



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA
PROCESADA EN LAS PLANTAS DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL
CAMPO ORITUPANO ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

YELITHMAR YUDITH ALVARADO PÉREZ

C.I. 13752223

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar Al título
de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO DE 2006



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA
PROCESADA EN LA PLANTAS DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL
CAMPO ORITUPANO ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

**YELITHMAR YUDITH ALVARADO PÉREZ
C.I. 13752223**

REVISADO POR:

**ING. GABRIEL CAMACHO
Asesor Industrial**

**ING. HORTENSIA CALZADILLA
Asesor Académico**

MATURÍN, JUNIO DE 2006



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA
PROCESADA EN LA PLANTAS DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL
CAMPO ORITUPANO ESTADO MONAGAS

YELITHMAR YUDITH ALVARADO PÉREZ
C.I. 13752223

APROVADO POR:

ING. LUIS CASTILLO
Jurado Principal

ING. TOMAS MARIN
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO DE 2006



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

RESUMEN

**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA
PROCESADA EN LAS PLANTAS DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL
CAMPO ORITUPANO ESTADO MONAGAS**

AUTOR:

Yelithmar Y. Alvarado Pérez

Junio de 2006

ASESORES:

Ing. Gabriel Camacho

Ing. Hortensia Calzadilla

La evaluación de los factores que afectan la calidad del agua tratadas en las plantas de inyección de agua salada PIAS y PITASO ubicadas en el Campo Oritupano, estado Monagas, operadas por SKANSKA, permitió realizar análisis en distintos puntos de las plantas, así como identificar los principales problemas operacionales asociados a la calidad del agua, además de calcular la eficiencia de los equipos utilizados para el procesamiento del agua y proponer mejoras en el proceso de las plantas, que permitan optimizar la calidad del agua. Se determinó que los principales factores que afectan la calidad del agua son la acumulación de crudo en tanques de almacenamiento, la presencia de sólidos suspendidos, así como la deficiencia del tratamiento químico. También las plantas de descarga de crudo como las plantas de inyección de agua salada no cumplen con el diseño recomendado para este tipo de proceso. Todos estos factores traen como consecuencia las averías de equipos, filtraciones en tuberías y pozos inyectoros; por lo cual se planteó una serie de propuestas como mejorar el tratamiento químico, colocar filtros a la salida de las plantas de inyección PIAS y PITASO, además de colocar facilidades para la recuperación de crudo en los tanques almacén de las plantas de inyección.

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRAN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo primeramente a DIOS por estar conmigo en todo momento.

A la memoria de mis abuelos y madrina José, Luisa, Matilde y Laura.

A mis Padres y mi hermana, por ser los mejores del mundo, por estar siempre a mi lado dándome amor y confianza.

A ti Osbel por tu apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por darme la fortaleza para alcanzar este sueño y por no haber permitido que la soledad invadiera mi corazón.

A mis Padres por darme la vida , por enseñarme a valorar todo su esfuerzo, por creer en mí, y sobre todo, por quererme tanto. ¡Los Amo!

A Eglismar y Javier por toda su ayuda en los momentos que los necesite.

A ti Osbel por estar en los momentos buenos y en los no tan buenos, incentivándome a seguir adelante. ¡Este triunfo es de los dos!

A Skanska por brindarme la oportunidad de realizar las pasantías, y a todo el equipo que allí labora en especial: Jesús, Lisbeth, Gabriel, Frank, Carlitos, Noel, Enio, José, Adolfo, Roger, Abel, Oscar, Mariayllen y Andrés. Gracias por ayudarme, por las enseñanzas impartidas. ¡Mil Gracias!

A mis Asesor Industrial, Ing. Gabriel Camacho y Asesor Académico Ing. Hortensia Calzadilla por su valiosa colaboración e incondicional apoyo en la realización de este trabajo.

A mis compañeros de clases de la UDO: Asiul, Angela, Inés, Dionicio, Desiree, Iskyan, por acompañarme en el camino universitario.

YELITHMAR

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Equipo de Tratamiento de Agua (UNICEL), Ubicado en las PIAS	11
Figura 2.2 Diagrama del Proceso de Tratamiento del Agua en las Plantas de Inyección de Agua Salada	13
Figura 4.2 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección de Agua Salada PIAS-4	14
Figura 4.1 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección de Agua Salada PIAS-2	15
Figura 4.3 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua salada PITASO	16
Figura 4.1 Tanques Almacén, PIAS 2 y 4.....	37
Figura 4.2 Pérdida de Calidad del Agua por Aporte de Sólidos desde el Fondo de los Tanques. Muestra de Agua a la Entrada y Salida de Tanque Almacén PIAS 4. (Mayo 2005).....	39
Figura 4.3 formación de Sólidos Suspendidos en la Toma de Muestras de Agua por Efecto del Cambio en la Solubilidad del Sulfuro de Hierro (FeS)	41
Figura 4.4 Kit para la determinación de crudo en agua	44
Figura 4.5 Bomba de Transferencia del Tren UNICEL, PIAS-2 con Filtración por Sello Dañado (mayo-2005).....	48
Figura 4.6 Vista interna de Cuerpo de Bomba Centrífuga (PIAS-2), con Contenido de crudo y Sulfuro de Hierro.....	49
Figura 4.7 Falta de equipo de Inyección (Reparación mayor).....	49
Figura 4.8 Filtración en tubería del pozo inyector ORM- 7.....	50
Figura 4.9 Tramo de Tubería rota del Pozo Inyector ORI-172.....	51

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1 Concentración de Crudo en Agua PIAS-2	45
Gráfica 4.2 Concentración de Crudo en Agua PIAS-4	46
Gráfica 4.3 Concentración de Crudo en Agua PITASO	47
Gráfica 4.4 Eficiencia de los Trenes A y B, Desnatador (Skimmer) Ubicados en PIAS2	52
Gráfica 4.5 Eficiencia de Tren Ay B, Desnatador (Skimmer) Ubicados en PIAS.4	53
Gráfica 4.6 Eficiencia de los Tanques Desnatador (skimmer) y Almacén Ubicados en PITASO	54

INDICE GENERAL

RESUMEN	iv
RESOLUCIÓN	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE GRÁFICAS	ix
INDICE GENERAL	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 General.....	4
1.2.2 Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.2 BASES TEÓRICAS.....	5
2.2.1 Constituyentes o Contaminantes de las Aguas efluentes y/o Residuales Industriales.....	5
2.2.2 Tratamientos de Aguas Efluentes y/o Residuales.....	6
2.2.3 Tratamiento Unitario de Aguas Efluentes.....	6
2.2.3.1 Coalescedor.....	6
2.2.3.2 Separadores API.....	7
2.2.3.3 Separadores de Placas.....	7
2.2.3.4 Clarificadores.....	7
2.2.3.5 Sistemas de Aeroflotación.....	8
2.2.3.6 Tanques Desnatadores.....	9
2.2.3.7 Hidrociclones Desarenadores (Desanding Hydrocyclone).....	9
2.2.3.8 Desaceitador (Deoiling Hydrocyclone).....	10
2.2.3.9 Filtros.....	10
2.2.4 Equipo de Tratamiento de Agua salada (UNICEL).....	11
2.2.5 Evaluación de la Calidad del Agua para los Requerimientos de Inyectividad.....	17
2.2.6 Inyectividad y Calidad del Agua.....	18
2.2.7 Corrosión.....	18
2.2.7.1 Efecto de la Composición del Agua.....	18
2.2.8 Corrosión en Campos Petroleros.....	19
2.2.9 Sólidos Suspendidos.....	20
2.2.10 Sólidos Disueltos Totales (SDT).....	20

2.2.11 Control de Bacterias.....	20
2.2.12 Emulsión Inversa.....	21
2.2.12.1 Estabilización de Emulsiones.....	22
2.2.12.2 Reducción de la Tensión Interfacial.....	22
2.2.12.3 Formación de la Película.....	23
2.2.12.4 Repulsión Electroestática.....	23
2.2.12.5 Absorción de Sólidos	24
2.2.13 Problemas de Incrustaciones	25
2.2.14 Tratamiento Químico	25
2.2.14.1 Inhibidores de Corrosión.....	25
2.2.14.2 Inhibidores de Incrustación.....	26
2.2.14.3 Biocidas.....	28
2.2.14.4 Polielectrolitos	29
2.3 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS	30
CAPÍTULO III.....	33
MARCO METODOLÓGICO.....	33
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	33
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	33
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	34
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	34
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS	35
CAPÍTULO IV	36
ANÁLISIS DE RESULTADOS	36
4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA QUE SE TRATA EN LAS PIAS Y PITASO.....	36
4.1.1 Acumulación de Crudo en Tanques	37
4.1.1.1 Causas que Generan Entrada de Crudo a los Tanques Almacén	38
4.1.2 Presencia de Sólidos Suspendidos	38
4.1.2.1 Remoción de Sólidos Suspendidos	39
4.1.2.2 Generación de Sulfuro de Hierro por Actividad Micro – biológica....	40
4.1.3 Deficiencia del Servicio de Tratamiento Químico.....	41
4.1.4 Diseño de las Plantas de Descarga y de Inyección	42
4.1.4.1 Tanquillas de Lodo.....	43
4.2 ANÁLISIS DEL AGUA	44
4.2.1 Contenido de Crudo en Agua.....	44
4.3 PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LA CALIDAD DEL AGUA	48
4.3.1 Averías de Equipos	48
4.3.2 Filtración en Tuberías y Pozos Inyectores	50
CAPITULO V.....	58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
5.1 CONCLUSIONES	58
5.2 RECOMENDACIONES	60

BIBLIOGRAFÍA.....	62
APÉNDICES.....	62

INTRODUCCIÓN

Los procesos geomórficos a través de los cuales se formaron los yacimientos de petróleo establecen que todo el petróleo y el gas producido arrastrarán agua. El agua puede estar en cantidades residuales cuando sólo se libera el agua en solución con el petróleo o gas, al reducirse la temperatura y presión entre el yacimiento y el equipo en superficie. En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. El agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, pero el exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. Aunque se dispongan de las mejores técnicas de manejo de campo, la producción de agua puede aumentar al punto de presentar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Sin embargo, con yacimientos de empuje hidrostático o inundados con agua, los porcentajes de agua pueden eventualmente llegar al 98% y aún realizar operaciones rentables.

Además de estar disponible en un volumen adecuado, el agua de inyección no debe contener sólidos que puedan causar obstrucción, ni ser corrosiva, o que forme incrustaciones y no debe arrastrar bacterias nocivas, para evitar reparaciones o reemplazos de tuberías y equipos. Es por eso que se utilizan sustancias químicas para romper emulsiones y depósitos de incrustaciones inorgánicas, lo que incrementa los costos de producción. Lamentablemente hay pocas aguas ideales, la mayoría requieren de algún tipo de procesamiento para acondicionarlas para la inyección. Frecuentemente es entregada de los centros satélites de procesamiento de la producción. La cantidad de agua desde estos centros puede variar ampliamente con respecto al contenido de petróleo y sólidos arrastrados. Es común que esta entrega sea intermitente, produciendo amplias variaciones en el agua que entra a la planta de tratamiento del agua de inyección.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

SKANSKA en Venezuela se dedica a la operación y mantenimiento integral de las instalaciones de superficie de tratamiento de petróleo y gas. Uno de sus principales actividades ha sido la operación y mantenimiento de plantas de tratamiento e inyección de agua de efluente (Disposal) del Campo Oritupano-Leona, las cuales reciben agua de formación proveniente de la deshidratación del crudo que se trata en la estaciones de descargas respectivamente. Las Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS) y la Planta de Inyección de Tratamiento de Agua Salada Oritupano (PITASO), las PIAS están conformadas principalmente por dos trenes de tratamiento llamados Unicel A y B, cada uno consta de un desnatador (Skimmer) y una unidad de flotación (IGF); además cuentan con dos tanques de almacenamiento, así como también con bombas de transferencia e inyección, adicionalmente poseen instrumentos de medición en línea de los parámetros (corrosión, turbidez, crudo en agua y sólidos suspendidos), para el control de la calidad del agua.

El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que en ocasiones puede resultar compleja, especialmente si el volumen es muy grande y si el agua es salada o salmuera. En ocasiones, una buena opción operacional y económica es inyectar el agua al yacimiento mediante pozos para recuperación adicional, o cuando se obtiene agua en exceso se inyecta en la formación como desecho líquido (Disposal). En ambos casos el contenido de hidrocarburos, es usualmente el contaminante principal del agua de inyección y puede causar pérdidas en la operación de inyección. Por tal motivo esta agua debe cumplir con ciertas especificaciones, que dependen del yacimiento elegido para la inyección. A partir de

las consideraciones de calidad, el agua producida requiere de un procesamiento con equipos de superficie para acondicionarla y minimizar problemas como corrosión, sólidos suspendidos, emulsión inversa e incrustaciones.

El Campo Oritupano-Leona produce con un alto contenido de agua, alrededor de 430 MBAPD lo que representa un 90% de la producción total. El tratamiento de este volumen de agua que se maneja aproximadamente pasa a ser uno de los principales problemas para las operaciones y la calidad del agua de inyección. Aunque en condiciones operativas normales las PIAS y PITASO son capaces de lograr especificaciones de excelente calidad para la inyección; desviaciones resultantes de las condiciones de producción que en ocasiones permiten manejar grandes volúmenes de fluido acuoso, superando la capacidad nominal de los equipos de tratamiento, traen como consecuencia la disminución en la calidad del agua de inyección originando problemas en las operaciones y hasta restricciones en la producción de la plantas de descargas.

Con este proyecto se busca evaluar los factores que afectan la calidad del agua tratada en las PIAS y PITASO. La evaluación consistirá en observar e identificar los principales problemas operacionales asociados a la calidad del agua como: corrosión, taponamiento, incrustaciones, filtraciones y averías de equipos; luego se realizaron análisis de agua en distintos puntos de las plantas de tratamiento, para identificar cuáles son los parámetros con mayores problemas (corrosión, crudo en agua, sólidos suspendidos); posteriormente se determinó la eficiencia de los equipos de tratamiento del agua (Skimmer, IGF, tanques de almacenamiento), seguidamente se establecieron comparaciones entre los datos de los parámetros anteriormente nombrados de calidad de agua actuales de operación normal, con los que operan los equipos e instrumentos de la planta. Finalmente se propusieron mejoras en el proceso que contribuyan al mejoramiento de la calidad del agua de inyección.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 General

Evaluar los factores que afectan la calidad del agua que se trata en la plantas de inyección de agua salada PIAS y PITASO ubicadas en el Campo Oritupano Estado-Monagas.

1.2.2 Específicos

- Realizar análisis de agua en distintos puntos de la planta de tratamiento.
- Identificar los principales problemas operacionales asociados a la calidad del agua actuales en las PIAS y PITASO.
- Calcular la eficiencia de los equipos para el procesamiento del agua.
- Proponer mejoras en el proceso de la planta, que permitan la optimización de la calidad del agua de inyección.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La actividad consistió en la evaluación de los factores que afectan la calidad del agua, con el objeto de determinar cuáles son las principales causas que influyen sobre el proceso, así como los puntos en donde se ve afectada la calidad del agua, debido a que estos factores provocan problemas operacionales producto de la corrosión, sólidos suspendidos, emulsión inversa e incrustaciones, que en ocasiones disminuye la producción. En base a esto la investigación propuso mejoras al proceso, que van a contribuir a minimizar los problemas que inciden en la inyección y el funcionamiento de los equipos involucrados en el proceso de tratamiento de agua, permitiendo que el agua cumpla con las especificaciones requeridas por el cliente, las cuales dependen del yacimiento elegido para la inyección.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

- SKANSKA. (2004). Informe sobre la calidad del agua de inyección. En este informe se describe, que el mejoramiento de la calidad del agua, se relaciona directamente con la recuperación de crudo desde las PIAS, ajustes en las operación de las plantas y en el tratamiento químico.
- SKANSKA. (2004). Cálculos detallados de la acumulación de crudo en cada sistema. En este informe concluyen que independiente de la clarificación, la pérdida de calidad del agua ocurre por aporte de crudo de los separadores trifásicos, especialmente en ORED 7, paro de los trenes Unicel relacionados con la calidad del gas y de no mantener la condición del tanque de contingencia de uno de los tanques almacén de las PIAS.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Constituyentes o Contaminantes de las Aguas efluentes y/o Residuales Industriales

Cualquier componente en el agua que no sea H₂O es un contaminante o impureza. Toda el agua es impura y el trabajo principal del químico de agua es definir estas impurezas, indicar las especificaciones para cada impureza aceptables para el empleo que se va a dar al agua después del tratamiento, y encontrar métodos económicos de tratamiento para alcanzar los límites de calidad que se han fijado. Es importante reconocer que los términos impureza, contaminación son términos subjetivos. Un contaminante se considera como tal cuando su concentración alcanza

un nivel que puede resultar dañino para la salud pública si el se va a utilizar como potable.

2.2.2 Tratamientos de Aguas Efluentes y/o Residuales

Los criterios importantes que se deben considerar para un tratamiento eficientes son: caudal del agua a tratar (volumen, mezclas de corrientes, incorporaciones de aguas de lluvias, pozos nuevos, etc.), calidad de las aguas (contaminantes y proporción), un sistema de monitoreos de flujo, tratamiento y calidad de entradas y salidas, un análisis de la distribución del tratamiento y frecuencia del monitoreo.

El tratamiento de un efluente para su descarga a una corriente o a un reservorio de agua, debe considerarse en forma individual. Las características de los efluentes varían mucho, aun en plantas de las mismas industrias que pueden producir efluentes de calidad sumamente diferentes. Los datos sobre la calidad del agua manejada pueden no dar información exacta de la cantidad que necesita tratamiento.

Para obtener información sobre el tipo de tratamiento y los requerimientos de tamaño de equipos, todas las fuentes de agua deben ser examinadas. El registro de los volúmenes de agua que requieren tratamiento es de primordial importancia para dar datos realistas sobre flujos que van a tratarse, las mediciones deberían hacerse en períodos tan largos como sea práctico para mostrar variaciones de flujos.

2.2.3 Tratamiento Unitario de Aguas Efluentes

2.2.3.1 Coalescedor

La función principal de un coalescedor es atrapar y extraer cualquier bache grande o capas de petróleo que pudiesen producirse en caso de mal funcionamiento del equipo de separación. Generalmente esto podría ocurrir únicamente cuando el agua producida es entregada directamente a la línea de transmisión desde un

separador, calentador-tratador o un separador de agua libre. En la mayoría de las operaciones, el agua producida se almacenará en tanques en la instalación de producción y se enviará por baches al centro de procesamiento. En este tipo de operación, el tanque en la unidad de producción acumulará cualquier volumen grande de petróleo que se produjera.

