado. Abrir e manusear com cuidado.

8. Controle de exposição e proteção individual

Medidas de higiene do trabalho: Não comer, beber, fumar nem tomar medicamentos durante o trabalho. Remover vestuário contaminado imediatamente e limpar cuidadosamente antes de usar novamente. Devem ser observados os cuidados usuais para utilização de Produtos Químicos.

Proteção das mãos: Luvas de Borracha.

Proteção dos olhos: Oculos de proteção/Proteção da face.

Proteção do corpo: Vestuário de trabalho, botas, avental de borracha.

9. Propriedades físico-químicas

Estado físico: líquido

Cor: incolor

Odor: característico

Ponto de solidificação : Cerca -43 °C

Ponto de ebulição : Aprox 108,5 °C (1.013 hPa)

Ponto de inflamação: não inflamável

Pressão de vapor: < 0,0000026 hPa (25 °C)

Densidade: cerca 1,37 g/cm³ (20 °C)

Solubilidade em água: Miscível em qualquer proporção

Solúvel em: Metanol, Isopropanol, Tetrahidrofurano puro, Acetona.

Valor pH: 3,2. Método: ASTM E 70

Viscosidade (dinâmica): Cerca 31 mPa.s (25 °C).

10. Estabilidade e reatividade

Decomposição térmica: A partir 160 °C

Decomposição térmica: Estável a temperatura ambiente.

Reações perigosas: Reações com Alcalis fortes e oxidantes. Reações com Redutores. Reações com Ácidos.

Produtos perigosos de decomposição: Fosfina, Óxidos de Fósforo (p.e. P₂O₅), Compostos de enxofre, Carbono

Condições à evitar: Calor

11. Informações toxicológicas

Toxicidade oral aguda: DL50 575 mg/kg (Ratazana)

Toxicidade aguda por inalação: CL50 5,55 mg/l (4 h, Ratazana)

Toxicidade dérmica aguda: DL50 > 2.000 mg/kg (Ratazana)

Efeito de irritação dérmica: Método: OCDE, Guideline 404

Irritante aos olhos: Extremamente irritante. Método: OCDE, Guideline 405

Sensibilização: Sensibilizante

Mutagenicidade: Nenhuma mutagenicidade no Teste Ames.

12. Informações ecológicas

Toxicidade em peixes: CL50 cerca 119 mg/l (96 h, Truta)

CL50 cerca 93 mg/l (96 h, Peixe-lua (*lepomis macrochirus*))

Toxicidade em dáfrias: CE50 cerca 19,4 mg/l (48 h, *Daphnia magna*)

Toxicidade em bactérias: CE50 24 mg/l (3 h, Lodo biológico)

Observações: O produto é facilmente degradável no meio ambiente.

13. Considerações sobre tratamento e disposição

Produto: Mediante observação das normas válidas e, conforme o caso, após conversa com o responsável pela disposição e/ou a autoridade responsável pode ser encaminhado para uma instalação de incineração.

Embalagens não limpas: Embalagens contaminadas devem ser esvaziadas ao máximo. Então, após uma limpeza adequada, podem ser enviadas para reutilização. Embalagens que não possam ser limpas devem ser dispostas da mesma maneira que a substância.

14. Informações para transporte

MERCO:

Nome Adequado para Embarque: SUBSTÂNCIAS QUE APRESENTAM RISCO PARA O MEIO AMBIENTE, LÍQUIDAS, N.E.

Classe: 9

Grupo de embalagem: III

nº ONU: UN 3082

Risco Primário: 9

Número de perigo: 90

Observação: Transporte permitido

Indutor(es) de Risco: Tetrakis Hydroxymethyl Phosphonium Sulphate

IATA:

Proper shipping name: Environmentally hazardous substance, liquid, n.o.s.

Class: 9
Packing group: III
UN/ID number: UN 3082
Primary risk: 9
Remarks Shipment permitted

Hazard inducer(s): Tetrakis Hydroxymethyl Phosphonium Sulphate

IMDG:

Proper shipping name: Environmentally hazardous substance, liquid, n.o.s.

Class: 9
Packing group: III
UN no. UN 3082
Primary risk: 9
Remarks Shipment permitted

Hazard inducer(s): Tetrakis Hydroxymethyl Phosphonium Sulphate

EmS : NONE

15. Regulamentações

Etiquetagem Brasileira de acordo com a Norma Regulamentadora nº 26 do Ministério do Trabalho

Número ONU: 3082

Frases de risco: Irritante para os olhos e pele.

