

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



**“EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS
SAED-3, SAED-2 y AM-42 EN LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA DEL CAMPO SANTA ANA ÁREA MAYOR ANACO (AMA)
DISTRITO GAS ANACO”**

Realizado por:

GISELLE GERALDINE ROJAS MIRANDA

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

Barcelona, Febrero del 2010

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



**“EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS
SAED-3, SAED-2 y AM-42 EN LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA DEL CAMPO SANTA ANA ÁREA MAYOR ANACO (AMA)
DISTRITO GAS ANACO”**

ASESORES

Ing. Quím. Ronald Arias
Asesor académico

Ing. Agron. Vicente Velásquez
Asesor industrial

Barcelona, Febrero del 2010

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



**“EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS
SAED-3, SAED-2 y AM-42 EN LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA DEL CAMPO SANTA ANA ÁREA MAYOR ANACO (AMA)
DISTRITO GAS ANACO”**

JURADOS

Ing. Quím. Ronald Arias

Asesor académico

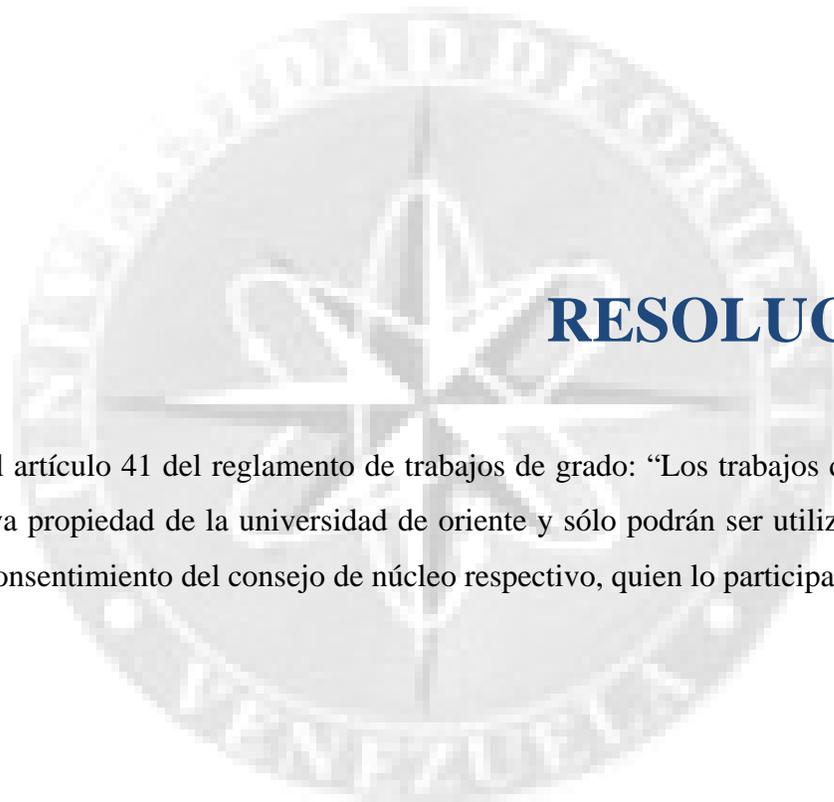
Ing. Quím. Luis Moreno

Jurado principal

Ing. Quím. Osvaldo Ochoa

Jurado principal

Barcelona, Febrero del 2010



RESOLUCIÓN:

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por estar siempre allí en todo momento, por ser mi confidente, guía, protector y amigo incondicional en mis días más difíciles, por ser ese rayito de luz que me ilumina en mis días más nublados, dándome sabiduría y fortaleza para enfrentar los retos y tropiezos con éxito.