2.2.3.2 Separadores API

Los separadores API son tanques rectangulares diseñados para la separación de crudo disperso en las aguas de formación, normalmente son las primeras unidades de tratamiento de las aguas provenientes del proceso de deshidratación del crudo. Un separador API consta básicamente de dos secciones: la sección de entrada y los canales de separación, con un sistema de amortiguación de turbulencia entre ambas a fin de minimizar con que el agua entra a los canales de separación.

2.2.3.3 Separadores de Placas

Consisten básicamente en modificaciones hechas a los separadores API, al colocarles placas internas con la finalidad de mejorar el tratamiento de separación de crudo en agua y minimizar la contaminación ambiental. Se diferencian entre si por el tipo de placa y orientación de las mismas dentro de los separadores. Entre ellos, los más conocidos son las placas paralelas, los de placas corrugadas y las de flujo cruzado.

2.2.3.4 Clarificadores

La mayoría de las plantas de tratamiento usan algún tipo de limpieza mecánica en los diseños estandarizados de sedimentadores rectangulares o circulares.

Frecuentemente se proveen dos o más tanques para garantizar la continuidad de las operaciones durante períodos de mantenimiento o recuperación.

- **Clarificadores Circulares**

Son ampliamente utilizados en aplicaciones de clarificación primaria y secundaria (biológica). El flujo del efluente es dirigido en forma descendente y atraviesa el manto de lodos sedimentados. Esta característica es favorable para la mayoría de las aplicaciones de clarificación primaria, debido a que las partículas son relativamente diversas y sedimentan fácilmente. En tanques circulares, el patrón de flujo es radial (en contra posición al flujo horizontal en los tanques rectangulares). Para alcanzar un patrón de flujo radial el agua residual a ser sedimentada se introduce en el centro de la periferia del tanque.

- **Clarificadores Rectangulares**

Dependen de un patrón de flujo rectilíneo para incrementar la floculación y reducir el tiempo de retención. La mayoría de los tanques son diseñados con una relación estándar longitud / ancho 3:10 mayor que, provee una mayor zona de sedimentación efectiva y más semejanza con el tanque de sedimentación ideal.

2.2.3.5 Sistemas de Aeroflotación

En estos sistemas de flotación, la separación de crudo emulsionado del agua se logra con la inyección de aire o gas en pequeñas burbujas dentro de la fase acuosa, mediante inyectores o induciéndola por medio de agitación mecánica. Las burbujas de aire o gas en su ascenso hacia la superficie del agua chocan con las gotas de crudo, las cuales se adhieren a ellas y son llevadas hasta la superficie del líquido,

donde el crudo separado se retira junto con la espuma que se forma por medio de desnatadores. En corto tiempo se alcanzan altos porcentajes de remoción de crudo. Estudios experimentales han conseguido remover fácilmente por este sistema el crudo emulsionado, aun en concentraciones diluidas.

2.2.3.6 Tanques Desnatadores

Uno de los sistemas más sencillos para tratar las aguas de formación, a fin de eliminarles el crudo presentes en las mismas, es por simple separación por gravedad. Los separadores cilíndricos fabricados en tanques estándares presentan la entrada de agua en la periferia o hacia el centro del tanque; las salidas están ubicadas, generalmente, en las paredes, pero alejadas de la entrada a fin de darle al agua el mayor tiempo de residencia posible dentro del tanque, alrededor de 10 horas, para que ocurra la separación del crudo del agua. No obstante, la eficiencia de remoción que se obtiene en estos tanques es baja, debido a la formación de canales preferenciales de flujos entre la entrada y la salida del mismo por efectos de diferencia de temperatura en el agua, lo que origina a su vez grandes zonas muertas o de bajo flujo dentro del tanque.

2.2.3.7 Hidrociclones Desarenadores (Desanding Hydrocyclone)

Es un equipo que permite el retiro y recuperación de la arena y otros tipos de sólidos presentes en un sistema multifásico a alta presión. El fluido entra de forma tangencial y choca contra una lámina que lo hace girar, suministrándole una fuerza centrífuga. La fase más densa (sólido) choca contra las paredes del recipiente y caen en el fondo del mismo, y la fase menos densa (petróleo/ agua) emigra hacia el centro y suben a la parte superior. Estos equipos poseen una válvula automática de control de nivel de sólidos que permite el retiro de los mismos.

2.2.3.8 Desaceitador (Deoiling Hydrocyclone)

Los hidrociclones líquido-líquido son utilizados para la separación de fluidos de diferentes densidades. Estos son impulsados generalmente por la presión del proceso. El agua con petróleo entra en la cámara envolvente en forma tangencial y el fluido es forzado a entrar en las líneas hidrociclónicas y es obligado a seguir una trayectoria espiral produciendo una fuerza centrífuga la cual empuja al fluido mas denso (agua) hacia las paredes de las líneas y el menos denso (petróleo) hacia el centro de las líneas. Las líneas hidrociclónicas poseen una reducción de su diámetro lo que hace que el fluido menos denso se regrese por rechazo, llenando la cámara de crudo deshidratado. El agua limpia sale por la parte inferior de la línea hidrociclonica. Este principio de operación se basa en el gradiente de presión entre la entrada y la salida dependiendo del diseño.

2.2.3.9 Filtros

Frecuentemente a causa de una descarga muy exigente o normas de calidad del agua de reinyección, aún con tratamiento de flotación, no puede lograrse la adecuada calidad del agua. En tales instancias la práctica es utilizar la filtración como un proceso terciario o final de depuración. El tipo más común de filtro que se encuentra en el campo petrolero es el de lecho granular o filtro de lecho profundo. En estos filtros varios pies del lecho granular están contenidos en un recipiente formando una capa, además, contiene un mecanismo que permite el retrolavado del lecho para remover material filtrado del agua. En condiciones de operación el agua se pasa a través del medio filtrante, bien en corriente o en contra corriente, dependiendo del diseño del filtro.

Los medios más comunes usados en estos filtros son una combinación de arena, antracita y granate, debido a que estos materiales difieren significativamente en sus

gravidades específicas. Otro material utilizado como medio filtrante en estos equipos es la cáscara de nuez de flujo descendente de elevado rendimiento. En la mayoría de las aplicaciones puede generalmente eliminar hasta el 98% de los sólidos suspendidos e hidrocarburos insolubles. La limpieza se logra mediante un proceso de fluidización con bombas que limpian el aceite y los contaminantes del medio filtrante, este proceso elimina la necesidad de lavados con gas o aceite, los surfactantes, o elevados volúmenes de agua en contraflujo.

2.2.4 Equipo de Tratamiento de Agua salada (UNICEL)

En las PIAS el sistema de tratamiento de las aguas de formación consta principalmente de una combinación de tanque desnatador (Skimmer) y separador por flotación inducida por gas (IGF), los cuales fueron anteriormente descritos y se observan en la figura 2.1.



Figura 2.1 Equipo de Tratamiento de Agua (UNICEL), Ubicado en las PIAS

El agua proveniente de los separadores trifásicos y de los tanques lavadores de la estación de descarga, entra al desnatador (Skimmer); por la parte inferior el agua asciende horizontalmente, mientras que en el recorrido existe un coalescedor el cual agrupa las gotas de crudo en suspensión en el agua entrante, para formar gotas de mayor tamaño que se van acumulando en la superficie libre del líquido por diferencia de gravedad específica. Luego de un lapso de tiempo prefijado en el PLC, se ha formado una capa considerable de crudo. Al cumplirse el tiempo prefijado en el controlador lógico programable (PLC) produce una elevación del nivel de líquido (agua) paso a paso hasta rebosar el crudo a las bandejas laterales.

El crudo y los sólidos flotantes resultantes son removidos del tanque desnatador continuo o intermitentemente por rebose hacia bandejas laterales, y sale del equipo por las líneas de desnatado. Este crudo es dirigido hasta el tanque de crudo para reprocesarlo, el agua es dirigida mediante bomba hacia el separador por flotación inducida (IGF). El agua al igual que en el desnatador entra por la parte inferior del tanque y asciende hasta el tope, el nivel del líquido se mantiene gracias a controladores de nivel. Para el proceso de flotación, un mecanismo especial educador/dispersor, forma y dispersa burbujas extremadamente finas en el agua de proceso, las finas burbujas de gas disminuyen drásticamente la gravedad específica del crudo/sólido haciéndolos ascender de manera inducida.

Al bombear agua por el educador Venturi se crea un vacío que aspira gas desde la cámara sobre el líquido, hasta la boca de gas del educador. La combinación educador/dispersor provee eficiente transferencia de masa de gas a la fase líquida, permitiendo máxima adherencia de las impurezas. El caudal de gas que se induce puede controlarse actuando sobre la válvula de globo instalada en la línea de gas del educador. Se muestra en la figura 2.2.

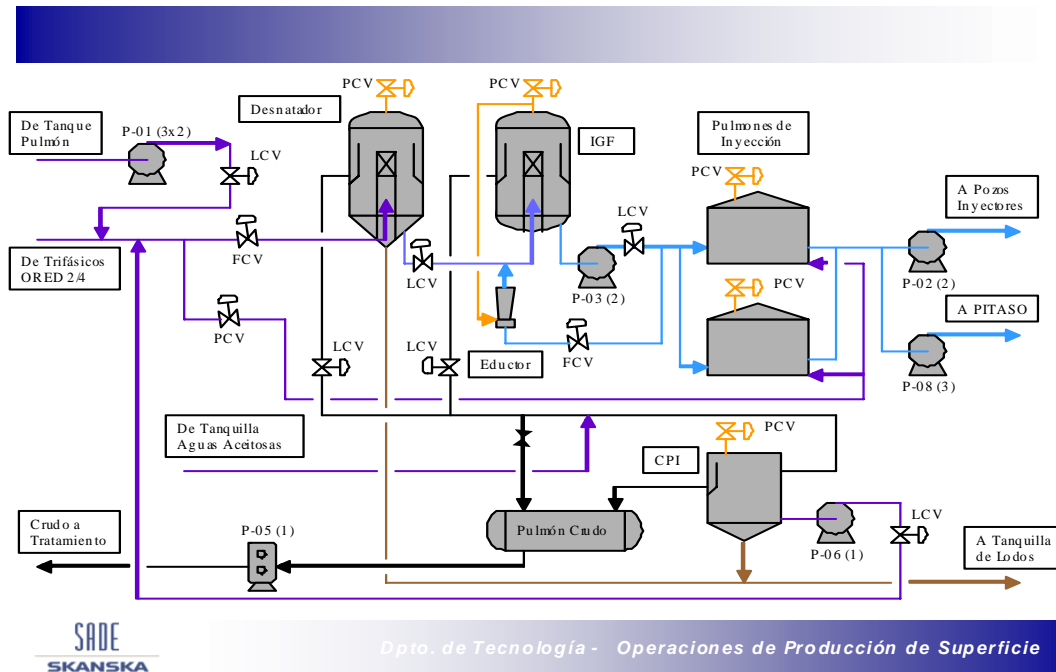


Figura 2.2 Diagrama del Proceso de Tratamiento del Agua en las Plantas de Inyección de Agua Salada .

En las PIAS 2 y 4 el tratamiento del agua de formación se realiza mediante un equipo de tratamiento automático conformado principalmente por un tanque desnatador (Skimmer) y un tanque de flotación por inducción de gas (I.G.F), llamados trenes de tratamiento UNICEL, los cuales reciben el agua proveniente del tanque horizontal desnatador (Skimmer) y los tanques lavadores de las estaciones de descarga ORED-2 y ORED-4, respectivamente. El agua después de tratada en los trenes UNICEL es transferida a los tanques almacén de 37000 bbls de capacidad para luego ser transferida mediante bombas de inyección hasta los pozos inyectores, ver figuras 2.3 y 2.4

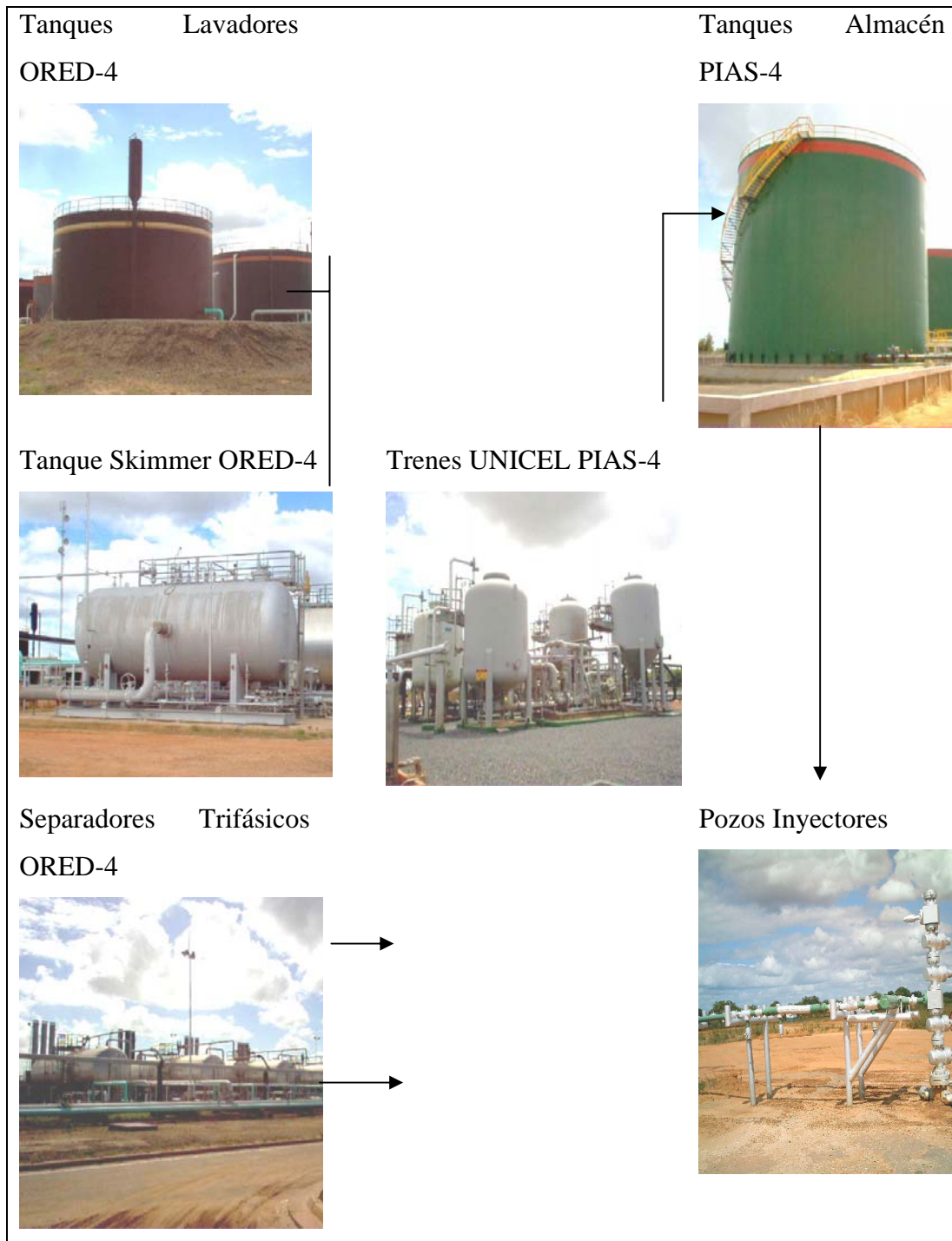


Figura 4.2 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección de Agua Salada PIAS-4

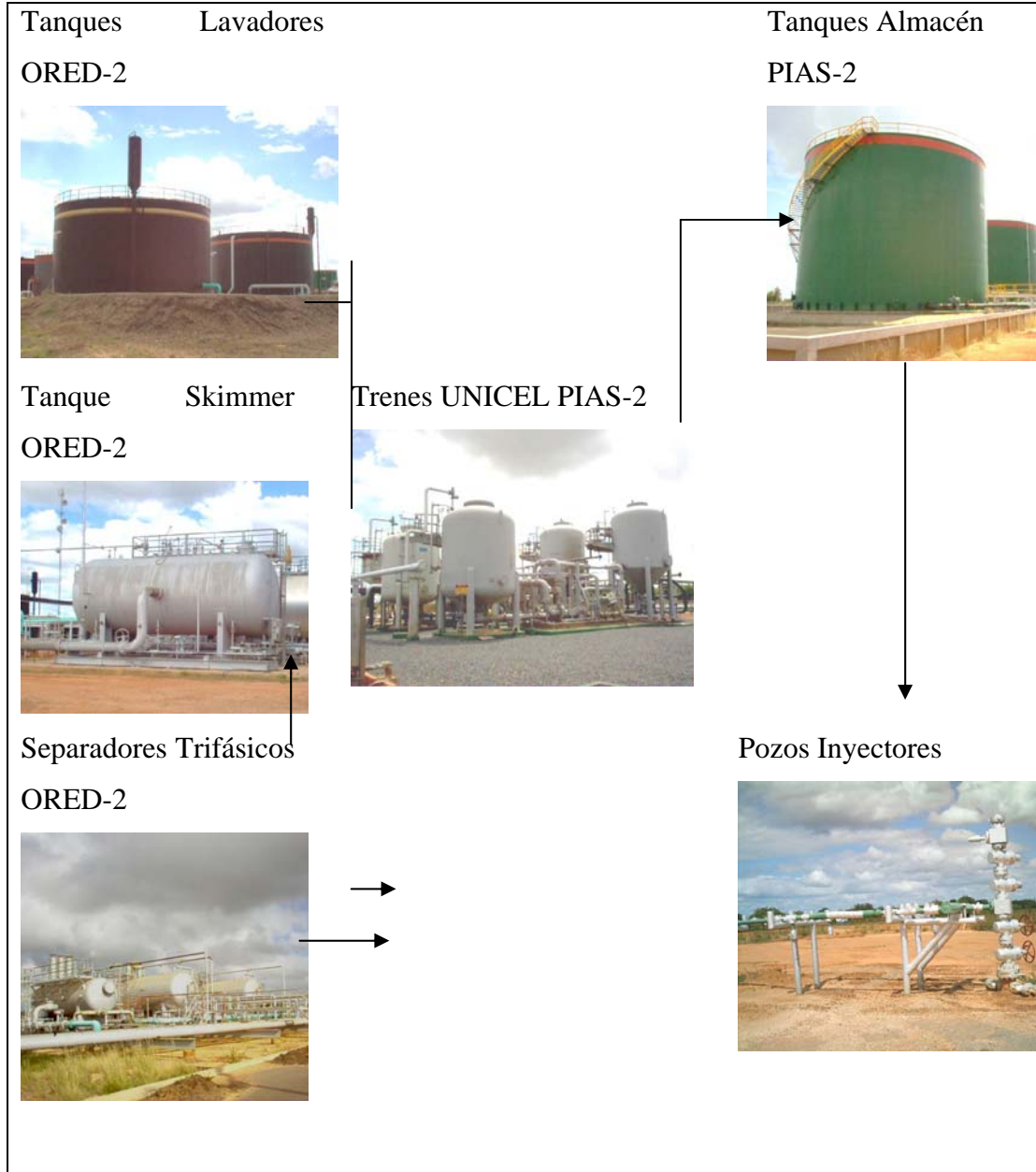


Figura 4.1 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección de Agua Salada PIAS-2