Pode causar efeitos nefastos a longo prazo no ambiente.

Frases de segurança: Conservar em recipiente bem fechado em lugar fresco e ventilado. Em emergência respiratória, oxigênio-terapia. Após contato com a pele, lavar imediata e abundantemente com água. Em caso de contato com os olhos, lavar imediata e abundantemente com água e consultar um especialista. Remover todo o vestuário contaminado imediatamente.

16.Outras Informações

As informações baseiam-se nos nossos conhecimentos atuais. Elas descrevem os nossos produtos com relação a exigências de segurança e não tem o objetivo de assegurar características específicas.



Ficha de Información de Productos Químicos.

DODIGEM 1611 (BIOCIDA)

1. Identificação do produto e da empresa

Nome comercial: Dodigen 1611

Código Interno de Produto : SXR024647

Identificação da sociedade/empresa: CLARIANT S/A

Av.d.Nacoes Unidas, 18001-Sto.Amaro

04795-900 Sao Paulo - SP

Número de telefone : +55 11 5683 7233

Informação da substância/preparação: Division Functional Chemicals

Telefone de emergência: +55 47 47 47 41

2. Composição e Informações sobre os Ingredientes

Caracterização química: Cloreto de Alquil C₁₂-C₁₄ diMetil Benzeno Amônio, solução aquosa.

3. Identificação dos Perigos

Nocivo por ingestão. Provoca queimaduras.

Tóxico para os organismos aquáticos, podendo causar efeitos nefastos a longo prazo no ambiente aquático.

4. Medidas de Primeiros Socorros

Recomendações em geral: Tirar imediatamente roupa suja ou embebida.

Em caso de contato com a pele: Consultar médico imediatamente.

Em caso de contato com os olhos: Em caso de contato com os olhos, lavar profundamente com muita água e consultar um médico.

Em caso de ingestão: Em caso de ingestão solicitar aconselhamento médico imediatamente e apresentar embalagem ou etiqueta. Não provocar vômitos.

5. Medidas de combate a incêndio

Meios de extinção adequados: Jato de água em névoa. Espuma. Dióxido de Carbono. Pó de extinção de fogo.

Perigos específicos da substância e seus produtos de combustão ou gases formados: Em caso de incêndio, os gases de combustão definidores de risco são: Monóxido de Carbono (CO), Gases nitrosos (NOx), Cloreto de Hidrogênio (HCl). Equipamentos de proteção especiais no combate a incêndio: Utilizar aparelho de proteção respiratória independente da atmosfera.

6. Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Medidas de prevenção referidas a pessoas: Usar Equipamento de Proteção Individual adequado.

Medidas de proteção ao meio ambiente: Não permitir que atinja a canalização ou linhas de água.

Procedimento de limpeza/recolhimento: Recolher com material ligante de líquido (p. ex. Areia, Serragem). Enxaguar o resto com Água.

7. Manuseio e Armazenamento

Recomendações para utilização sem perigo: Abrir e manusear recipiente com cuidado.

Informações adicionais para condições de armazenagem: Sensível a congelamento. Caso o produto fique congelado, turvo ou denso por ação do frio, deve ser descongelado lentamente à temperatura ambiente e misturado por curto tempo. Após, o produto é novamente utilizável.

8. Controle de exposição e proteção individual

Medidas de proteção em geral: Evitar contato com a pele. Evitar contato com os olhos.

Proteção das mãos: Luvas de proteção adequadas

Proteção dos olhos: Óculos de proteção

Proteção do corpo: Roupa de proteção

9. Propriedades físico-químicas

Estado físico: Líquido, límpido

Cor: Incolor

Odor: Fraco odor próprio

Temperatura de ebulição : Cerca 100 °C

Ponto de inflamação: 160 - 170 °C

Método: DIN 51758

Temperatura de ignição: Não determinado

Pressão de vapor: Não determinado

Densidade: 0,98 g/cm³ (25 °C)

Método: DIN 51757

Solubilidade em água: (25 °C) solúvel

valor pH: 6 - 7 (25 °C, 10 g/l)

Coefficiente de distribuição n-octanol/água (log Pow): Não aplicável

Viscosidade (dinâmica) : Não determinado

10. Estabilidade e reatividade

Decomposição térmica: Não decompõe quando usado conforme determinações.