A Mis Padres Alfredo y Zulima, por brindarme su apoyo, esfuerzo y dedicación en todo momento y ser los pilares fundamentales de mi vida. A ti mami por traerme al mundo brindándome tu amor y cariño, sin ti no hubiera podido lograrlo. A mi padre querido por ser un ejemplo a seguir trabajador y alegre, por quererme y creer en todo momento en mí. Gracias a ambos por velar que nunca me faltara nada, sin su amor y comprensión no hubiese podido lograr todo lo que he alcanzado hasta ahora. Este triunfo es de ustedes.

Los amo mucho...

A mis hermanos Zulima, Patricia, Zulianlly, Alfredo, Adonis, Fredaryelis y Michelle a mis sobrinos José Emilio y José Alfredo para que este triunfo le sirva de ejemplo y estímulo a llevar a cabo todas las metas que se tracen y llenar de orgullo a sus seres querido; siempre tengan presente que en la vida no hay obstáculos y retos que no se puedan vencer.

Los quiero mucho...

A Alvaro Oliveros por apoyarme en muchos momentos de mi vida, brindarme su cariño y ser un ejemplo de dedicación y valentía.

Te quiero mucho...

Giselle Geraldine Rojas Miranda

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios Todopoderoso, por permitirme alcanzar esta meta en mi vida y por guiarme en todo momento.

A la casa de Estudios más Alta, la “**Universidad de Oriente**”, por haberme formado en sus aulas como una profesional.

A mis queridos padres **Alfredo Rojas y Zulima Miranda** por todos los sacrificios que realizaron para ayudarme durante mis años de estudio. Mil gracias por confiar en mí.

A mis hermanos **Zulima José, Patricia de los Ángeles, Zulianly Yumilexis y Alfredo José** por estar siempre conmigo apoyándome en todo momento, principalmente a mis hermanas por brindarme amor, cariño, comprensión y soportar mis malcriadeces, no imaginan cuanto las extrañaba mientras estábamos separadas, las quiero muchísimo.

Al **Ing. Ronald Arias**, por todos los conocimientos impartidos en la universidad, su valiosa colaboración y preocupación en la formación profesional de sus estudiantes además de ser mi asesor académico.

Gracias a la **Ing. Betitza González**; por toda la colaboración prestada, su ayuda y disposición durante la realización de este trabajo.

A la **Ing. Elizabeth Hernández**; por su valiosa colaboración en la elaboración de mi trabajo de grado, Mil gracias.

A todo las personas que durante mi estadía en PDVSA GAS me brindaron su ayuda de una u otra forma entre ellas el técnico de Tratamiento Químico Florencio Reyes, al Ing. Vicente Velásquez porque gracias a el, realice mis pasantías que me enseñaron mucho.

A mi manada **Nicolina López, Tania Martínez, Karla Hernández, Luisana Mejía, Jenasis Aguilera y Grace Cobos** por compartir conmigo la vida universitaria, en las buenas y las malas, siempre agradezco a Dios por tener el mejor grupo de amigas, gracias a ustedes el estar lejos de mi casa fue mucho más fácil las quiero mucho.

A **Noelia Figueroa** una excelente persona que me brindo su amistad desde que empezamos hacer las pasantías, gracias amiga.

A **Jesús Emilio Heredia** gracias por estar allí este ultimo año, ayudarme durante mis pasantías, cuidarme y protegerme, sin ti no sé si hubiera podido soportar Anaco y lo que vino después. Siempre nos vamos a tener el uno al otro.

A toda mi familia mis tíos, primos y abuelos que me brindaron su apoyo y comprensión en el transcurrir de mi vida, a mis sobrinos José Emilio y José Alfredo que llenan de alegría y ternura mi vida. Muchas Gracias a todos **Que Dios los bendiga...**