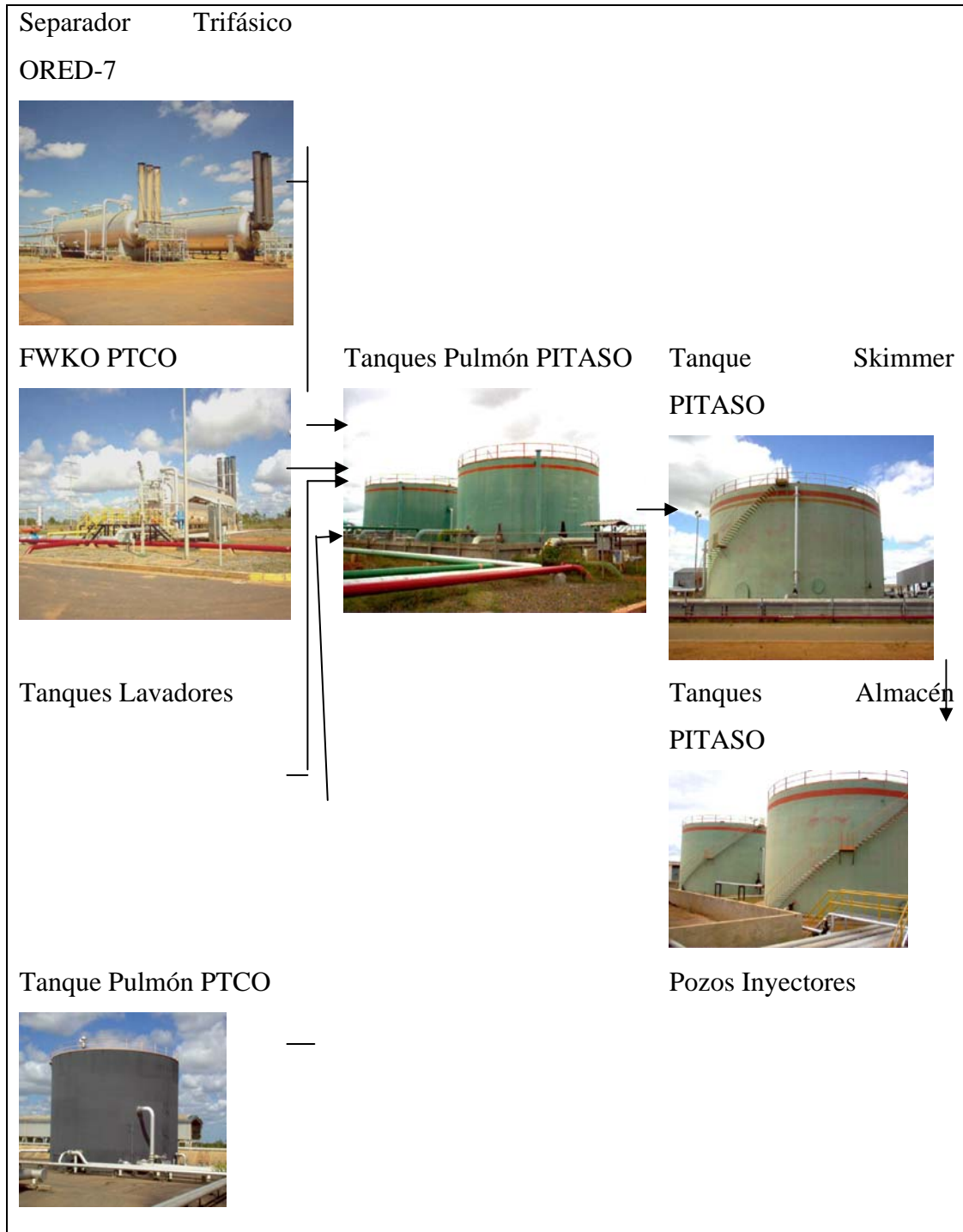


Figura 4.3 Recorrido del Agua para su Tratamiento en la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua salada PITASO

En PITASO el tratamiento del agua de formación se realiza mediante tanques, los cuales reciben distintas corrientes provenientes de: los separadores trifásicos D y C ORED-7, el despojador de agua libre(FWKO) PTCO, tanques lavadores PTCO y tanque pulmón PTCO, dichas corrientes entran a dos (2) tanques pulmones de 5000 bbls de capacidad cada uno, aquí el agua tiene un tiempo de residencia aproximadamente de dos (2) horas, de allí pasan al tanque desnatador (Skimmer) de 20000 bbls de capacidad en donde permanece aproximadamente cuatro (4) horas detiempo de residencia para luego ser pasado por gravedad a dos (2) tanques almacén de 10000 bbls de capacidad, de donde el agua es transferida a los pozos inyectores mediante bombas de inyección. (ver figura 2.5)

2.2.5 Evaluación de la Calidad del Agua para los Requerimientos de Inyectividad

Al considerar la inyectividad potencial de los pozos o un yacimiento, la permeabilidad promedio habitualmente se utiliza como criterio de inyección. Las designaciones normales de permeabilidad son baja, mediana o alta. Los valores numéricos en miliDarcys aplicados a estas designaciones varían ampliamente, en su mayoría basados en las variaciones de los yacimientos en un área productiva específica. Frecuentemente no se da consideración al hecho de que el valor promedio para un yacimiento puede ser falso, al igual que el valor promedio para pozos individuales. En yacimientos de cualquier espesor significativo pueden haber altas variaciones de permeabilidad verticalmente a través del area productiva. Además, la permeabilidad de campo promedio es la única información disponible y los requerimientos de calidad del agua habitualmente se basarán en esta información.

2.2.6 Inyectividad y Calidad del Agua

La expresión calidad del agua en la industria en general se refiere a los datos obtenidos mediante el procedimiento en la norma NACETM-01-73, “Métodos para determinar la calidad del agua para la inyección al subsuelo utilizando filtros de membrana”. El uso de filtros de membrana con un tamaño de poro promedio de 0,45 micrones y un diámetro de 47 mm es específico para el procedimiento de prueba. La presión de prueba es específica en 20 libras por pulgada cuadrada a través de la membrana. El procedimiento de la prueba debe seguirse de manera precisa para asegurar que la comparación entre pruebas a través de un sistema sean consistentes.

Si bien los datos de las pruebas de filtro de membrana pueden usarse para comparar la calidad relativa de las aguas de inyección, esto no puede asociarse con la inyectividad del pozo. La razón es obvia. Los datos se asocian sólo con la velocidad de flujo y los sólidos retenidos en un filtro con tamaño de poro de 0,45 micrones. En todos los proyectos de inyección hay amplias variaciones de porosidad y de permeabilidad en la formación.

2.2.7 Corrosión

Muchos de los metales tienen fuente en la naturaleza como óxidos metálicos o sales. Para fabricar el metal puro se requiere de gran energía. Esta energía es almacenada y es aprovechada para surtir de la fuerza necesaria para retornar el metal a su estado original, en óxido o sal, lo que se conoce como corrosión.

2.2.7.1 Efecto de la Composición del Agua

- Conductividad del agua: la corrosividad del agua aumenta con el aumento de la conductividad del agua.

- pH del agua: la corrosividad del agua usualmente incrementa cuando el pH decrece.
- Gases disueltos: Oxígeno, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno disuelto en agua, drásticamente incrementan la corrosión.
- Oxígeno: la solubilidad del Oxígeno en agua es en función de presión, temperatura y el contenido de cloruro.

2.2.8 Corrosión en Campos Petroleros

Los agentes corrosivos primarios en los sistemas de agua de los campos petroleros son el Dióxido de Carbono (CO_2), el Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y el Oxígeno (O_2). Una razón por la que el oxígeno es corrosivo, aun a bajas concentraciones, es su participación en la creación de celdas diferenciales bajo los depósitos que están sobre las superficies metálicas, las que se vuelven anódicas para las áreas adyacentes, libres de depósitos. El control de la corrosión de oxígeno en los sistemas de agua en los campos petroleros requiere de un esfuerzo consiente para excluir el aire de todos los tanques y recipientes de superficie. El gas del campo se usa para mantener un manto positivo de gas en estas áreas siempre que sea posible.

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

2.2.9 Sólidos Suspendidos

Varios sólidos inorgánicos y orgánicos se encuentran en las aguas del petróleo. Pueden ser partículas de óxidos metálicos provenientes de las tuberías de los pozos o hierro oxidado, presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos. Estas partículas se recolectan en un filtro de membrana de 0,45 micras para su identificación. Los sólidos filtrados se analizan por separado. Entre los materiales solubles en ácido Clorhídrico están los Carbonatos de Calcio, de Magnesio y de Hierro, así como los Óxidos y Sulfuros de Hierro. El residuo que queda después del tratamiento podría incluir Sílice, Sulfato de Bario, Sulfato de Calcio o hidrocarburos pesados, como asfaltenos, que son insolubles en la mayor parte de los solventes. El residuo podría incluir también bacterias.

2.2.10 Sólidos Disueltos Totales (SDT)

En las salmueras de los campos petroleros, los SDT van desde menos de 10.000 mg/l hasta más de 350.000 mg/l, entre los que el NaCl constituye el 80% o más. Los cationes inconvenientes que se encuentran en las aguas de los campos petroleros son Calcio (Ca), Magnesio (Mg), Bario (Ba), Estroncio (Sr) y Hierro (Fe). Los aniones que se encuentran por lo común son Cloruro (Cl⁻), Sulfato (SO₄⁻), Bicarbonato (HCO₃) y Sulfuro (S²⁻). La incrustación más común encontrada en los campos petroleros es el Carbonato de Calcio.

2.2.11 Control de Bacterias

El control de las bacterias es importante en las operaciones del agua en campos petroleros. El más problemático de estos organismos es la bacteria anaeróbica reductora de sulfato, (*Desulfovibrio desulfuricans*). Presente en muchas formaciones

petroleras, está implicado en los cambios químicos que ocurren durante la formación de petróleo. Reduce al Sulfato inorgánico (SO_4^{-2}) a Sulfuro (S^{-2}), lo que lleva a precipitados de Sulfuro de Hierro.

Las bacterias, el grupo más grande de los organismos perjudiciales, ocasionan los más variados problemas. Generalmente se les clasifica en el tratamiento del agua por los problemas que causan: depositadoras de hierro y reductoras de sulfato. Cada grupo tiene su ambiente preferido y se desarrolla en áreas específicas de un sistema de agua. Las bacterias aeróbicas, por ejemplo, requieren oxígeno, de modo que se hallan en aguas aireadas. Las bacterias anaeróbicas, por otra parte, no emplean oxígeno, y se encuentran en sistemas cerrados.

Los microbios se controlan por aplicaciones de productos químicos. La concentración de éstos y el período de contacto varía según los sistemas. Normalmente, el producto se alimenta a una dosificación seleccionada, entre 50 y 100 mg/l, por un periodo de 4 a 8 horas. Después de la aplicación, se sacan muestras del sistema y se determina la población microbiana. La frecuencia de aplicación del biocida es dictada por tales pruebas de control. En muchas situaciones, es necesario una limpieza física del sistema para tener un control adecuado de las bacterias. Los puntos bajos en las líneas o en los tanques con acumulaciones de sedimentos protegen a las bacterias del contacto con los productos químicos. En estos casos, el programa químico debe completarse con una limpieza completa de la casa.

2.2.12 Emulsión Inversa

Una emulsión es un sistema que contiene dos fases líquidas inmiscibles, una de las cuales está dispersada en la otra (fase continua). Si la emulsión contiene gotas de aceite (O) dispersada en agua (W), se llama emulsión inversa; pueden existir casos

más complejos. Por ejemplo, si las gotas de aceite de una emulsión O/W contienen en su interior gotitas de agua, se dice que se tiene una emulsión múltiple de tipo W/O/W.

2.2.12.1 Estabilización de Emulsiones

Hay varios fenómenos conocidos como resultado de las estabilizaciones de crudo en agua y que han sido estudiados extensamente. Aunque estas formas varían específicamente en los mecanismos de operación, cada una de su forma provee una barrera o capa alrededor de la gota dispersa, lo cual evita o previene el contacto entre las gotas de crudo retardando la coalescencia. Los tipos de barreras son los que reducen la tensión interfacial entre ellas, barreras de películas formadas por la absorción de moléculas activas en la superficie o partículas de sólidos en la interfase petróleo-agua y barreras eléctricas como resultado de la acumulación de cargas eléctricas en la interfase.

2.2.12.2 Reducción de la Tensión Interfacial

La presencia de ciertos tipos de moléculas, que tienden a formar una interfase, que por lo general se denominan surfactante, causan una reducción en la tensión interfacial. Hay dos fenómenos significativos asociados con la reducción de la tensión interfacial. Primero, si la tensión interfacial es reducida, la adición de una cantidad dada de energía dará como resultado la producción de gotas de tamaño significativamente pequeñas.

Aunque la presencia de un surfactante permite la generación de pequeñas gotas las cuales requieren un largo tiempo para coalescer, esa no es la mayor razón por las cuales se estabiliza una emulsión producida por la presencia de un surfactante. El mayor efecto de la reducción de la tensión interfacial, es que la presencia de un surfactante también reduce la tendencia para que tome lugar la coalescencia. En todo

sentido el efecto de la reducción de la tensión interfacial es la generación de gotas pequeñas y el retardo de la coalescencia de la fase dispersa, incrementando la aparente estabilidad de la dispersión.

2.2.12.3 Formación de la Película

La mayoría de los materiales activos en la superficie son moléculas en las cuales una porción es hidrofílica o soluble en agua y la otra porción es lipofílica o soluble en aceite. Esta solubilidad dual, es para que las moléculas surfactantes al agregarse a la interfase crudo/agua, la porción hidrofílica este dentro de la fase acuosa y la lipofílica este en la fase petróleo. La porción de la molécula surfactante la cual tiende a impartir un carácter hidrofílico, en su mayoría son grupos funcionales asociados con una molécula de carboxilato, sulfonato, amina, hidroxil o grupo sulfato y la cadena de hidrocarburo es usualmente la responsable de las propiedades lipofílicas.

2.2.12.4 Repulsión Electroestática

Es un fenómeno muy bien conocido, en el cual un campo eléctrico producirá o hará que las gotas en una emulsión se muevan. Para que este fenómeno conocido como electroforesis ocurra, es evidente que las gotas en una emulsión deben tener una carga eléctrica. Hay un número de fórmulas o de maneras en las que es posible que una gota se cargue.

La primera es por ionización de porciones hidrofílicas de cualquier molécula de surfactante que se encuentran presentes en la interfase; los ácidos orgánicos comúnmente presentes en el crudo tienen como función hidrofílica grupos carboxílicos los cuales sobresalen, estos grupos bajo circunstancias normales existen como iones de carboxilato. También se ha encontrado que las cargas pueden ser

desarrolladas debido a la absorción de iones provenientes de soluciones. No importa como la carga se origine, el efecto es que la gota de petróleo en todos los casos esté rodeada con una manta de carga negativa. Como un efecto secundario de la presencia de esta manta cargada en la gota, muchos iones cargados opuestamente, presentes en el medio acuoso también serán atraídos a la vecindad de la superficie esférica. Tomando en cuenta que el efecto de las cargas en la gota disminuye rápidamente con la distancia.

Un segundo factor que influenciará en el potencial eléctrico es la resistencia iónica de la fase acuosa. En situaciones en las cuales la resistencia iónica es alta, la doble capa eléctrica tiende a ser comprimida, éste es el resultado del hecho de que en una fase acuosa de resistencia iónica alta hay más iones cargados opuestamente disponibles para contrarrestar la carga primaria, y por lo tanto el balanceo de carga puede ocurrir en un área mucho más pequeña. Otro factor que afecta el potencial eléctrico en una emulsión es el pH del sistema. El pH debe frecuentemente entrar en acción con respecto al potencial por el hecho de que cambios de pH alteren el manto de carga dispersa.

2.2.12.5 Absorción de Sólidos

El tercer mecanismo común, y que es el responsable por la estabilización de las emulsiones es la absorción de sólidos en las interfase de la gota. En la mayoría de las circunstancias los sólidos son humedecibles por la fase de petróleo y la fase de agua y por lo tanto tenderán a residir en la interfase de una gota de petróleo, si los sólidos cubren suficientemente la superficie de la gota, ellos formarán una barrera la cual resisten la penetración retardan la coalescencia, resultando la estabilización de la emulsión.

2.2.13 Problemas de Incrustaciones

Los principales problemas de las incrustaciones son los depósitos que normalmente son cristales de minerales que se precipitan del agua. Este tipo de incrustaciones pueden ser causados por los cambios en la presión, la temperatura y el pH . Todas las incrustaciones de este tipo reflejan que se han excedido los factores que limitan la solubilidad de algunos minerales disueltos en el agua, causando que se precipiten cristales. Las otras incrustaciones causadas por el agua son los productos de la corrosión.

Las incrustaciones minerales que preocupan más a los productores de petróleo son el Carbonato de Calcio y el Sulfato de Calcio. También preocupan varios compuestos del Hierro, relacionados con la corrosión o con la oxidación del Hierro a consecuencia de la incrustación de Oxígeno. En el sistema de manejo de agua, las incrustaciones pueden formarse en las bombas del agua de inyección, en las líneas de superficie que vayan a los pozos de inyección y en las superficies de las rocas en la formación de inyección. Algunas incrustaciones pueden removerse por tratamiento químico como el Sulfato de Calcio, proceso caro que consume tiempo. Incrustaciones como el Sulfato de Bario, que no pueden removerse químicamente, pueden requerir reemplazo de las líneas de superficie o el abandono del pozo.