11. Informações toxicológicas

Toxicidade oral aguda: DL50 500 - 2.000 mg/kg (Ratazana). Método: OECD 401

Efeito de irritação dérmica: corrosivo (Coelho). Método: OECD 404

Irritante aos olhos: corrosivo (Olho de Coelho). Método: OECD 405

12. Informações ecológicas

Biodegradabilidade: 35 - 70 %. Método: OECD 302 B

Toxicidade em peixes: CL50 1-10 mg/l (96 h, Barbo riscado). Método: OECD 203.

Toxicidade em bactérias: CE50 17 mg/l. Método: OECD 209

Carbono orgânico (COD): 100 mg/g

Demanda química de oxigênio (DQO): 400 mg/g

13. Considerações sobre tratamento e disposição

Produto: Mediante observação das normas da autoridade responsável local, encaminhar a uma instalação de incineração de resíduos especiais.

14. Informações para transporte

IATA 8 / II Número ONU: 3265

Corrosive liquid, acidic, organic, n.o.s.

IMDG 8 / II Número ONU: 3265

Corrosive liquid, acidic, organic, n.o.s.

MERCO 8 / II Número ONU: 3265 Número de perigo: 80

LÍQUIDO ORGÂNICO CORROSIVO, ÁCIDO, N.E.

IMDG EmS : 8-15

IATA Cloreto de Alquil Dimetil Benzilamônia

IMDG Cloreto de Alquil Dimetil Benzilamônia

15. Regulamentações :

16.Outras Informações

As informações baseiam-se nos nossos conhecimentos atuais. Elas descrevem os nossos produtos com relação a exigências de segurança e não tem o objetivo de assegurar características específicas.



BOLETIM TÉCNICO

SCALETREAT 2854 (INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES)

DESCRIÇÃO

SCALETREAT 2854 é um inibidor de incrustação de base polimérica (polivinilsulfonato). O produto é efetivo contra incrustações de carbonato de cálcio e bário, e de sulfato de estrôncio , cálcio e bário.

USOS

SCALETREAT 2854 é recomendado particularmente para sistemas onde carbonato de cálcio e sulfato de bário são os problemas predominantes. Este produto tem características de compatibilidade excelentes e é também recomendado para sistemas onde há níveis altos de cátions bivalentes que podem causar conseqüentemente problemas de incompatibilidade .

APLICAÇÃO

SCALETREAT 2854 deve ser injetado acima do fluxo corrente de líquido tão próximo quanto possível do ponto crítico. O produto é utilizada a uma taxa de dosagem de 5 - 40 ppm dependendo das condições e concentração do íon precipitado.

PROPRIEDADES TÍPICAS

(Nota: Estes dados não constituem uma especificação)

APARÊNCIA	: Líquido Amarelo
GRAVIDADE ESPECIFICA	: 1,15 – 1,25 g/cm ³
pH (1% em água deionizada)	: 5,5 – 7,0

MANUSEIO

SCALETREAT 2854 é uma substância química não-perigosa, porém as boas práticas de manuseio devem ser aderidas a toda hora para ao manipular este produto. Ao manusear este produto devem ser utilizados óculos de segurança , luvas quimicamente resistentes , e EPI completo. Se houver irritação no olho e pele consulte um médico.

AMINOX 1603 (INHIBIDOR DE CORROSION)



DESCRIPTION

AMINOX 1603 is an oxyalkylated amine for use in water soluble corrosion inhibitor/surfactant blends and is an excellent detergent. Unlike non-ionic surfactants, AMINOX 1603 oil wets steel surfaces and forms a protective impervious film for corrosion inhibition. AMINOX 1603 is effective against both CO₂ and H₂S corrosion.

APPLICATION

AMINOX 1603 may be used as is or diluted with water and alcohol. When used as a corrosion inhibitor, AMINOX 1603 may be used alone or in combination with other products. AMINOX 1603 is primarily recommended for water injection systems where it is desirable to have a completely water soluble corrosion inhibitor. Dilution with water and alcohol facilitates formulating with other products. Typical use concentrations will vary from 10 to 100 ppm.