RESUMEN

El objetivo principal de esta investigación fue el de evaluar el efecto del agua proveniente de las fosas SAED-3, SAED-2 y AM-42 en la planta de inyección de agua salada del campo Santa Ana, el cual se encuentra ubicado en el Área Mayor Anaco (AMA) en el Distrito Gas Anaco. La evaluación se realizó, con el propósito de apreciar las consecuencias de mezclar estas aguas sin tratamiento químico, con la proveniente del tratador que si posee tratamiento químico e incrementar la vida útil de tuberías, tanques, bombas y el pozo depositor. Para ello se llevó a cabo una metodología basada en las caracterizaciones fisicoquímicas y bacteriológicas de las aguas involucradas, comprobando la existencia de bacterias reductoras de sulfato (BSR) y obteniendo parámetros fisicoquímicos que superan los límites permisibles por la normativa ambiental. Se determinaron los índices de estabilidad del agua para cada punto de muestreo, utilizando como herramienta el software DownHole Sat; obteniéndose aguas con elevado potencial de incrustación y corrosión. Seguidamente se trazó la curva de crecimiento de las bacterias en función del tiempo, para cada punto de muestreo; y se relacionó con los parámetros fisicoquímicos del agua obtenidos inicialmente y que fueron tomados simultáneamente a la realización del cultivo de BSR; de esta manera se observó que los principales factores que afectan el crecimiento de las bacterias son pH, alcalinidad, contenido de aceites y grasas, el contenido de sólidos y cloruros. Finalmente se propuso un sistema de tratamiento físico, químico y biológico para estas aguas, basándose en los resultados obtenidos y en la experiencia que tiene el distrito con una planta de inyección de agua salada en otro campo y que actualmente se encuentra inactiva. Los equipos seleccionados para este sistema son dos

tanques desnatadores en serie con una eficiencia aproximada de 70 a 85% de remoción de crudo, un separador de placas corrugadas (CPI) con un 95% de eficiencia en remoción de sólidos suspendidos y un filtro de cascara de nuez diseñado para remover 98% de sólidos suspendidos de más de 3 micrones de tamaño y adicionalmente reducir la concentración de crudo a menos de 5 ppm; adicionalmente se estableció una serie de aditivos químicos (biocidas, coagulantes, floculantes, inhibidor de incrustación e inhibidor de corrosión) necesarios para mejorar el control del sistema de inyección existente y para el excelente funcionamiento del sistema propuesto.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN:.....	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	VIII
CONTENIDO	X
LISTA DE TABLAS	XV
LISTA DE FIGURAS.....	XVI
LISTA DE ANEXOS.....	XIX
CAPITULO I	20
INTRODUCCION	20
1.1. UBICACION GEOGRAFICA DEL DISTRITO GAS ANACO.....	20
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
1.3. Objetivo general	24
1.3.1. Objetivos específicos	24
CAPITULO II	26
MARCO TEORICO.....	26
2.1.-ANTECEDENTES.....	26
2.2.-AGUAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE PRODUCCION	27
2.2.1-Características de las aguas de producción	28
2.2.2.-Calidad del agua de producción para inyección	28
2.3.-EFLUENTES GENERADOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCION DE GAS	29

2.4.-PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL MANEJO DE AGUA	29
2.4.1.- Incrustaciones	29
2.4.1.1 Principales problemas generados por la presencia de incrustaciones	30
2.4.1.2 Factores que afectan la deposición de incrustaciones	30
2.4.1.3 Tipos de incrustaciones	32
2.4.1.4 Prevención de incrustaciones	35
2.4.1.5 Métodos de remoción de incrustaciones	36
2.4.1.6 Índices de predicción del carácter agresivo o incrustante de las aguas.....	36
2.4.2.- Corrosión	40
2.4.2.1.-Corrosión electroquímica.....	40
2.4.2.2.- Corrosión galvánica o de metales diferentes	42
2.4.2.3.-Corrosion bioquímica	43
2.4.2.3.1.-Bacterias de hierro.....	44
2.4.2.3.2.-Bacterias reductoras de sulfato (BSR)	45
2.4.2.3.3.-Bacterias del azufre	46
2.5.- CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS	46
2.5.1.- Curva del crecimiento bacteriano	47
2.6.-TRATAMIENTOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y BIOLÓGICOS MÁS USADOS EN EL ACONDICIONAMIENTO DE AGUAS EFLUENTES	50
2.6.1 Tratamientos químicos.....	51
2.6.1.1 Clarificación de las aguas efluentes	51
2.6.1.1.1 Coagulación/floculación.....	51
2.6.1.1.2.-Materia en suspensión y coloides.....	52
2.6.2 Tratamientos físicos	53
2.6.2.1 Sedimentación	53
2.6.2.2 Filtración	54
2.6.3 Tratamiento biológico.....	55
2.6.3.1 Tratamiento de bacheo	56
2.7. ASPECTOS GENERALES DE LAS EMULSIONES.....	56
2.7.1 Definición	56
2.7.1.1 Las emulsiones directas.....	56
2.7.1.2 Las emulsiones inversas	57
2.7.1.3 las emulsiones múltiples	57
2.7.2 Emulsiones petróleo-agua.....	57