2.2.14 Tratamiento Químico

2.2.14.1 Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión que se usan en las plantas de agua en campos petroleros. Las moléculas se absorben sobre superficies metálicas para proteger al metal de los agentes de corrosión. Puesto que los inhibidores de corrosión que forman película deben adicionarse a una gran variedad de concentraciones y a distintas dosis,

en muchos casos, a una mezcla de agua e hidrocarburos, debe contarse con inhibidores de un amplio intervalo de solubilidades. En los sistemas de agua de inyección en los que el agua constituye la fase predominante, los inhibidores deben ser o totalmente solubles en agua o muy dispersables en agua para transportarse a través de las líneas de superficie y del sistema de tuberías. Es necesario alimentarlos en forma continua, manteniendo siempre una concentración residual en el sistema. La pérdida de los residuales del inhibidor resulta en la absorción de la película del inhibidor y pérdida de la protección.

El monitoreo de corrosión se logra por medio de una combinación de muestras de pérdida de peso del metal, de medidores de corrosión, de carretes o niples en la tubería (que tienen la ventaja de duplicar las condiciones de flujo), y de conteos del Hierro. Las concentraciones de Hierro residual son válidas en los sistemas sin Sulfuro de Hidrógeno. Cuando el H_2S está presente, el Hierro se deposita como Sulfuro de Hierro.

Otro tipo de inhibidores son los formadores orgánicos de películas; estos materiales están caracterizados por la formación de capas formadoras de películas sobre las superficies del metal para separar éste del agua. Las capas incluyen aminas formadoras de películas para sistemas que sólo trabajan con efectividad en ambientes con oxígeno significativamente reducido y en aceites solubles. Estos materiales forman y mantienen una barrera dinámica entre las fases del agua y del metal para prevenir la corrosión. Esta película es, por lo general, bastante más gruesa que las películas que se forman con la aplicación apropiada de inhibidores inorgánicos.

2.2.14.2 Inhibidores de Incrustación

Los primeros inhibidores de la incrustación fueron los polifosfatos inorgánicos, pero sus limitaciones se descubrieron rápidamente; por encima de 140°F (60°C) se

reverten a ortofosfatos, como lo hacen a pH ácido o durante un tiempo de residencia largo. En los campos petroleros son de tres tipos:

- 1) Ésteres del ácido polifosfórico.
- 2) Fosfonatos.
- 3) Polímeros orgánicos, como los polímeros o los copolímeros del ácido acrílico o metacrílico.

La primera categoría de productos químicos para controlar el depósito incluye agentes secuestrantes como polifosfatos, compuestos de organofósforo, y polímeros como acrilatos. Estos ejercen un efecto umbral al reducir el potencial para la precipitación de compuestos del Hierro, Mangnesio y Calcio.

El segundo grupo es de dispersantes orgánicos, que incluyen compuestos organos-fosforados, agentes activos de superficie y polielectrolitos. Si el dispersante aplicado es una molécula cargada, como un polielectrolito, dispersará los sólidos suspendidos adsorbiéndolos a sus superficies al añadir una carga electrostática a las partículas, que los hará repelerse entre sí. Otros dispersantes condicionan de distinta manera las superficies de los sólidos suspendidos para evitar su coagulación y asentamiento.

Una tercera clase la forman los compuestos que tienen la propiedad secuestrante y dispersantes. Esta característica incluye compuestos orgánicos no-fósforo, polifosfatos inorgánicos, y ligninas y taninos naturales o procesados.

Un cuarto grupo incluye los productos químicos que se emplean para modificar la estructura cristalina de la incrustación. La incrustación es confundida a menudo

con un depósito, aunque es el resultado de la precipitación de los componentes de la incrustación de una solución sobresaturada. Ya que la presencia de partículas induce la precipitación, la incrustación es una de las fracciones de los depósitos. Productos químicos como tanino, lignina o sus derivados se han empleado desde hace muchos años para evitar el crecimiento de grandes cristales. Al hacer esto, aunque no se evita la precipitación, el material que precipita es estructuralmente débil, más parecido a un depósito que a una incrustación. Las formulaciones del éster fosfato son variables para mayor parte de aplicaciones del agua en campos petroleros. Los fosfonatos y los productos poliméricos tienen ventajas definidas cuando las temperaturas del agua pasan de 200°F (90°C). Las dosificaciones varían con la temperatura y con la concentración de sólidos suspendidos, puesto que los sólidos adsorben al inhibidor y requiere de altas concentraciones para una inhibición efectiva. La dosificación es directamente proporcional al grado de sobresaturación.

2.2.14.3 Biocidas

- **Biocidas no oxidantes:** los biocidas ofrecen una posibilidad para el control de la actividad microbiana en sistemas que son incompatibles con el cloro, como los sistemas de agua de alto contenido de materia orgánica o amoníaco. Tiene las siguientes características: actividad independiente del pH, persistencia y control e los organismos como hongos y bacterias. Ya que todos estos beneficios no se encuentran por lo común en un solo biocida penetrante, se formulan ingredientes individuales en productos apropiados diseñados para incrementar el funcionamiento global en aplicaciones muy específicas.
1. **Acrolina:** tiene la capacidad de atacar y de torcer grupos de proteínas y reacciones de síntesis de las enzimas. Se alimenta generalmente a los sistemas de agua como gas en cantidades de 0,1 a 0,2 ppm.

2. Aldehidos: el más conocido y utilizado es el glutaldehido, efectivo frente a bacterias aeróbicas y anaeróbicas, no es un surfactante, es por ello que en ocasiones es alternado con amonio cuaternario.
- Biocidas catiónicos: éstos constan de aminas y productos cuaternarios, éstos actúan humectando las masas de limo orgánicas, de manera que las sustancias tóxicas pueden penetrar bajo la masa para dar con las bacterias corrosivas anaeróbicas.
 1. Aminas: son surfactantes que pueden actuar como biocidas debido a su capacidad de matar a los microorganismos. Éstas pueden potenciar el efecto biocida de los compuestos fenólicos clorados cuando son adicionados al agua.
 2. Sales cuaternarias de amonio: estos compuestos son generalmente los más eficaces contra bacterias en gama alcalinas de pH. Se cargan y enlazarán positivamente a los sitios negativamente cargados en la pared bacteriana de la célula. Estos enlaces electrostáticos causarán a las bacterias tensiones en la pared de la célula.

2.2.14.4 Polielectrolitos

Los polielectrolitos son grandes moléculas orgánicas solubles en agua, formadas por bloques denominados monómeros, repetidos en una cadena larga. De ordinario incorporan en su estructura sitios para intercambio iónico que dan a la molécula una carga iónica. Aquellas que tienen una carga positiva son catiónicas y las que tienen una carga negativa son aniónicas. Estas moléculas reaccionan con el material coloidal en el agua neutralizando la carga o enlazando partículas individuales para formar un precipitado visible o insoluble, esto es, un flóculo.

El desempeño de estos materiales puede modificarse para ajustarlos a la naturaleza de la materia coloidal que debe extraerse del agua. Estas modificaciones incluyen variaciones tanto en el peso molecular como en la capacidad de intercambio iónico. La naturaleza iónica de los polielectrolitos es sólo un factor que determina el desempeño de estos materiales como coagulantes o floculantes. Factores como la naturaleza polar de los enlaces no iónicos en la molécula, el tamaño y la geometría moleculares, tienen una función importante y, en muchos casos dominan a los efectos de la carga y de la densidad de carga. Así, los polímeros no iónicos de alto peso molecular son floculantes efectivos en muchos sistemas en virtud de su capacidad de atraer y mantener partículas coloidales en sitios polares de la molécula. Además, por su tamaño molecular pueden encajar muchas partículas pequeñas.

Así por lo general, los polímeros catiónicos son diseñados para trabajar con valores bajos del pH, y los aniónicos con valores altos. Los no iónicos y los cuaternarios sólo son influidos débilmente por el pH. La regla general no debe interpretarse como que los polímeros aniónicos no son efectivos cuando el pH es bajo; simplemente quiere decirse que, en este caso, ya no son iónicos. Pueden tener buenos resultados en la floculación de sólidos cuando el pH es bajo tan sólo a causa de sus enlaces no iónicos. Lo mismo se aplica a los catiónicos, aun cuando no están cargados cuando el pH es alto, pueden ser efectivos como coagulantes debido a sus grupos polares.

2.3 CONCEPTOS O TÉRMINOS BÁSICOS

- **Bacterias:** plantas unicelulares microscópicas que se reproducen por fisión o por esporas, y que se identifican por sus formas: cocos, esféricas; bacilos con forma de bastoncitos; y espirilos, curvas.

- **Corrosión:** destrucción paulatina de los cuerpos metálicos por acción de agentes externos, persista o no su forma.
- **Efluente:** es un líquido que fluye hacia fuera del espacio confinado que lo contiene. Son aguas industriales, aguas o cualquier otro líquido parcial o totalmente tratado o en su estado natural, como puede ser el caso de la corriente de salida de un depósito, estanque o planta de tratamiento.
- **Fisión:** en biología, el proceso de reproducción por división celular.
- **Incrustación:** precipitado que se forma sobre las superficies en contacto con el agua como resultado de un cambio físico o químico.
- **Kit:** conjunto de productos y utensilios suficientes para conseguir un determinado fin, que se comercializan como una unidad.
- **Oxígeno disuelto:** es la cantidad de oxígeno en un estado gaseoso que permanece disuelto en un medio acuoso, en condiciones de presión y temperatura específicas.
- **pH:** es el logaritmo negativo o el logaritmo recíproco de la actividad de ión hidrógeno en una solución acuosa o de otro solvente especificado.
- **Sólidos suspendidos:** se refiere a la materia no disuelta, determinada gravimétricamente en depósitos de intercambiadores de calor.
- **Turbidez:** es la intensidad de color dada en el agua por la presencia de sólidos suspendidos.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según el nivel de conocimiento científico, este estudio se cataloga como una investigación del tipo descriptiva, ya que ésta identifica características del universo de investigación, señala formas de conducta y actitudes del universo investigado, establece comportamientos concretos y descubre y comprueba la asociación entre variables de investigación. En el presente trabajo se evaluarán los factores que afectan la calidad del agua, y para ello se identificarán y describirán dichos factores.

Según, Sabino (1992): “los estudios descriptivos acuden a técnicas específicas en la recolección de información, como la observación, las entrevistas y los cuestionarios. También pueden utilizarse informes y documentos elaborados por otros investigadores. La mayoría de las veces se utiliza el muestreo para la recolección de información, y la información obtenida es sometida a un proceso de codificación y análisis estadístico”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación estará planteado bajo la estructura del modelo no experimental, según, Méndez, (1999): “debido a que es una investigación sistemática y empírica, no se manipulan las variables independientes que intervienen durante el desarrollo del estudio; es decir, se observan los fenómenos tal y como ocurren en la realidad para luego ser analizados. Las inferencias sobre las relaciones entre variables se realizan sin intervención o influencia directa y dichas relaciones se observan tal y como se han dado en su contexto natural”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población y muestra en estudio fueron las mismas y esuvo representada por las Plantas de Inyección de Agua Salada y Planta de Tratamiento de Agua Salada Oritupano ubicadas en el Campo Oritupano. Dichas plantas son: PIAS 2, PIAS 4 y PITASO; las cuales reciben el agua proveniente de la deshidratación del crudo que se trata en las estaciones de descarga Oritupano ORED-2, ORED-4 y Planta de Tratamiento de Crudo (PTCO), respectivamente.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Primera Etapa: conocer el tratamiento del agua. En esta etapa se realizaron recorridos por las plantas de inyección PIAS 2, 4 y PITASO para conocer el proceso, principio y funcionamiento de los instrumentos y equipos por los cuales fluye el agua para medición de parámetros y tratamiento antes de llegar a los pozos de inyección.

Segunda Etapa: realizar análisis al agua. En este punto se procedió a realizar análisis de agua como: crudo en agua, corrosión y sólidos suspendidos, siendo estos dos últimos análisis responsabilidad de la empresa química. En distintos puntos de las plantas tanto de inyección (entrada y salida de: Skimmer, IGF, tanques de almacén) como en las de descarga (salida de trifásicos y bifásicos), para así determinar cuáles parámetros causan mayores problemas al proceso de tratamiento e inyección del agua salada. Considerando como parámetro principal el contenido de crudo en agua el cual es determinado a través de un kit colorímetro.

Tercera Etapa: identificar los principales problemas operacionales asociados a la calidad del agua. Después de conocer el proceso mediante las visitas a las Plantas y haber realizado los análisis correspondientes se procedió a identificar los principales problemas operacionales derivados a la calidad del agua que se

presentan en dichas plantas en cuanto a taponamientos, incrustaciones, filtraciones y paro de equipos.

Cuarta Etapa: determinar la eficiencia de los equipos. De acuerdo a los datos recopilados en las anteriores etapas, específicamente en la segunda etapa se determinó la eficiencia de los equipos y tanques tratadores del agua de formación. Mediante la siguiente formula: $((\text{PPM entrada al equipo} - \text{PPM salida del equipo}) / \text{PPM de salida del equipo}) * 100$

Quinta Etapa: análisis de los resultados. Luego de organizar toda la información obtenida en las etapas anteriores, evaluar los factores que afectan la calidad del agua de inyección e indagar con respecto a los tratamientos aplicados en Plantas similares se procedió realizar propuestas de mejoras al proceso de tratamiento que contribuyan a optimizar la calidad de agua salada para su posterior inyección a los pozos

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS

Revisión Bibliográfica: consiste en consultar textos, folletos y documentos donde se contemplan conceptos, descripciones, informaciones y técnicas relacionadas con el tema en estudio.

Recolección de Información: como lo son datos y procedimientos del proceso de tratamiento, datos de producción, mecanismos de producción y volumen de inyección.

Observación Directa: se realizó observación directa en las plantas a estudio con el fin de detallar el funcionamiento de los instrumentos y equipos y observar los problemas operacionales causados por la calidad del agua, así como también se realizaron las tomas de las muestras del agua.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los factores importantes que se deben considerar para un tratamiento eficiente son: caudal de agua a tratar (volumen, mezclas de corrientes, incorporaciones de aguas de lluvias, pozos nuevos), calidad de las aguas (contaminantes y proporción), tendencia de incrustación y corrosión. Un sistema de monitoreo de flujo, tratamiento y calidad de entradas y salidas, y un análisis de la distribución del tratamiento y frecuencia del monitoreo.

4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA QUE SE TRATA EN LAS PIAS Y PITASO

Para Evaluar los factores que afectan la calidad del agua en las PIAS y PITASO ubicadas en el Campo Oritupano, se realizó una recopilación de la información en campo a través visitas a las instalaciones para la observación directa para conocer el proceso y el funcionamiento de los equipos de tratamiento de agua y petróleo, así también se realizaron entrevistas a operadores, supervisores, líder de operación y asesores.

El objetivo principal del proceso es mejorar la calidad del agua, para esto es necesario un tratamiento unitario, mediante equipos y sustancias químicas, a través de inhibidores y clarificantes. En las PIAS no se cumple con todas las especificaciones recomendadas en la bibliografía, puesto que no cuentan con tanque coalescedor, cuya función principal es extraer cualquier bache grande o capas de petróleo que pueden ocasionar un mal funcionamiento del equipo de separación en las estaciones de tratamiento de petróleo.

Los principales factores que afectan la calidad al momento de realizar la investigación fueron los siguientes:

4.1.1 Acumulación de Crudo en Tanques

El agua después de ser tratada en los trenes UNICEL, en las PIAS y en los tanques en PITASO, es acumulada en dos (2) tanques de almacenamiento de los cuales uno es usado como tanque de contingencia, en las PIAS, ver figura 4.1, para después ser enviada a los pozos de inyección a través de bombas. A pesar de la eficiencia de los tanques y equipos tratadores, existe acumulación de crudo en los tanques almacén, esto en parte se debe a que en la actualidad las facilidades para la recuperación de crudo en los tanques de almacenamiento, en las PIAS se encuentran a 37 pies, y en ocasiones no se alcanza este nivel para el rebose crudo, es por ello que para recuperar crudo es necesario transferir agua de un tanque a otro hasta bajar la capa de crudo a nivel de succión de las bombas que se encuentran a dos (2) pies.



Figura 4.1 Tanques Almacén, PIAS 2 y 4

4.1.1.1 Causas que Generan Entrada de Crudo a los Tanques Almacén

- **En PIAS 2 y 4**

Cuando se excede el caudal nominal de los trenes UNICEL (70.000 Bbls/día) a la entrada de las PIAS 2 y 4 , existe una válvula de seguridad, la cual dirige el flujo de agua aceitosa directo a los tanques almacén, sin que está haya sido tratada previamente.

- **En PITASO**

- 1) Se recupera agua aceitosa de la fosa hacia el tanque desnatador (Skimmer), (ver figura c-12 en apéndice c)
- 2) Entrada de agua de los trifásicos de ORED-7, sin tratamiento unitario ni químico.
- 3) El agua proveniente de los equipos y tanques de PTCO no cuenta con tratamiento químico clarificante.

4.1.2 Presencia de Sólidos Suspendidos

El contenido de sólidos suspendidos es uno de los contaminantes más importante en el agua de inyección. Su composición típica esta conformada por hidrocarburos, partículas orgánicas, precipitados de sales inorgánicas, y materiales aportados por la formación como limos, arcillas y arena. Dependiendo de las especificaciones de calidad establecidas para la inyección determinada generalmente por la permeabilidad de la formación, se selecciona los equipos de tratamiento del agua de acuerdo con las concentraciones permisibles. En las PIAS y PITASO, los sólidos no son removidos efectivamente del sistema, no existe tratamiento de filtración, sólo se drenan por el fondo de equipos de flotación de crudo. Los sólidos

precipitados en el fondo de los tanques y los que permanecen suspendidos, en su mayoría van a la inyección.

A continuación un análisis de los eventos y las causas relevantes de la acumulación de sólidos específicamente en PIAS 4, planta en la cual es excesiva la frecuencia de algunas fallas tales como avería de los sellos mecánicos en las bombas de inyección, causados por la presencia de sólidos suspendidos.

4.1.2.1 Remoción de Sólidos Suspendidos

En el diseño de las plantas no se consideró facilidades para filtración del agua, por lo tanto no es completa la remoción, los de mayor densidad se drenan por el fondo de los equipos de flotación, los precipitados en el fondo de los tanques de almacenamiento son incorporados a la corriente de inyección, cuando el nivel de sólidos alcanza los dos (2) pies del nivel de succión. En la figura 4.2 se observan dos muestras de agua, una tomada a la entrada y salida del tanque almacén.