TYPICAL PROPERTIES

Form @ 70°F	Paste
Density @ 60°F	8.52 lbs/US gal
Flash Point, TCC	>200°F
Pour Point	45°F
pH, 5%	10.0 - 11.0
Solubility	
Isopropanol:	Soluble
Water:	Soluble
Heavy Aromatic Solvent:	Soluble.

FEATURES

Highly surface active intermediate with excellent detergency and water solubility. Readily compatible with other water treating cationics and non-ionics.

SAFETY AND HANDLING

Before handling, storage or use, see the Material Safety Data Sheet (MSDS) for details.

Baker Petrolite 24 Hour Emergency Hotline: 1-800-424-9300 (CHEMTREC)
U.S.A, 1-613-996-6666 (CANUTEC) Canada

Baker Petrolite Customer Care Hotline: 1-800-872-1916 (8 a.m. to 5 p.m. CST).



MSDS: Cortron R-2264 (INHIBIDOR DE CORROSION)

Revision Date: 08/02/2002 MATERIAL SAFETY DATA SHEET

CHAMPION TECHNOLOGIES

SECTION 1 IDENTIFICATION

Champion Technologies Ltd. , 6040-46th Street, Calgary, Alberta T2C 4P9

Emergency Telephone Numbers

1-403-219-0640

1-613-996-6666 (Canutec)

Trade Name: Cortron R-2264

Chemical Family: Amine Salts

Product Use: Corrosion Inhibitor

SECTION 2 HAZARDOUS INGREDIENTS/IDENTITY

Hazardous Components Cas No. Wt% LD50 LC50

Methanol 67-56-1 30-60 13g/kg Rat/Oral 64,000 ppm

Acetic Acid 64-19-7 1-5 3.3g/kg RatOral 5620 ppm

SECTION 3 PHYSICAL & CHEMICAL CHARACTERISITICS

Physical State: Liquid

Boiling Point, C: ND

Freezing Point, C: Prpt-40C

pH: 8.90

Coeff. Water/Oil Dist.: Water Soluble

Odour Threshold (ppm): ND

Odour and Appearance: Light brown liquid

Vapor Point, C: ND

Vapor Pressure: ND

Vapor Density: ND

Specific Gravity (H₂O=1): 0.9740

Evaporation Rate: ND

(butyl acetate=1)

SECTION 4 FIRE & EXPLOSION DATA

Flash Point, C & Method 20 C PMCC

Flammable Limits: LEL%6 UEL%36.5

Based On: Methanol

Autoignition Temp C: ND

Hazardous Combustion Products: Smoke, CO, CO₂ & vapors

Explosion Data: ND

Sensitivity to Static Discharge: Use bonding/ground cable

FIRE HAZARDS:

Flammable Material may be ignited by heat, sparks, or flames. Vapors may travel to a source of ignition and flashback. Containers may explode in heat or fire. Vapour exploration hazard indoors, outdoors or in sewers. Runoff to sewer may creat fire or explosion hazard.

EXTINGUISHING MEDIA:

Dry chemical, CO₂, water spray or regular foam. Move container from fire area if you can do it without risk. Apply cooling water to sides of containers that are exposed to flames until well after the fire is out. Stay away from ends of containers.

Abbreviations:

NA=not available NAP=not applicable ND=not determined

SECTION 5 PHYSICAL HAZARDS (REACTIVITY DATA)

Chemical Stability: Stable

Conditions to Avoid: Open flames, sparks or other high heat sources.

Incompatible Materials: Strong oxidizers

Hazardous Decomposition: Oxides of carbon & nitrogen.

SECTION 6 HEALTH HAZARDS

Primary Routes of Entry

Inhalation: x

Absorption: x

Ingestion: x

Injection: NA

HEALTH HAZARDS:

Contact may irritate or burn skin and eyes. Fire may produce irritating gases.

Runoff from fire control or dilution water may cause pollution.

EMERGENCY & FIRST AID PROCEDURES:

Move victim to fresh air and call emergency medical care. If not breathing give artificial respiration. If breathing is difficult, give oxygen under supervision. In case of eye contact, immediately flush eyes with running water for at least 15 minutes. In case of skin contact, wash with soap and water. In case of ingestion, call a physician.

Due to the presence of alcohol, induce vomiting.

If condition persists, seek medical attention.