2.8 TRATAMIENTO DE LOS EFLUENTES RESIDUALES ACEITOSOS	58
2.8.1 Separadores de aceites y grasas	59
2.8.1.1 Tanques desnatadores (skimmer).....	59
2.8.1.2 Separadores de placas corrugadas.....	60
2.8.1.3 Separadores API.....	62
2.8.2 Filtros.....	63
CAPITULO III.....	66
DESARROLLO DEL PROYECTO	66
3.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA Y BACTERIOLOGICA DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	66
3.1.1 Determinación de aceites y grasa (norma COVENIN 2831-02 Aguas naturales, industriales y residuales) [27].	67
3.1.2 Determinación de sólidos (norma COVENIN 2461-87: Aguas naturales, industriales y residuales) [28].	68
3.1.3 Determinación de la conductividad eléctrica (norma COVENIN 3050-93: Aguas naturales, industriales y residuales) [29]	70
3.1.4 Determinación de alcalinidad total (norma APHA: 2320 B métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30]	70
3.1.5 Determinación de la dureza total (norma APHA: 2340-C, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].	71
3.1.6 Determinación de la dureza cálcica (norma APHA: 3500-Ca, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].	72
3.1.7 Determinación de cloruros (norma APHA: 4500-Cl. B, para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].	74
3.1.8 Determinación de pH y temperatura (norma APHA: 4500 B métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].	75
3.1.9 Determinación de turbidez (NTU), (norma COVENIN 2781-02: Aguas naturales, industriales y residuales) [31].....	76
3.1.10 Determinación de metales hierro, sodio y potasio (norma APHA: 3111 B, 3500 Na.D, 3350 k. D, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].....	76
3.1.11 Cultivo de las bacterias reductoras de sulfato.....	76
3.1.12 Equipos	77
3.1.13 Materiales.....	77
3.1.14 Sustancias.....	78

3.2 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE CORROSIVIDAD Y POTENCIAL DE INCRUSTACIÓN DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO, UTILIZANDO EL SOFTWARE DOWNHOLE SAT	79
3.2.1 Procedimiento a seguir para la utilización del software DownHole Sat.....	79
3.3 ESTABLECIMIENTO DE LA RELACIÓN ENTRE LOS PARAMETROS FISICOQUÍMICOS Y EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS EN LAS AGUAS PROVENIENTES DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	82
3.4 PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO FÍSICO, QUÍMICO Y BIOLÓGICO PARA EL AGUA RESIDUAL DE LAS FOSAS DE ACUERDO CON LOS PARAMETROS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA LEGAL VIGENTE	82
3.4.1 Selección de los aditivos químicos necesarios para mejorar el sistema de tratamiento	83
CAPITULO IV	85
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
4.1 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA Y BACTERIOLOGICA DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	85
4.2 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE CORROSIVIDAD Y POTENCIAL DE INCRUSTACIÓN DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO, UTILIZANDO EL SOFTWARE DOWNHOLE SAT	89
4.2.1 Índices de estabilidad a la salida del tratador de SAED-3.....	89
4.2.2 Índices de estabilidad a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa...	92
4.2.3 Índices de estabilidad de la fosa SAED-3.....	94
4.2.4 Índices de estabilidad a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3 .	96
4.2.5. Índices de estabilidad de la fosa SAED-2.....	99
4.2.6 Índices de estabilidad de la fosa AM-42.....	101
4.3 RELACIÓN ENTRE LOS PARAMETROS FISICOQUÍMICOS Y EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS EN LAS AGUAS PROVENIENTES DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	104
4.3.1 Salida del tratador de la estación de descarga Santa Ana III.....	104
4.3.2 Salida del tanque de almacenamiento sin bombeo de la fosa	105
4.3.2.1 Salida del tanque de almacenamiento sin bombeo de la fosa luego del bacheo	106
4.3.3 Salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa SAED-3	107