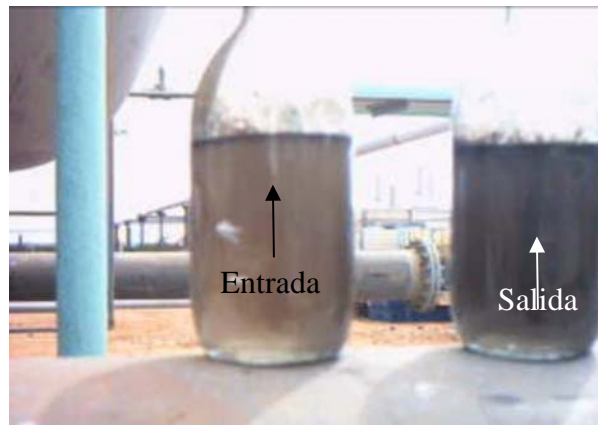


Figura 4.2 Pérdida de Calidad del Agua por Aporte de Sólidos desde el Fondo de los Tanques. Muestra de Agua a la Entrada y Salida de Tanque Almacén PIAS 4. (Mayo 2005).

4.1.2.2 Generación de Sulfuro de Hierro por Actividad Micro – biológica

- **Proliferación de Bacterias Sulfato Reductoras (SBR)**

Se considera que la proliferación de bacterias sulfato reductoras (SBR), es una de las causas principales para el incremento del contenido de sólidos en el sistema. El ensuciamiento producto de la proliferación de las bacterias (biofouling), ocurre bajo depósito. Sin embargo la empresa química encargada del tratamiento químico reporta valores de SBR en especificación en los puntos monitoreados, esto se debe a que no se toma la muestra adecuadamente, por lo que no es una muestra representativa del sistema. El resultado de inoculaciones hechas los días 3 y 28 de Mayo de 2005 en muestras de agua tomadas bajo depósito en el fondo de los equipos UNICEL arrojaron mediciones por el orden de 10^6 *Col/ml*, corroborando la contaminación severa del sistema.

- **Precipitación de Sulfuro de Hierro (FeS)**

En el sistema ocurre precipitación de Sulfuro de Hierro debido a que no es completamente hermético, por lo que existe el ingreso de oxígeno. En la figura 4.3, se observa el efecto drástico en el cambio de la solubilidad del FeS, lo cual genera sólidos ante la presencia de oxígeno, cuya probabilidad de ocurrencia no se debe descartar en puntos del sistema conocidos por la vulnerabilidad al ingreso de oxígeno, como succión de las bombas, filtraciones, tope de los tanques (en las operaciones convenidas para medición de crudo en los tanques almacén, se debe retirar el gas de inertización).



Figura 4.3 formación de Sólidos Suspendedos en la Toma de Muestras de Agua por Efecto del Cambio en la Solubilidad del Sulfuro de Hierro (FeS)

4.1.3 Deficiencia del Servicio de Tratamiento Químico

Para el tratamiento de las aguas de inyección es necesario suministrar al sistema una serie de productos químicos, dentro de los cuales se tienen: inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación, clarificador y biocida. Estos productos deben ser inyectados a una dosis constante y sin interrupciones, a diferencia del biocida que se adiciona mediante baches a razón de programas que se establecen por resultados de pruebas de cultivos de bacterias realizadas al sistema.

Se pudo verificar que durante el período del seguimiento, (ver apéndice b), lo siguiente:

- No se inyectó la dosis adecuada y de manera constante, esto motivado a averías de bombas dosificadoras o por quedar sin existencia los contenedores de producto químico, debido a no realizarse las recargas correspondientes a tiempo. Esto afecta de manera significativa, puesto a que es prácticamente nulo

el tratamiento químico en este sistema, para que sea efectivo el tratamiento químico, es necesario que se adicione la dosis adecuada de producto químico, si esto no ocurre el sistema queda igual de desprotegido que cuando no se le adiciona ninguna dosis de producto químico.

- Se pudo constatar que no se efectuó tratamiento con biocida durante dos meses, ni monitoreo de corrosión durante seis meses, mediante reportes de consumo seguidos por SKANSKA. En las gráficas del (apéndice b) se muestran los consumos de inhibidores reales y teóricos de las PIAS 2 , 4 y PITASO.

4.1.4 Diseño de las Plantas de Descarga y de Inyección

Separadores Trifásicos

En el caso de PIAS 2, 4 y PITASO, el principal aporte de agua que reciben las plantas PIAS proviene de los separadores trifásicos. Estos equipos aportan cierta cantidad de crudo a la corriente de agua, los cuales originan acumulación de un volumen considerable de crudo (baches), el fabricante recomendó colocar un equipo desnatador (Skimmer) de tratamiento de agua, el cual recibe el agua proveniente de los separadores trifásicos, la trata a través de un sistema que consta principalmente de un camino tortuoso mediante placas por el cual pasa el agua aceitosa, para que separe y remueva con facilidad el crudo del agua y de este equipo se envía el agua a las PIAS, directo a los trenes UNICEL. En ocasiones cuando ocurren desvíos de agua/ crudo a los equipos. Las fluctuaciones del caudal entrante a las PIAS también causan puntualmente entrada de petróleo y sólidos a los equipos de tratamiento de agua (UNICEL), lo que afecta los parámetros operativos de los módulos de tratamiento tales como operación de las válvulas, presión, eficiencia de desnatado y bombeo. Además esto ocasiona que las superficies metálicas se impregnen de petróleo y el

agua fuera de especificación impidan la operación de los equipos de medición en línea.

En PITASO, el tratamiento se efectúa por medio de tanques, cuyo tiempo de residencia está determinado por la producción, estos tanques reciben el aporte de agua desde el despojador de agua libre (FWKO), el tanque pulmón (PTCO), los tanques lavadores (PTCO) y separadores trifásicos C y D de ORED-7. La mayor cantidad de petróleo que entra a PITASO proviene cuando ocurre una parada de los separadores trifásicos de la ORED-7.

4.1.4.1 Tanquillas de Lodo

Las tanquillas de lodo son aquellas en las cuales se recolectan todos los efluentes de la planta incluyendo crudo, aguas fluviales, aguas aceitosas y sólidos purgados de los trenes UNICEL; éstas se encuentran ubicadas a la entrada de las PIAS. Los trenes UNICEL de las PIAS 2 y 4 están diseñados para operar automáticamente, pero en la actualidad están operando de manera manual, debido a que de manera automática se vertería un volumen de agua y sólidos que las tanquillas por razones de capacidad de las mismas no podrían contener, provocando derrames. La remoción de sólidos en los trenes UNICEL se realiza de manera manual, como mínimo debe hacerse una vez cada 24 horas, esto en ocasiones no se lleva a cabo, lo que provoca la acumulación de sólidos en las tuberías, taponándolas; en estos casos se drenan estos sólidos mediante equipos especiales. Muchos de estos sólidos son dirigidos a los tanques almacenes y de allí transportados mediante bombas a los pozos inyectoros provocando así posibles taponamientos.

4.2 ANÁLISIS DEL AGUA

4.2.1 Contenido de Crudo en Agua

Para el control y seguimiento de las características de las aguas que componen el efluente es necesario realizar análisis de estas en distintos puntos del sistema, para determinar la eficiencia del tratamiento químico y unitario.

SKANSKA lleva un seguimiento diario del contenido de crudo en agua a través de un método de comparación visual que consta de varias botellas con soluciones de diferentes concentraciones conocidas que varían desde 10 ppm hasta 1000 ppm., preparado en el laboratorio de PTCO, se puede observar en la figura 4.4, tomando como patrón el crudo deshidratado de cada una de las estaciones de tratamiento de crudo.

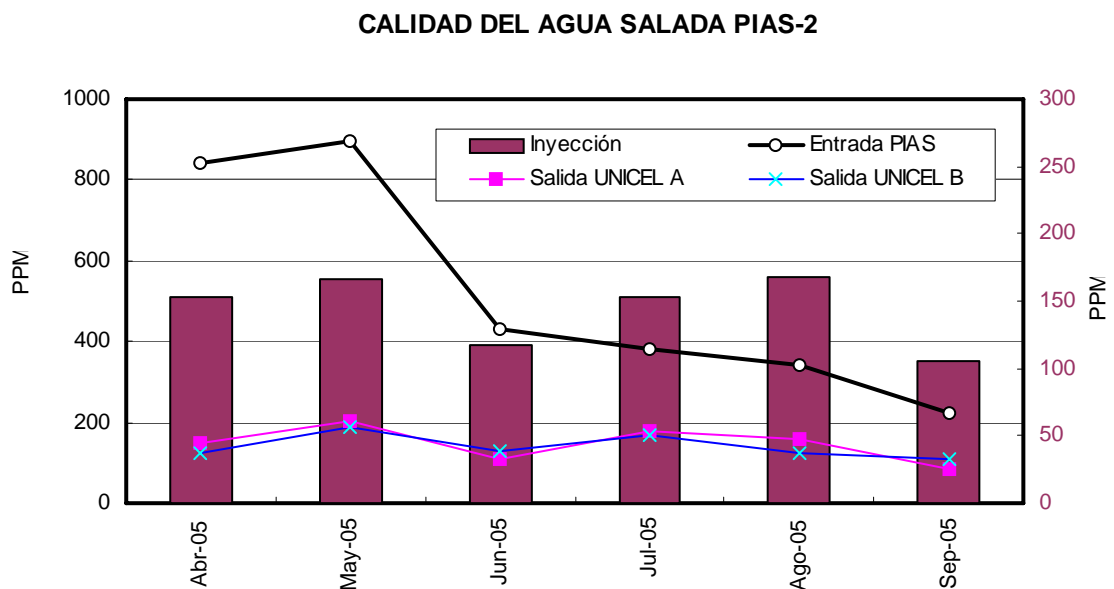


Figura 4.4 Kit para la Determinación de Crudo en Agua

En las PIAS 2 y 4, se recibe el agua proveniente del tanque horizontal desnatador llamado Skimmer, cuyo promedio de crudo en agua es de 250 ppm y 450 ppm respectivamente, y de los tanques lavadores, en los cuales no se lleva el

seguimiento de crudo en agua. Diariamente el operador de las PIAS toma muestras de agua y realiza los análisis en distintos puntos,(ver figuras c-1 y c-2 en apéndice c).

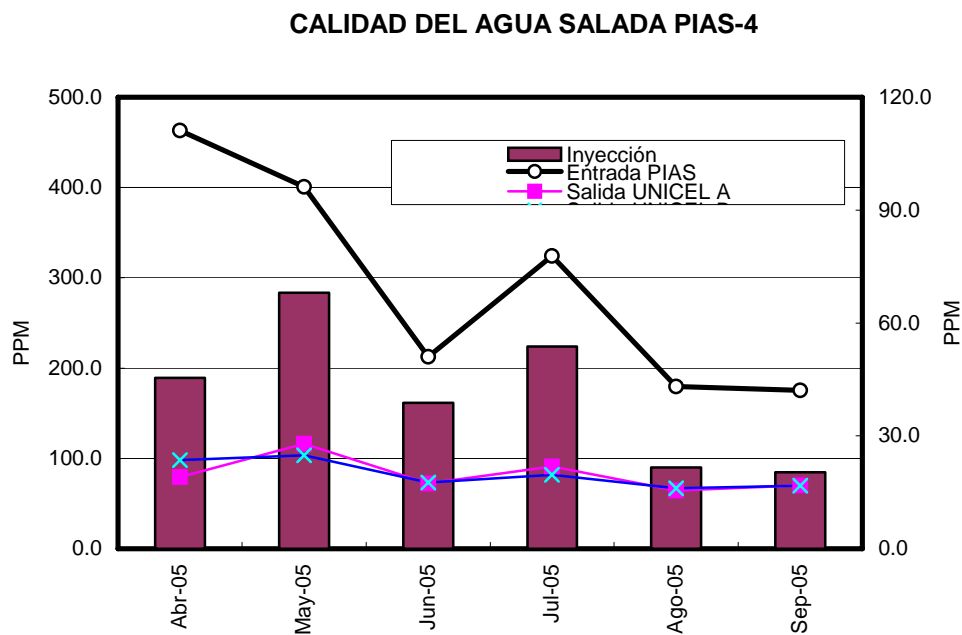
- Entrada y salida del tanque horizontal desnatador (skimmer) PIAS 2 y 4,(ver figuras c-3 y c-4 en apéndice c).
- Entrada a planta PIAS 2 y 4.
- Salida de tren UNICEL Ay B PIAS 2 y 4.
- Salida de planta PIAS 2 y 4.



Gráfica 4.1 Concentración de Crudo en Agua PIAS-2

En esta gráfica se observa un descenso del contenido de crudo en agua a la entrada de la planta de inyección, con excepción del mes de mayo que tuvo un ligero incremento debido a problemas con la temperatura en el separador trifásico 1 de la ORED-2, en junio se observa la mayor disminución en cuanto a concentración de crudo en agua a la entrada, producto de los ajustes realizados en los separadores

trifásicos ,(ver figura c-5 en apéndice c), de la estación de descarga en la ORED-2 (aguas arriba), lo cual mejoró notablemente la calidad del agua a la entrada de la planta. En cuanto a la salida de los trenes UNICEL y a la salida de la planta no se observa mayor variación en la concentración de crudo en agua.

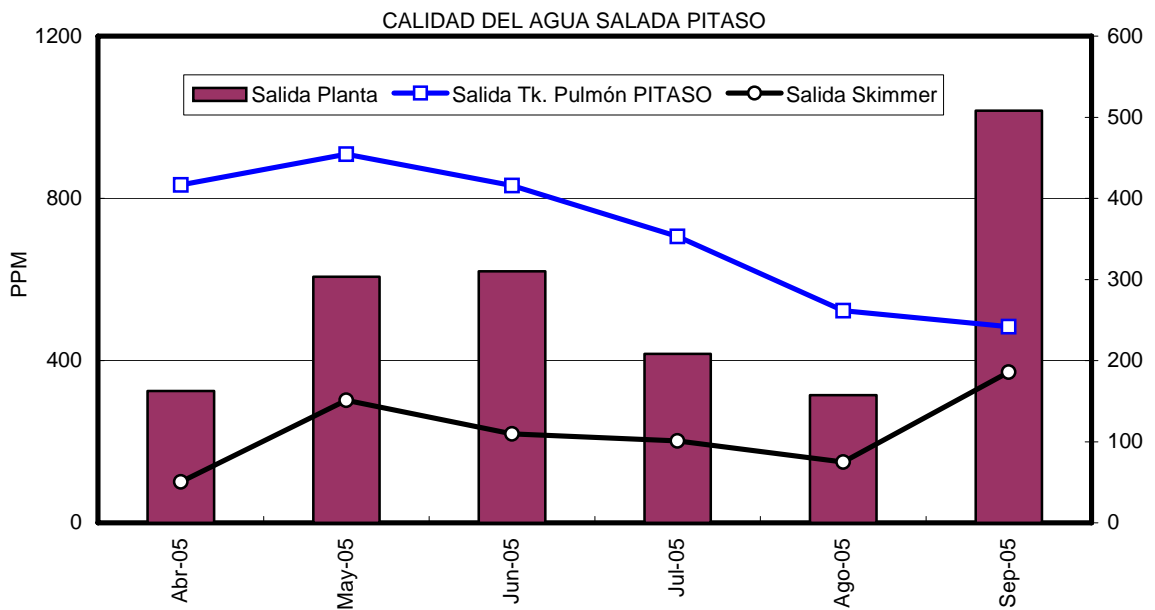


Gráfica 4.2 Concentración de Crudo en Agua PIAS-4

En la gráfica 4.2 se nota una disminución de la concentración de crudo en agua a la salida de la planta como resultado de realizar ajustes en los separadores trifásicos, (ver figura c-6 en apéndice c), en cuanto a temperatura y carga se refiere, a excepción del mes de julio en donde se produjo un aumento en la entrada a las PIAS, motivado a la parada de uno de los separadores trifásicos por disminución en el suministro de gas para su operación. En cuanto a la concentración de crudo en agua a la salida se observa un mejoramiento, derivado al incremento de las purgas de sólidos en los trenes UNICEL.

PITASO, recibe agua desde los tanques lavadores, separador trifásico, tanque pulmón (PTCO) y separadores trifásicos de ORED-7, cuyos promedios son de 300 ppm, 50 ppm, 150 ppm y 350 ppm respectivamente. A diario el operador realiza seguimiento en los siguientes puntos:

- Salida de liberador de agua libre (FWKO) PTCO, (ver figura c-7 en apéndice c).
- Salida de tanque pulmón PTCO,(ver figura c- 8 en apéndice c).
- Salida de tanque pulmón PITASO, (ver figura c-9 en apéndice c).
- Salida de tanques lavadores PTCO,(ver figura c-10 en apéndice c).
- Salida de separadores trifásicos C y D de ORED-7, (ver figura c-11 en apéndice c).
- Salida de planta.



Gráfica 4.3 Concentración de Crudo en Agua PITASO

En la gráfica anterior se puede notar un incremento de la concentración de crudo en agua a la salida de la planta en el mes de septiembre, debido a que no fue posible la recuperación del crudo contenido en PITASO hacia PTCO, por no existir la capacidad en los tanques por problemas en el tratamiento químico del petróleo.

4.3 PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LA CALIDAD DEL AGUA

4.3.1 Averías de Equipos

Tanto en las PIAS como en PITASO se encuentran instaladas bombas de transferencia y de inyección. A través de visitas a las plantas se pudo constatar averías que presentan estos equipos, en la mayoría de los casos debidos al rompimiento de sellos y rozamiento, (ver figura 4.5), esto como consecuencia principalmente de la cantidad de sólidos y petróleo presentes en el agua. Tomando la concentración de 30 ppm de sólidos disueltos suspendidos (TSS) a la salida de la planta en PIAS 4 (valor promedio), la carga de sólidos circulando por las bombas de transferencia y de inyección es del orden de 670 kg/día, (20 ton/mes). Para condiciones de especificación (agua filtrada, con concentración menor o igual a 2 ppm de TSS) esta carga sería menor de 1,3 ton/mes.

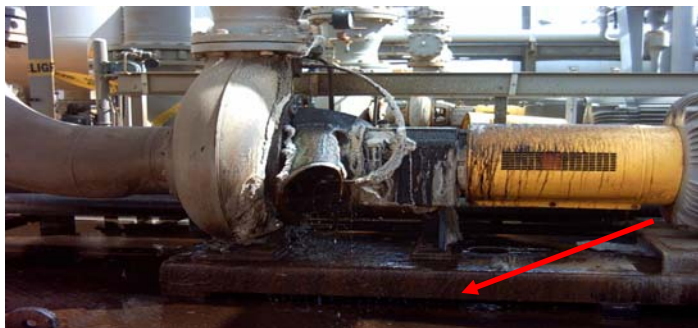


Figura 4.5 Bomba de Transferencia del Tren UNICEL, PIAS-2 con Filtración por Sello Dañado (mayo-2005).