Carcinogenicity?NO

SECTION 7 SPECIAL PRECAUTIONS AND SPILL/LEAK PROCEDURES

STEPS TO BE TAKEN IN CASE MATERIAL IS SPILLED OR RELEASED:

Stop leak if you can do it without risk. Take up with sand or other noncombustible absorbent material and place in containers for later disposal.

HANDLING PROCEDURES AND EQUIPMENT:

Handle carefully, avoid smoking, drinking, or eating on use. Wear adequate protective clothes. Handle and open container with care. In case of accident or if you feel ill, seek medical advice.

STORAGE REQUIREMENTS:

Store in well ventilated area, away from all sources of ignition. Keep away from children. Do not store near foodstuffs. Store in duly identified container. Observe local regulations.

ATTENTION:

WHMIS Information-Solution is a Class B2 Flammable liquid. A Class D2B Toxic Material. It is also a Skin, Eye and Respiratory Tract Irritant. Wear all prescribed PPE when handling product. All components are on DSL

Waste Disposal Method:

Consult all municipal, provincial, and federal agencies for proper disposal.

SECTION 8 SPECIAL PROTECTION INFORMATION/CONTROL MEASURES

Respiratory Protection (Specify Type):

None required under normal conditions, however use in a well ventilated area.

Ventilation: Local Exhaust: Recommended

General Exhaust: Recommended

Special: Use SCBA when entering tanks

Protective Gloves: Use Nitrile, Neoprene or Butyl Rubber

Eye Protection: ** Chemical Safety Goggles **

Other Protective Clothing or Equipment: Fire retardant

Coveralls, & Eye wash

Work Hygienic Practices: Clean up spills Promptly, Wash contaminated clothing.

SECTION 9 SHIPPING DATA

Hazard Classification: 3

UN/NA No: UN1993

Labels Required: FLAMMABLE

Proper Shipping Name/Description:

FLAMMABLE LIQUIDS, N.O.S., 3, UN1993, PG III

Cortron R-2264 (Methanol) (METHANOL)

pH: 8.90

Flash Point, C: 20 C

Pkg. Group: III

This information is based on data believed by Champion Technologies, Ltd. to be accurate, but no warranty, express or implied is made.



COAGULANT NALCO 71225

PRODUCT BENEFITS

- Adds less dissolved solids to the clarified water than traditional alum treatments
- Has minimal effect on the water pH
- Is effective over a broad pH range
- Reduces or eliminates the need for pH adjustment
- Is effective at low temperatures
- Forms a large, rapid settling flocs
- Effectively removes organic colour
- Liquid form allows easy feeding, handling, and storing
- Is chlorine resistant and can be used in pre-chlorinated systems without loss in activity.

PRINCIPAL USES

NALCO 71225 is a low molecular weight, cationic coagulant designed to be used in potable and non-potable water and wastewater applications, as follows:

- Potable use
- Raw water clarification
- In-line filtration
- Primary and secondary wastewater clarification
- Oily wastewater clarification.

GENERAL DESCRIPTION

NALCO 71225 is a cationic coagulant.

DOSAGE

The specific dosage of NALCO 71225 will vary depending upon the operating characteristics of the system, water chemistry and the severity of problems encountered. For potable use the dosage must not exceed 35 ppm maximum.

Your Nalco representative will recommend the optimum dosage necessary to ensure maximum program performance according to your specific system parameters.

FEEDING

NALCO 71225 can be fed neat or in-line diluted so that maximum mixing and dispersion are achieved. Suggested feed points are to the suction side of the lift pump, prior to a rapid mix zone or into the rapid mix zone.

MATERIALS. Storage and application equipment (pumps, lines) should be made of PE, PP, PVC, PU, Viton, Hypalon, Vinyl, Fiberglass (411), Plasite 4005, 6000, 7122 or Teflon. Do not use aluminium, mild steel, nickel, brass, stainless steel and carbon steel in contact with the neat product.

HANDLING – STORAGE - SHIPPING

As a standard precaution with all chemicals we recommend the use of protective equipment such as goggles and rubber gloves when handling. Consult the Material Safety Data Sheet as the only official source of Environmental and Safety information.

The product can be stored for at least 12 months from date of shipping if kept in its original unopened containers and under normal warehouse conditions. Protect from freezing and from exposure to high temperature.

NALCO 71225 is available in non-returnable containers of different sizes.