4.3.5 Salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa luego del bacheo	109
4.3.6 Fosa SAED-3	110
4.3.7. Fosa SAED-2	111
4.3.8 Fosa AM-42	112
4.4 PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO FÍSICO, QUÍMICO Y BIOLÓGICO PARA EL AGUA RESIDUAL DE LAS FOSAS DE ACUERDO CON LOS PARAMETROS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA LEGAL VIGENTE	113
4.4.1 Unidades seleccionadas para el tratamiento físico de los contaminantes presentes en las aguas de producción y fosas del campo Santa Ana.	113
4.4.2 Selección de los aditivos químicos necesarios para el sistema de tratamiento	115
4.5 CONCLUSIONES.....	118
4.6 RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFIA	121
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

TABLA 2.4.1 FASES DEL CRECIMIENTO BACTERIANO	47
TABLA 4.1 ESPECIFICACIONES DEL AGUA DECRETO 883, ART N° 10.....	86
TABLA 4.2 ESPECIFICACIONES DEL AGUA NORMA INTERNA PDVSA.....	86
TABLA 4.3 CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS Y BACTERIOLÓGICAS DE LAS AGUAS.....	88

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SANTA ANA (FUENTE PROPIA).....	21
FIGURA 1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA DEL CAMPO SANTA ANA (FUENTE PROPIA).	24
FIGURA 2.1 SERIE GALVÁNICA DE METALES Y ALEACIONES.	43
FIGURA 2.2. CICLO DE CRECIMIENTO MICROBIANO, FASE: A, ADAPTACIÓN; B, EXPONENCIAL; C, ESTACIONARIA; D, DECLINACIÓN [14].....	50
FIGURA 2.3. VISTA EXTERNA DE TANQUES DESNATADORES [21].	59
FIGURA 2.4 VISTA EXTERNA DE UN SEPARADOR DE PLACAS CORRUGADAS [22].	61
FIGURA 2.5 VISTA INTERNA Y FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR DE PLACAS CORRUGADAS [22].....	61
FIGURA 2.6. VISTA EXTERNA DE UN FILTRO DE CÁSCARA DE NUEZ [21].....	65
FIGURA 3.1 PAGINA PRINCIPAL DE DOWNHOLE SAT.....	80
FIGURA 3.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE ANÁLISIS A REALIZAR.	80
FIGURA 3.3 INTRODUCCIÓN DE LOS PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS DEL AGUA.	81
FIGURA 3.4 HOJAS DE RESULTADOS APORTADOS POR EL PROGRAMA.	81
FIGURA 4.1 ÍNDICES DE LANGELIER, ODDO-TOMSON Y STIFF-DAVIS A LA SALIDA DEL TRATADOR DE SAED-3.	90
FIGURA 4.2 ÍNDICE DE RYZNAR A LA SALIDA DEL TRATADOR DE SAED-3.	90
FIGURA 4.3 ÍNDICE DE PUCKORIUS A LA SALIDA DEL TRATADOR DE SAED-3.....	91
FIGURA 4.4 ÍNDICE DE LARSON A LA SALIDA DEL TRATADOR DE SAED-3.....	91
FIGURA 4.5 ÍNDICES DE LANGELIER, ODDO-TOMSON, STIFF-DAVIS A LA SALIDA DEL TANQUE SAED-3 SIN BOMBEO DE LA FOSA.	92