El contenido de sólidos contribuye a que el crudo presente en el agua de inyección permanezca en la fase acuosa formando una emulsión directa, este crudo impregna válvulas, equipos de rodamientos, sellos, empaques de las bombas, tanto de transferencia como de inyección, causando las averías de las mismas. En la (figura 4.6) se observa crudo en el interior de la bomba. En algunos casos el crudo y sólidos presentes en el agua, originan que el equipo, en este caso bombas de transferencia y de inyección, sean llevadas a mantenimiento mayor, (ver figura 4.7), disminuyendo de esta manera la disponibilidad de equipos para la inyección del agua.

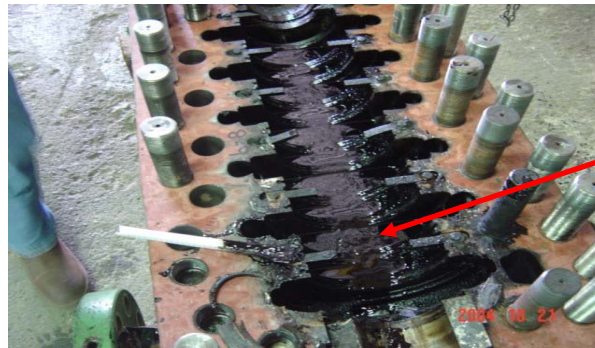


Figura 4.6 Vista interna de Cuerpo de Bomba Centrífuga (PIAS-2), con C ontenido de crudo y Sulfuro de Hierro.



Figura 4.7 Falta de equipo de Inyección (Reparación mayor)

4.3.2 Filtración en Tuberías y Pozos Inyectores

En el Campo Oritupano el agua previamente tratada es dirigida mediante bombas de inyección hacia los pozos de inyección. En dichos pozos se presentan filtraciones, rompimientos de tuberías y válvulas que por lo general es debido a la corrosión y taponamiento en las tuberías, originados por la cantidad de crudo y sólidos que se dirigen a la inyección, en apéndice c, se puede observar que en PITASO se ha llegado a inyectar agua hasta con 1000 ppm de crudo, todo esto conlleva las consecuencias antes mencionadas, lo que ocasiona reemplazos de tramos de tuberías, cierres de pozos, disminución de inyección de agua y de producción de petróleo.

Durante el seguimiento se pudo observar filtraciones de pozos inyectores, ver figura 4.8 y 4.9, los cuales reciben agua de PITASO, ya que en esta planta el tratamiento se realiza sólo mediante tanques en los cuales el agua tiene un tiempo de residencia corto aproximadamente de dos (2) horas en los tanques pulmón y de cuatro (4) horas en el tanque Skimmer.



Figura 4.8 Filtración en tubería del pozo inyector ORM- 7

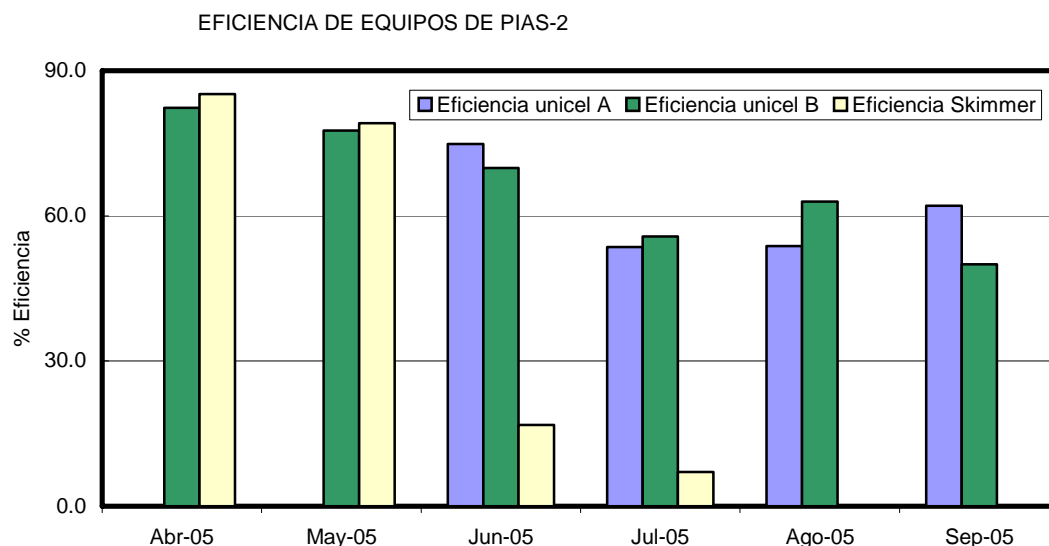


Figura 4.9 Tramo de Tubería rota del Pozo Inyector ORI-172

EFICIENCIA DE EQUIPOS PARA EL PROCESAMIENTO DEL AGUA

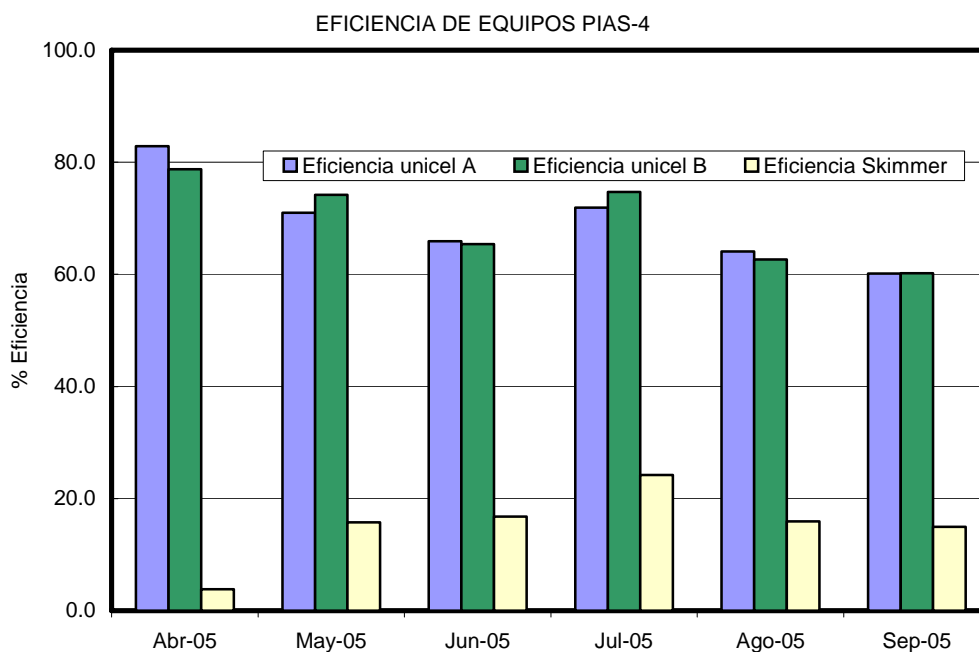
De acuerdo a los datos recopilados a través del seguimiento diario de contenido de crudo en agua que se lleva a cabo en los distintos puntos del proceso en las PIAS por el personal de Skanska, se pudo calcular la eficiencia del Skimmer equipo de donde se envía el agua a los trenes UNICEL A y B, de los cuales también se observa la eficiencia durante el seguimiento.

En la gráfica 4.4 se observa en líneas generales una disminución de la eficiencia de los trenes UNICEL tanto A y B de los equipos de PIAS 2. Entre el mes de abril y julio, aumentando ésta en el mes de agosto y septiembre. En el mes de septiembre el tren UNICEL B disminuyó su eficiencia motivado a que estuvo obstruido por sólidos en el drenaje por donde se realiza el desarenado. El Skimmer, estuvo operativo sólo en los meses de junio y julio, por presentar problemas en las válvulas de descarga del agua.



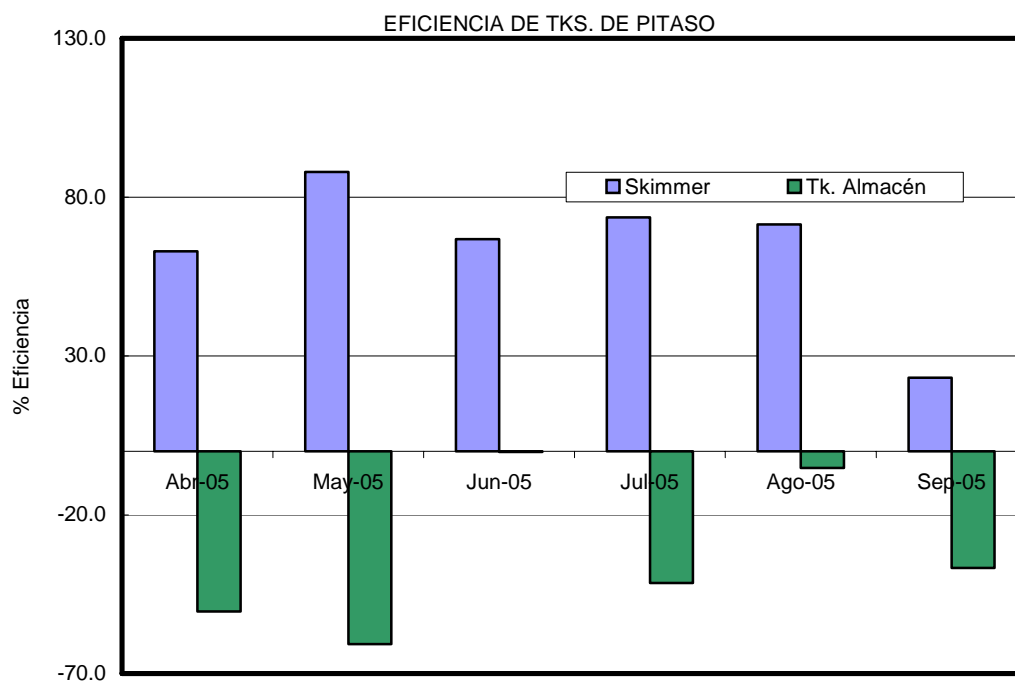
Gráfica 4.4 Eficiencia de los Trenes A y B, Desnatador (Skimmer) Ubicados en PIAS2

En la gráfica 4.5 Se puede observar que en el mes de julio aumenta la eficiencia en todos los equipos, esto fue motivado a que a la entrada aumentó la concentración de crudo en agua, manteniendo así la concentración a la salida de los equipos lo que se traduce en un aumento en la eficiencia de los equipos tratadores de agua. Por otro lado en el tanque Skimmer aumenta su eficiencia hasta el mes de julio, luego disminuyó esta, al recibir mayor cantidad de agua con crudo emulsionado provenientes de los separadores trifásicos de la ORED-4.



Gráfica 4.5 Eficiencia de Tren Ay B, Desnatador (Skimmer) Ubicados en PIAS.4

En la gráfica 4.6 se observa la eficiencia de los tanques skimmer y almacenes de PITASO. Allí la eficiencia del tanque desnatador llamado (skimmer) en el mes de abril supera el 80%, sin embargo en el tanque almacén no existe eficiencia, esto se debe principalmente a que existe una capa de petróleo en el tanque almacén, pese a que éste recibe agua más limpia, esta agua se mezcla con la capa de petróleo y por consiguiente sale con mayor concentración de crudo. En los siguientes meses la eficiencia de los tanques almacén, (ver figura c-13 en apéndice c), mejoró como consecuencia a que la capa de petróleo presente en los mismos fue disminuyendo. En septiembre disminuye la eficiencia del tanque desnatador (Skimmer), derivado a que no fue posible la recuperación del petróleo contenido en los mismos por no existir capacidad en los tanques de PTCO donde se recibe el petróleo recuperado.



Gráfica 4.6 Eficiencia de los Tanques Desnatador (skimmer) y Almacén Ubicados en PITASO

PROPUESTAS DE MEJORAS

El agua separada del petróleo por los procesos de deshidratación contiene cantidades apreciables de crudo emulsionado y crudo libre, que es necesario separar antes de desecharla. Uno de los métodos principales utilizados para tal separación es la adición de productos químicos al sistema; para que éste sea efectivo, es necesario que se realice un control óptimo de dosificación y control físico-químico de cada uno de los productos químicos; basándose en esto se recomienda lo siguiente:

- Tomar muestras de los diferentes productos químicos cada vez que se realice el surtido a los contenedores de los mismos a fin de comparar las propiedades físicas y químicas con las del producto patrón.
- Realizar pruebas de inyección de productos químicos en distintos puntos del proceso y a distintas dosis, con el objeto de evaluar resultados que ayuden a mejorar el tratamiento de agua.
- Ejecutar tratamiento bacteriológico a la fosa y tanquillas regularmente, ya que de allí se recupera agua hacia los tanques almacén para su posterior inyección.
- Implementar inyección de biocida a la fosa de PITASO, (ver figura c-14 en apéndice c), durante la recuperación de agua hacia el tanque desnatador (Skimmer) de PITASO.

Otro método utilizado y no menos importante es el método mecánico, que consiste en hacer pasar el fluido a través de equipos de diferentes diseños que facilitan y aceleran la separación agua/crudo. Según lo observado en las PIAS y PITASO es necesario:

- Realizar estudios o ensayos a los separadores trifásicos, mediante simuladores en donde se varíe presión, volumen, temperatura y características de gas y crudo, que permitan determinar los parámetros de operación adecuados con lo cual se mejore la calidad de agua que entra a las PIAS.
- Estudiar la factibilidad de instalar filtros de lecho granular a la salida de las PIAS y PITASO, debido a que éstas carecen de los mismos, lo cual aumentaría la extracción de las partículas sólidas evitando así taponamiento de equipos y tuberías.

- Colocar línea de drenaje en los tanques almacén que permitan recuperar crudo al proceso con mayor facilidad, ya que en los actuales momentos se realiza a dos (2) pies, lo que trae como consecuencia ensuciar las paredes del tanque bajando el nivel de crudo hasta dos (2) pies.
- Estudiar la factibilidad de colocar en funcionamiento el equipo de tratamiento de agua UNICEL ubicado en PITASO, (ver figura c-15 en apéndice c), que desde su instalación no ha sido puesto en funcionamiento, este equipo contribuiría de manera significativa al tratamiento del agua.
- Realizar una evaluación del estado de los equipos medidores en línea ubicados a la entrada y salida de las PIAS, (ver figura c-16 en apéndice c), para determinar la viabilidad de la puesta en marcha de dichos equipos, los cuales miden parámetros como: corrosión, turbidez, concentración de crudo en agua, cantidad de oxígeno disuelto, lo que permitiría conocer la calidad del agua de manera inmediata y en sitio, sin que sea necesario tomar muestras y llevarlas al laboratorio para su posterior análisis.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✚ El diseño de las PIAS no cumple con todas las recomendaciones dadas en la bibliografía, puesto que no cuenta con un tanque coalescedor o pulmón a la entrada de las mismas, lo que disminuiría de manera significativa la entrada de crudo a las PIAS.
- ✚ No se inyecta la dosis adecuada de productos químicos al sistema: inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación, clarificante y biocida, lo que genera que el sistema esté desprotegido, en lo que a corrosión, incrustación, proliferación de bacterias y emulsión inversa se refiere.
- ✚ La calidad del producto químico no se verifica cuando se realiza el suministro del mismo en los contenedores.
- ✚ Cuando se realizó el diseño de las plantas tratadoras de agua salada PIAS y PITASO, no se tomó en cuenta la cantidad de sólidos que se trata en dicha plantas por lo que no existen filtros de lecho granular a las salida PIAS y PITASO.
- ✚ La recuperación de agua de la fosa hacia el tanque desnatador (Skimmer) se realiza sin previo tratamiento químico específicamente biocida convirtiéndose así en un adecuado criadero de bacterias.
- ✚ En la actualidad en los tanques almacén de las PIAS no existen facilidades para la recuperación de petróleo.

- ✚ No se optimiza la eficiencia de los productos químicos ya que el agua recibe menos tiempo de residencia en los equipos y tanques de tratamiento debido a que la producción de agua del yacimiento aumenta sin que se aumente la capacidad de los equipos y tanques en las PIAS Y PITASO.
- ✚ No se verifican los resultados de los análisis de sólidos, corrosión, colonias de bacterias realizado por la empresa química.
- ✚ La concentración promedio de crudo en agua inyectados durante el seguimiento en: PIAS-2, PIAS-4 y PITASO fueron 142 PPM, 41 PPM y 275 PPM, respectivamente, resultando esta última la Planta con mayor concentración en la inyección.

5.2 RECOMENDACIONES

- ❖ Tomar muestras de los diferentes productos químicos (clarificantes, inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación y biocida) cuando se realice el surtido de producto en los puntos de inyección, para análisis tales como: densidad, color, apariencia y pH.
- ❖ Realizar análisis espectrum infrarrojo a los productos químicos a cada lote entrante; para verificar que la pureza del producto inyectado sea igual al ofrecido al momento de la compra inicial.
- ❖ Implementar inyección de biocida a la fosa ubicada en PITASO mientras se ejecuta la recuperación de agua.
- ❖ Colocar líneas de drenaje en los tanques almacén, a la altura promedio en donde se mantiene el nivel del crudo aproximadamente entre treinta (30) y cuarenta (40) pies, que permitan recuperar petróleo con mayor facilidad.
- ❖ Estudiar la factibilidad de colocar en funcionamiento el equipo de tratamiento de agua UNICEL ubicado en PITASO, así como los equipos medidores el línea (corrosímetro, turbidímetro, medidor de: concentración de crudo en agua, cantidad de oxígeno disuelto) instalados en las PIAS.
- ❖ Instalar filtros de lecho granular a la salida de las PIAS y PITASO, ya que en dichas plantas se maneja una considerable cantidad de sólidos los cuales generan problemas de taponamiento de equipos.

- ❖ Verificar los resultados de los análisis de agua como: corrosión, cantidad de sólidos y colonias de bacterias reportados por la empresa química responsable del tratamiento químico.

BIBLIOGRAFÍA

CAMACHO, G. 2004. Calidad del agua de inyección. SKANSKA, Venezuela. 15 pp.

CAMACHO, G. 2004. Cálculo detallados de la acumulación de crudo en cada sistema. SKANSKA, Venezuela. 10 pp.

“Evaluación de la Calidad del agua”. Disponible en www.lentech.com.

FRANK N. KEMMER, JOHN MAC CALLION. 1989. Nalco manual del agua, McGraw-hill / Mexico, tomos II y III.

HOWARD. RD. JENDEAN & RAYMOND D. SHELTON. 1991. Problemas iniciados por el agua en las operaciones de producción, Champion Technologies, INC. Houston, Texas, pp. 99-105.

“Inyección de Químicos para Tratamiento del Agua de Inyección”. Disponible en www.itrc.org

Méndez A, C, (1999). “Metodología: Diseño y desarrollo del proceso de investigación”. Venezuela

PATTON, C. 1986. Applied Water Technology, Cambel Petroleum Series, Oklahoma, pp. 105-189.

SABINO C. 1992. El proceso de Investigación, Editorial Panapo, Caracas, Venezuela.

APÉNDICES

APÉNDICE A
REPORTES DIARIOS
CALIDAD DEL AGUA
(SKANSKA)

TABLA A-1 PPM DE CRUDO EN AGUA PIAS-2

SKANSKA

SEGUIMIENTO DE CONTENIDO DE PETROLEO EN AGUA.

PIAS 2

FECHA	Entrada PIAS	Salida UNICEL A	Salida UNICEL B	Inyección
	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.
01/04/2005	1000	100	80	100
02/04/2005	1000	120	100	100
03/04/2005	1000	180	200	100
04/04/2005	1000	150	180	300
05/04/2005	750	300	120	200
06/04/2005	800	280	130	250
07/04/2005	700	200	120	300
08/04/2005	700	150	120	250
09/04/2005	650	200	100	180
10/04/2005	900	250	120	190
11/04/2005	1000	100	100	170
12/04/2005	1000	100	120	120
13/04/2005	950	120	110	100
14/04/2005	500	120	100	100
15/04/2005	400	130	120	150
16/04/2005	300	100	100	120
17/04/2005	1000	120	150	120
18/04/2005	1000	120	150	150
19/04/2005	1000	120	100	120
20/04/2005	1000	120	120	120
21/04/2005	1000	150	120	120
22/04/2005	750	180	150	120
23/04/2005	800	180	160	140
24/04/2005	900	170	160	150
01/05/2005	1000	150	150	140
02/05/2005	1000	200	200	150

03/05/2005	1000	250	200	140
04/05/2005	1000	300	250	180
05/05/2005	1000	180	150	160
06/05/2005	1000	170	160	170
07/05/2005	1000	180	170	180
08/05/2005	1000	190	180	160
09/05/2005	1000	250	200	180
10/05/2005	900	280	250	180
11/05/2005	900		280	200
12/05/2005	1000	300	260	180
13/05/2005	500	180	350	150
14/05/2005	800	150	180	120
15/05/2005	900	75	100	200
16/05/2005	900	75		130
17/05/2005	900	75		130
18/05/2005	900		75	150
19/05/2005	800		100	100
20/05/2005	1000	300	300	180
21/05/2005	1000	300	200	150
22/05/2005	1000	200	150	200
23/05/2005	900	160	150	170
24/05/2005	1000	180	150	160
25/05/2005	800	140	120	120
26/05/2005	900	180	150	150
27/05/2005	800	160	170	180
28/05/2005	900	180	180	180
29/05/2005	800	190	180	180
30/05/2005	600	250	270	220
31/05/2005	650	350	150	300
01/06/2005	450	120	120	100
02/06/2005	1000	180	200	150
03/06/2005	400	160	130	150
04/06/2005	1000	120	120	120
05/06/2005	200	100	100	120
06/06/2005	300	50	50	100
07/06/2005	300	75	75	100
08/06/2005	300	50	75	100

09/06/2005	300	75	100	75
10/06/2005	350	75	75	75
11/06/2005	300	100	100	100
12/06/2005	600	150	150	100
13/06/2005	350	100	100	75
14/06/2005	350	100	80	100
15/06/2005	300	150	100	80
16/06/2005	300	100	100	70
17/06/2005	300	50	75	75
18/06/2005	200	50	75	50
19/06/2005	400	50	75	75
20/06/2005	450	120	100	75
21/06/2005	350	120	75	100
22/06/2005	400	150	100	150
23/06/2005	450	120	170	200
24/06/2005	450	120	170	200
25/06/2005	400	120	150	150
26/06/2005	700	120	400	200
27/06/2005	850	100	Parado	120
28/06/2005	400	150	250	200
29/06/2005	400	150	280	200
30/06/2005	400	150	200	200
01/07/2005	350	100	200	100
02/07/2005	300	100	150	75
03/07/2005	250	100	100	100
04/07/2005	400	120	150	120
05/07/2005	300	120	120	120
06/07/2005	300	50	120	120
07/07/2005	400	75	120	120
08/07/2005	300	75	200	120
09/07/2005	300	75	300	150
10/07/2005	300	100	200	120
11/07/2005	500	200	250	200
12/07/2005	400	150	150	150
13/07/2005	700	120	150	150
14/07/2005	650	250	200	225
15/07/2005	650	250	125	175

16/07/2005	675	320	120	170
17/07/2005	420	75	100	170
18/07/2005	600	625	120	225
19/07/2005	500	200	100	200
20/07/2005	300	250	150	150
21/07/2005	300	250	200	120
22/07/2005	250	200	200	120
23/07/2005	200	200	150	150
24/07/2005	200	250	200	150
25/07/2005	300	150	200	180
26/07/2005	250	160	200	150
27/07/2005	280	180	250	160
28/07/2005	250	200	180	150
29/07/2005	400	180	180	160
30/07/2005	400	170	150	250
31/07/2005	450	200	200	180
01/08/2005	500	500	500	600
02/08/2005	800	800	600	800
03/08/2005	400	180	180	300
04/08/2005	300	300	100	150
05/08/2005	400	150	150	300
06/08/2005	300	150	150	150
07/08/2005	500	120	120	150
08/08/2005	300	150	75	75
09/08/2005	400	50	50	75
10/08/2005	350	75	120	100
11/08/2005	300	75	50	100
12/08/2005	300	75	75	100
13/08/2005	400	100	120	120
14/08/2005	300	100	75	100
15/08/2005	350	100	120	100
16/08/2005	300	80	150	120
17/08/2005	300	100	180	150
18/08/2005	350	100	120	150
19/08/2005	300	75	100	120
20/08/2005	300	100	100	150
21/08/2005	350	120	120	120

22/08/2005	250	75	75	100
23/08/2005	300	500		300
24/08/2005	150	100	100	120
25/08/2005	300	50	50	75
26/08/2005	300	50		75
27/08/2005	300	75	75	75
28/08/2005	300	75	75	100
29/08/2005	250	120	100	100
01/09/2005	200	75	120	100
02/09/2005	500	75	150	150
04/09/2005	450	70	150	100
05/09/2005	350	75	150	100
06/09/2005	300		180	120
07/09/2005	300	70	150	100
08/09/2005	250	70	150	100
09/09/2005	350	120	150	120
10/09/2005	300	75	100	75
11/09/2005	350	120	250	100
12/09/2005				
13/09/2005	150	50	75	75
14/09/2005	120	50	50	75
15/09/2005	120	75	75	120
16/09/2005	100	75	75	100
17/09/2005	120	50	75	100
18/09/2005	100	75	50	100
19/09/2005	110	75	50	100
20/09/2005	120	75	75	120
21/09/2005	180	100	75	50
22/09/2005	150	75	100	100
23/09/2005	120	75	75	100
24/09/2005	150	100	80	120
25/09/2005	120	100	75	100
26/09/2005	130	100	80	120
27/09/2005	150	100	100	120
28/09/2005	150	120	75	75
29/09/2005	250	120	200	150
30/09/2005	200	100	85	150

TABLA A-2 PPM DE CRUDO EN AGUA PIAS-4

SKANSKA

SEGUIMIENTO DE CONTENIDO DE PETROLEO EN AGUA.

PIAS 4						
FECHA	Entrada Skimmer	Salida Skimmer	Entrada PIAS	Salida UNICEL A	Salida UNICEL B	Inyección
	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.
01/04/2005		380	380	60	75	40
02/04/2005		380	330	40	60	50
03/04/2005		400	400	75	75	50
04/04/2005		500	500	75	90	45
05/04/2005		800	600	100	100	50
06/04/2005			500	90	90	45
07/04/2005		700	450	90	80	50
08/04/2005						
09/04/2005						
10/04/2005						
11/04/2005		800	460	80	100	50
12/04/2005		600	500	100	160	60
13/04/2005						
14/04/2005		700	700	80	120	40
15/04/2005		600	550	75	100	40
16/04/2005		600	500	80	100	40
17/04/2005		550	500	70	100	40
18/04/2005		650	600	85	140	50
19/04/2005		700	650	80	125	45
20/04/2005		600	600	80	120	40
21/04/2005	600	600	400	100	120	45
22/04/2005	700	700	600	75	150	45
23/04/2005	700	600	560	70	90	40
24/04/2005	450	330	330	75	50	50

25/04/2005	600	500	300	80	70	40
26/04/2005			300	90	100	40
27/04/2005	600	550	350	80	90	45
28/04/2005	580	450	380	80	90	50
29/04/2005	500	480	300	70	75	40
30/04/2005	600	500	300	80	85	50
01/05/2005	600	500	400	70	90	60
02/05/2005	700	500	400	90	120	60
03/05/2005	500	450	400	70	80	50
04/05/2005	600	500	400	100	120	80
05/05/2005	600	490	380	80	100	60
06/05/2005	500	400	450	80	100	50
07/05/2005	600	350	700	80	75	50
08/05/2005	700	400	700	75	100	70
09/05/2005	600	300	600	80	80	70
10/05/2005	600	300	600	100	80	70
11/05/2005	360	300	300	75	75	40
12/05/2005	400	350	350	120	75	70
13/05/2005	400	400	450	100	100	120
14/05/2005	600	500	500	150	120	120
15/05/2005	320	500	300	100	100	80
16/05/2005	240	450	350	120	120	75
17/05/2005	280	500	500	150	100	60
18/05/2005	280	500	400	150	100	60
19/05/2005	680	600	600	100	120	70
20/05/2005	520	480	500	150	150	80
21/05/2005	450	400	400	140	140	60
22/05/2005	240	200	180	200	80	75
23/05/2005	320	280	260	120	100	80
24/05/2005	300	180	180	150		50
25/05/2005	500	450	450	200		90
26/05/2005	320	250	250	140		60
27/05/2005	380	300	300	120		70
28/05/2005	380	260	260	150	140	50
29/05/2005	360	260	260	120	130	60
30/05/2005	400	300	300	100	100	75
31/05/2005	460	300	300	120	100	45

01/06/2005	500	400	400	100	120	75
02/06/2005	500	400	400	100	100	75
03/06/2005	600	380	380	130	130	100
04/06/2005	400	200	200	100		50
05/06/2005	400	200	180	70		30
06/06/2005	200	380	200	80		40
07/06/2005	380	180	200	70		30
08/06/2005	380	220	210	70		30
09/06/2005	200	150	200	50		25
10/06/2005	170	150	120	50		20
11/06/2005	190	150	140	50	60	25
12/06/2005	200	190	120	60	60	30
13/06/2005	200	180	180	70	60	40
14/06/2005	240	200	200	90	80	50
15/06/2005	210	195	190	80	75	40
16/06/2005	200	175	170	90	80	30
17/06/2005	220	200	200	80	70	50
18/06/2005	210	190	180	70	80	40
19/06/2005	200	180	150	60	70	30
20/06/2005						
21/06/2005	F/S	F/S	280	F/S	F/S	40
22/06/2005	F/S	F/S	170	75	75	40
23/06/2005	220	240	180	80	80	45
24/06/2005	280	240	240	60	70	30
25/06/2005	220	300	220	60	60	20
26/06/2005	280	220	220	60	60	30
27/06/2005	280	240	240	40	40	20
28/06/2005	240	280	180	60	60	20
29/06/2005	200	200	200	40	40	30
30/06/2005	240	200	200	50	50	30
01/07/2005	170	150	100	70	F/S	30
02/07/2005	260	240	220	40	60	30
03/07/2005	800	700	600	60	70	40
04/07/2005	790	600	520	80	85	45
05/07/2005	800	630	540	85	85	40
06/07/2005	500	420	500	100	90	200
07/07/2005	1000	1000	1000	200	220	200

08/07/2005	400	360	360	200	240	180
09/07/2005	350	300	300	80	75	75
10/07/2005	380	320	320	80	100	40
11/07/2005	300	270	270	100	70	10
12/07/2005	400	360	360	170	75	40
13/07/2005	360	300	300	200	40	30
14/07/2005	360	320	320	80	70	30
15/07/2005	300	220	240	75	75	30
16/07/2005	280	200	220	70	70	25
17/07/2005	240	200	200	60	70	25
18/07/2005	240	220	240	100	100	100
19/07/2005	600	300	300	120	100	80
20/07/2005	700	200	280	80	60	20
21/07/2005	600	400	400	80	60	40
22/07/2005	800	600	500	80	90	40
23/07/2005	500	300	300	70	60	30
24/07/2005	480	290	290	75	65	30
25/07/2005	465	280	280	70	60	25
26/07/2005	490	300	300	60	70	30
27/07/2005	400	300	300	60	60	30
29/07/2005	180	160	100	80	60	30
30/07/2005	190	180	120	80	60	40
31/07/2005	190	160	120	50	60	40
01/08/2005	190	170	130	70	60	20
02/08/2005	190	180	110	50	60	25
03/08/2005	240	200	200	80	70	25
04/08/2005	300	240	240	80	80	25
05/08/2005	220	180	185	80	80	20
06/08/2005	580	400	400	120	120	30
07/08/2005	240	200	200	60	70	20
08/08/2005	400	300	260	80	80	40
09/08/2005	300	200	180	70	80	30
10/08/2005	300	260	200	70	70	30
11/08/2005	280	240	200	60	70	30
12/08/2005	280	240	200	80	70	20
13/08/2005	290	250	210	60	70	25
14/08/2005	260	240	210	60	70	20

15/08/2005	295	230	220	60	70	25
16/08/2005	255	225	200	65	70	20
17/08/2005	250	225	210	65	70	20
18/08/2005	160	150	130	50	50	25
19/08/2005	160	150	100	60	75	20
20/08/2005	180	160	100	50	50	20
21/08/2005	160	140	100	65	60	25
22/08/2005	180	170	110	60	65	20
23/08/2005	180	170	140	65	70	20
24/08/2005	180	160	160	60	60	20
25/08/2005	200	180	180	60	60	20
26/08/2005	200	180	180	50	60	10
27/08/2005	180	150	150	50	50	10
28/08/2005	180	150	160	50	50	10
29/08/2005	200	180	180	60	60	10
30/08/2005	200	150	160	50	50	10
31/08/2005	200	180	180	60	60	20
01/09/2005	240	180	180	80	70	20
02/09/2005	295	230	180	70	60	20
03/09/2005	280	220	170	75	60	15
04/09/2005	270	210	165	70	60	10
05/09/2005	240	190	180	75	65	15
06/09/2005	240	210	190	80	70	20
07/09/2005	500	400	200	100	100	40
08/09/2005	160	130	120	70	75	30
09/09/2005	180	160	140	75	70	35
10/09/2005	160	140	120	60	60	25
11/09/2005	160	150	125	65	60	30
12/09/2005	240	200	200	70	60	15
13/09/2005	220	190	180	60	60	15
14/09/2005	240	220	200	60	70	15
15/09/2005	200	180	180	50	50	15
16/09/2005	240	200	200	80	80	15
17/09/2005	230	200	200	70	70	15
18/09/2005	220	180	200	60	70	20
19/09/2005	220	200	180	70	60	20
20/09/2005	220	180	160	70	60	15

21/09/2005	240	200	180	80	90	20
22/09/2005	220	190	170	70	80	15
23/09/2005	230	195	165	75	85	10
24/09/2005	240	200	180	70	80	15
25/09/2005	245	210	190	70	80	20
26/09/2005	240	210	200	70	80	20
27/09/2005	200	190	140	70	75	30
28/09/2005	210	192	160	60	65	25
29/09/2005	200	190	250	65	65	25
30/09/2005	190	180	160	60	65	25

TABLA A-3 PPM DE CRUDO EN AGUA PITASO

SKANSKA

SEGUIMIENTO DE CONTENIDO DE PETROLEO EN AGUA.

FECHA	PITASO					
	Purga FWKO PTCO	Purga Tks. Lavado PTCO	Purga Tk. Pulmón PTCO	Salida Tk. Pulmón PITASO	Salida Skimmer PITASO	Salida PITASO
	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.	ppm.
07/04/2005	100		350	1000	100	250
08/04/2005	50		300	800	100	100
09/04/2005	70		250	800	100	150
10/04/2005	70		250	800	75	100
11/04/2005	120		300	800	80	100
12/04/2005	150		75	750	70	75
13/04/2005	140		150	600	75	75
14/04/2005	100		150	550	75	75
15/04/2005	100		150	600	90	100
16/04/2005	100		150	650	100	150
17/04/2005	100		150	750	100	200
18/04/2005	100		150	1000	150	300
19/04/2005	100		150	900	150	270
20/04/2005	250		150	1000	100	300
21/04/2005	100		200	1000	100	200
22/04/2005	100		250	1000	100	100
25/04/2005	100		200	800	100	150
26/04/2005	100		250	800	100	150
27/04/2005	1000		200	1000	120	150
28/04/2005	50		350	900	120	300
29/04/2005	120		500	1000	120	120
02/05/2005	150		300	1000	150	150
03/05/2005	150		300	900	150	120

04/05/2005	75		120	600	1500	1000
05/05/2005	120		150	1000	400	350
06/05/2005	100		120	300	300	300
07/05/2005	100		120	1000	150	400
10/05/2005	130		150	1000	130	300
11/05/2005	120		130	1000	140	300
12/05/2005	140		150	900	150	300
13/05/2005	130		200	1000	160	300
14/05/2005	120	150	350	1000	400	300
17/05/2005	120	150	300	1000	300	300
18/05/2005	120	120	250	1000	200	250
19/05/2005	75	350	200	1000	75	200
20/05/2005	100	300	250	900	150	250
21/05/2005	120	400	250	1000	150	200
24/05/2005	100	500	300	1000	200	300
25/05/2005	75	500	300	900	300	200
26/05/2005	80	500	250	900	300	300
27/05/2005	75	900	300	800	250	300
30/05/2005	75	1000	280	900	900	300
31/05/2005	75	900	250	900	200	250
06/06/2005	50	650	650	1000	150	180
07/06/2005	50	1000	600	1000	180	300
08/06/2005	50	1000	650	1000	200	250
09/06/2005	50	800	600	1000	180	250
13/06/2005	100	600	150	900	150	300
14/06/2005	75	500	150	750	200	100
15/06/2005	75	1000	150	750	150	300
16/06/2005	80	1000	170		200	300
20/06/2005	75	1000	75	1000	800	800
21/06/2005	100	1000	75	550	150	500
22/06/2005	75	350	75	300	75	400
23/06/2005	60	650	450	450	200	800
24/06/2005	60	600	700	500	200	650
25/06/2005	75	380	1000	1000	250	340
26/06/2005						200
27/06/2005	75	500	120	800	300	120
28/06/2005	120	600	100	750	300	100

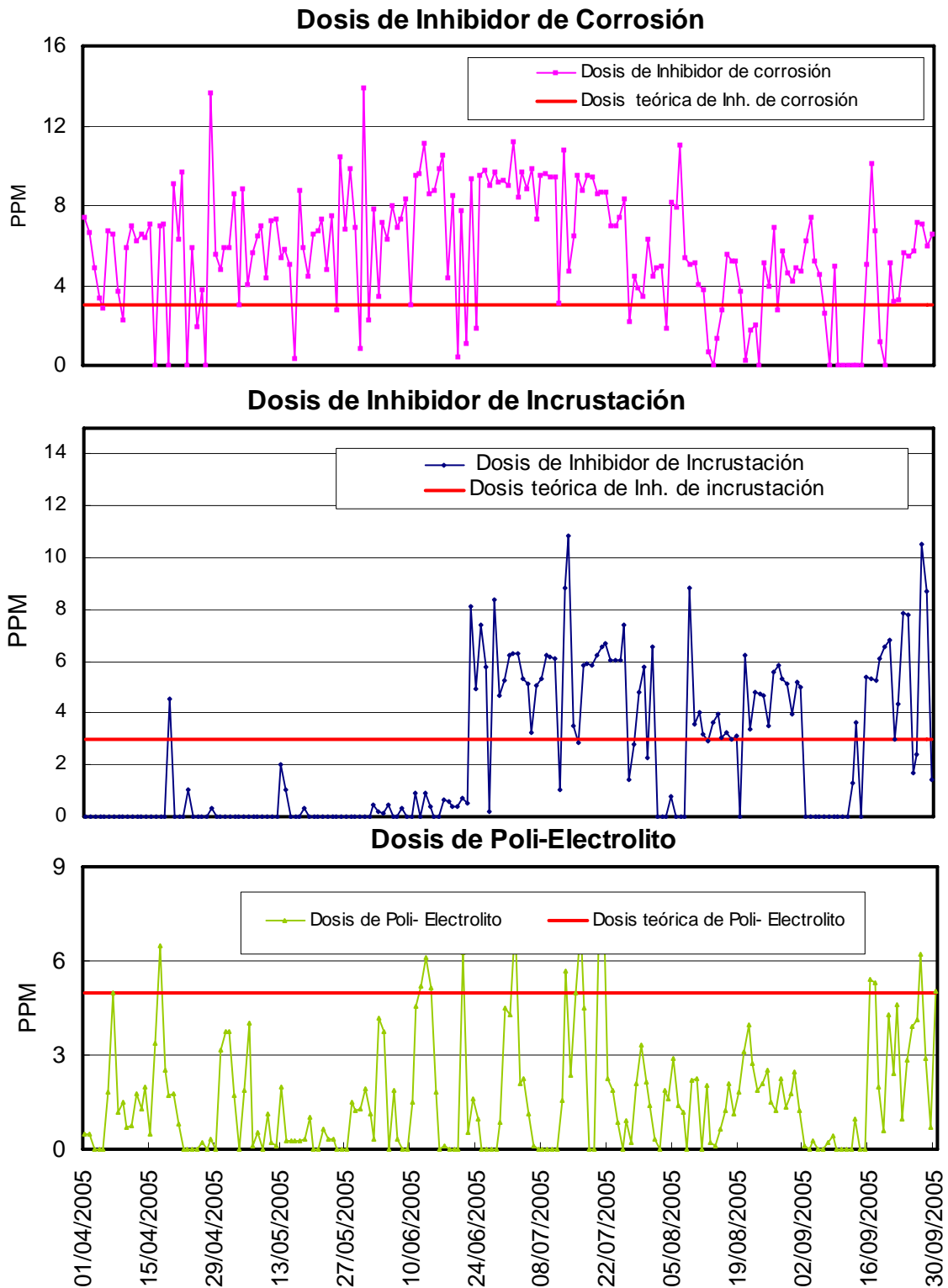
29/06/2005	120	600	120	700	300	100
30/06/2005	120	600	100	700	300	100
01/07/2005	100	600	150	700	200	100
02/07/2005	75	600	150	800	120	180
03/07/2005	100	600	100	800	150	150
04/07/2005	100	500	100	800	250	250
05/07/2005	100	600	120	1000	300	400
06/07/2005	50	600	300	800	300	300
07/07/2005	100	600	200	800	300	400
08/07/2005	150	600	300	800	300	300
11/07/2005	80	400	350	950	320	120
12/07/2005	45	280	120	1300	300	120
13/07/2005	50	900	180	1000	240	280
14/07/2005	80	800	150	900	250	280
15/07/2005	75	500	150	800	258	300
16/07/2005	50	500	150	1000	300	300
17/07/2005	75	400	100	500	200	250
18/07/2005	30	100	100	250	70	120
19/07/2005	40	140	80	130	50	280
20/07/2005	20	850	260	900	200	150
21/07/2005	25	1000	250	450	150	100
22/07/2005	30	1000	200	400	120	120
23/07/2005	40	850	300	400	150	200
24/07/2005	30	800	150	350	120	150
25/07/2005	30	850	250	450	150	150
26/07/2005	40	550	50	350	160	280
27/07/2005	350	300	280	180	250	160
28/07/2005	75	600	300	450	300	140
29/07/2005	40	300	80	1000	150	280
30/07/2005	30	350	250	1000	150	120
31/07/2005	100	850	40	1000	130	160
01/08/2005	100	550	100	800	300	150
02/08/2005	60	600	80	1000	180	80
03/08/2005	30	800	250	1000	120	200
04/08/2005	55	650	330	850	100	160
05/08/2005	80	720	280	820	140	180
06/08/2005	50	500	320	800	280	160

07/08/2005	40	320	80	380	120	110
08/08/2005	30	400	1000	600	100	240
09/08/2005	40	340	400	580	120	150
10/08/2005	80	500	200	800	200	200
11/08/2005	50	400	350	650	100	180
12/08/2005	50	550	100	800	160	180
13/08/2005	30	200	1000	1000	350	40
14/08/2005	30	80	300	300	50	50
15/08/2005	15	200	30	200	40	50
16/08/2005	20	80	40	400	90	120
18/08/2005	30	120	100	300	75	100
19/08/2005	40	200	120	500	100	160
20/08/2005	40	150	100	350	100	100
21/08/2005	60	120	100	400	120	120
22/08/2005	50	100	140	320	130	80
23/08/2005	100	80	180	260	150	130
24/08/2005	80	100	150	340	120	50
25/08/2005						
26/08/2005	20		450	400	150	400
27/08/2005	20		550	350	200	210
28/08/2005	40		500	400	200	200
29/08/2005	80		400	200	160	160
30/08/2005	30	450	450	350	200	300
31/08/2005	80	380	400	320	250	220
01/09/2005	20	30	280	700	1000	800
02/09/2005	20	30	100	500	350	300
03/09/2005	25	20	80	450	130	250
04/09/2005	30	20	60	650	150	200
05/09/2005	20	30	100	500	130	250
06/09/2005	30	50	200	500	200	160
07/09/2005	20	60	150	600	130	200
08/09/2005	50	50	100	450	150	200
09/09/2005	60	80	180	300	200	150
10/09/2005	30	10	200	600	50	350
11/09/2005	30	50	1000	250	100	100
12/09/2005	40	15	1000	600	80	550
13/09/2005	25	45	1000	600	1000	300

14/09/2005	15	30	75	450	200	800
15/09/2005	30	80	600	600	200	1000
16/09/2005	80	200	400	400	500	1000
17/09/2005	75	150	320	450	380	800
18/09/2005	40	60	380	400	450	750
19/09/2005	50	120	300	420	280	580
20/09/2005	80	220	450	380	360	600
21/09/2005	30	1000	300	600	130	250
22/09/2005	70	560	400	320	240	550
23/09/2005	30	70	40	450	1000	1000
24/09/2005	50	60	60	400	1000	1000
25/09/2005	40	60	50	500	1000	1000
26/09/2005	80	50	80	480	800	800
27/09/2005	60	70	40	550	720	820
28/09/2005	30	100	80	700	60	65
29/09/2005	30	40	40	400	30	300
30/09/2005	30	75	30	300	30	120

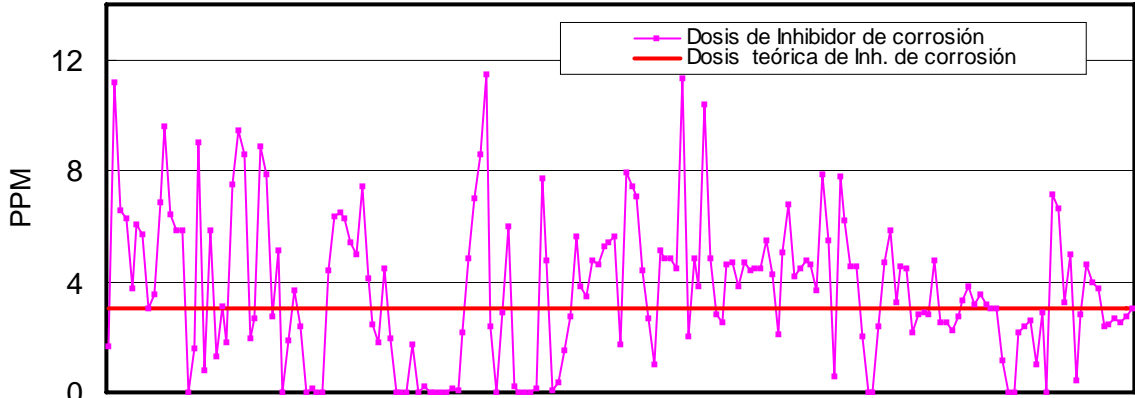
APÉNDICE B
GRÁFICAS DE DOSIS DE
PRODUCTOS QUÍMICOS

GRÁFICA B-1 DOSIS DE PRODUCTOS QUIMICOS PIAS-2

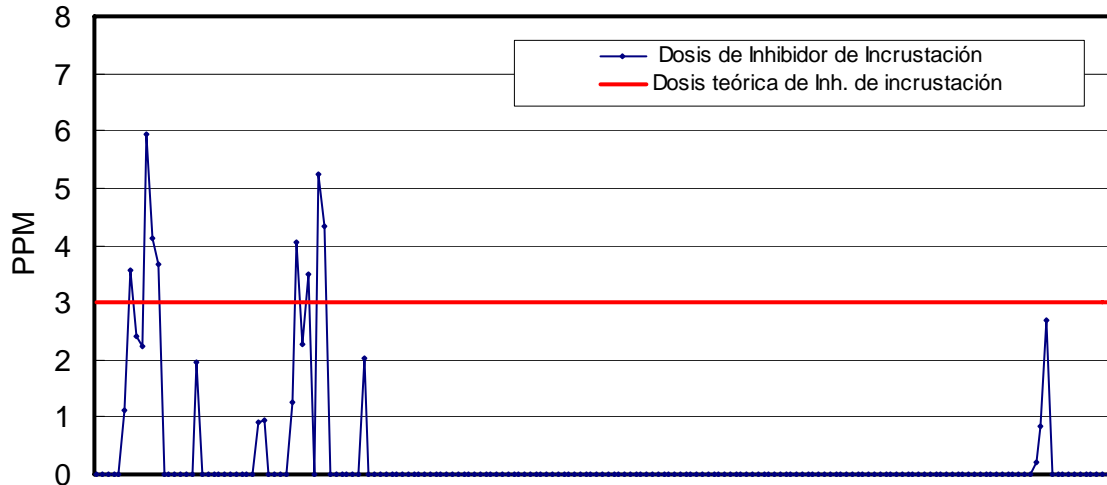


GRÁFICA B-2 DOSIS DE PRODUCTOS QUIMICOS PIAS-4

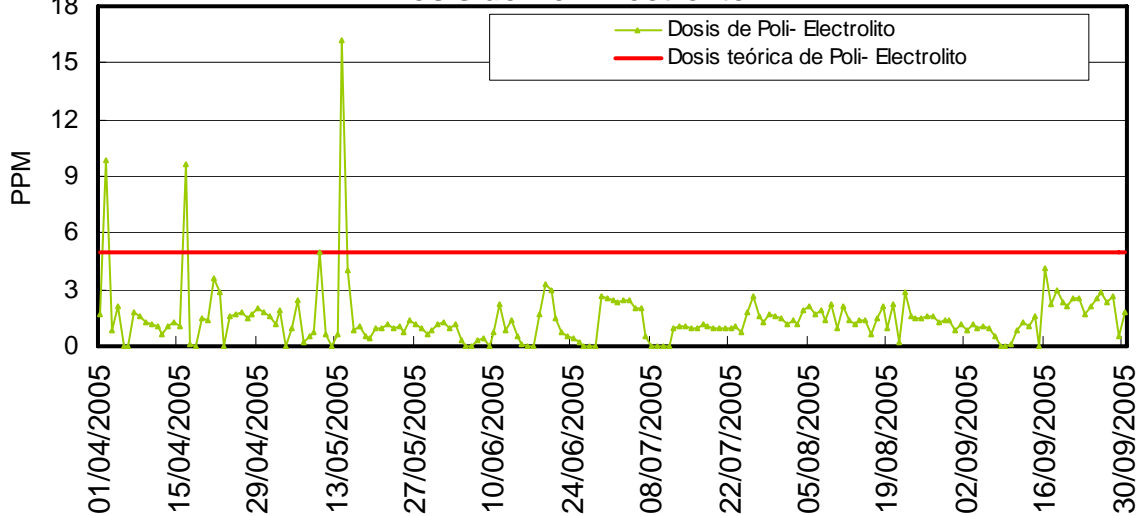
Dosis de Inhibidor de Corrosión



Dosis de Inhibidor de Incrustación

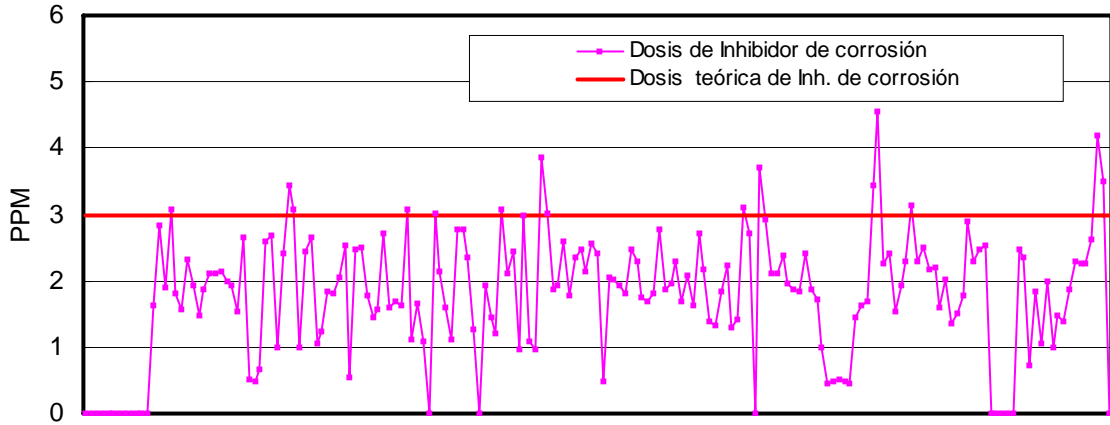


Dosis de Poli-Electrolito

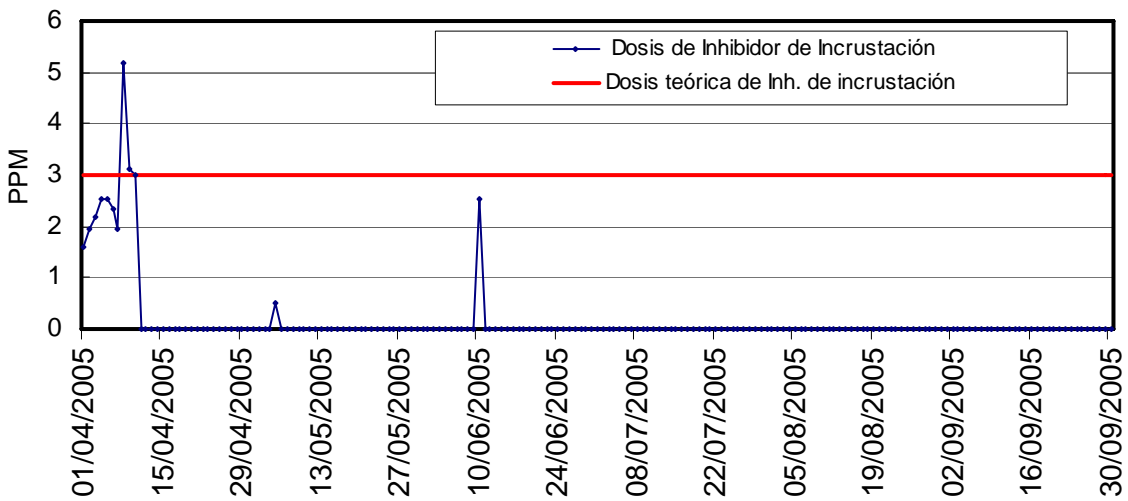


GRÁFICA B-3 DOSIS DE PRODUCTOS QUIMICOS PITASO

Dosis de Inhibidor de Corrosión



Dosis de Inhibidor de Incrustación



APÉNDICE C

FIGURAS



Figura C-1 muestra de agua sin solvente



Figura C-2 muestra de agua salada con solvente



Figura C-3 Tanque desnatador (Skimmer) ORED-2



Figura C-4 Tanque Desnatador (Skimmer) ORED-4



Figura C-5 Separadores Trifásicos ORED-2



Figura C-6 Separadores Trifásicos ORED-4



Figura C-7 Despojador de agua libre (FWKO) PTCO



Figura C-8 Tanque Pulmón PTCO



Figura C-9 Tanques Pulmón PITASO



Figura C-10 Tanques Lavadores PTCO



Figura C-11 Separadores trifásicos C y D ORED-7



Figura C-12 Tanque Desnatador (Skimmer) PITASO



Figura C-13 Tanques Almacén PITASO



Figura C-14 Macrofosa PITASO



Figura C-15 Unicel fuera de servicio PITASO



Figura C-16 Equipos medidores en lín