FIGURA 4.6 ÍNDICE DE RYZNAR A LA SALIDA DEL TANQUE SAED-3 SIN BOMBEO DE LA FOSA.	93
FIGURA 4.7 ÍNDICE DE PUCKORIUS A LA SALIDA DEL TANQUE SAED-3 SIN BOMBEO DE LA FOSA.	93
FIGURA 4.8 ÍNDICE DE LARSON A LA SALIDA DEL TANQUE SAED-3 SIN BOMBEO DE LA FOSA.	94
FIGURA 4.9 ÍNDICES DE LANGELIER, ODDO-TOMSON Y STIFF-DAVIS DE LA FOSA SAED-3..	94
FIGURA 4.10 ÍNDICES DE RYZNAR DE LA FOSA SAED-3.	95
FIGURA 4.11 ÍNDICES DE PUCKORIUS DE LA FOSA SAED-3.	95
FIGURA 4.12 ÍNDICES DE PUCKORIUS DE LA FOSA SAED-3.	96
FIGURA 4.14 ÍNDICES DE RYZNAR DE LA FOSA SAED-3.	97
FIGURA 4.15 ÍNDICE DE PUCKORIUS DE LA FOSA SAED-3.	98
FIGURA 4.16 ÍNDICE DE LARSON DE LA FOSA SAED-3.	98
FIGURA 4.17 ÍNDICES DE LANGELIER, ODDO-TOMSON, STIFF-DAVIS DE LA FOSA SAED-2. .	99
FIGURA 4.18 ÍNDICES DE RYZNAR DE LA FOSA SAED-2.	100
FIGURA 4.19 ÍNDICE DE PUCKORIUS DE LA FOSA SAED-2.	100
FIGURA 4.20 ÍNDICE DE LARSON DE LA FOSA SAED-2.	101
FIGURA 4.21 ÍNDICES DE LANGELIER, ODDO-TOMSON Y STIFF-DAVIS DE LA FOSA AM-42.	102
FIGURA 4.22 ÍNDICE DE RYZNAR DE LA FOSA AM-42.	102
FIGURA 4.23 ÍNDICE DE PUCKORIUS DE LA FOSA AM-42.	103
FIGURA 4.24 ÍNDICES DE LARSON PARA LA PREDICCIÓN DEL CARÁCTER AGRESIVO O INCRUSTANTE DEL AGUA DE LA FOSA AM-42.....	103
FIGURA 4.25 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO A LA SALIDA DEL TRATADOR.....	105
FIGURA 4.26 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO A LA SALIDA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO SIN BOMBEO.	106
FIGURA 4.27 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO A LA SALIDA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO SIN BOMBEO DE LA FOSA Y LUEGO DE LA APLICACIÓN DEL BACHEO.	107

FIGURA 4.28 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO A LA SALIDA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO CON BOMBEO DE LA FOSA SAED-3.	108
FIGURA 4.29 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO A LA SALIDA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO CON BOMBEO DE LA FOSA LUEGO DEL BACHEO.	109
FIGURA 4.30 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO EN LA FOSA SAED-3.	110
FIGURA 4.31 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO EN LA FOSA SAED-2.	111
FIGURA 4.32 CURVA DE CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO EN LA FOSA AM-42.	113
FIGURA 4.33 SISTEMA DE TRATAMIENTO PROPUESTO PARA LAS AGUAS PRODUCCIÓN Y FOSAS DEL CAMPO SANTA ANA.	117

LISTA DE ANEXOS

- ANEXO “A”** (FOTOS DE ALGUNOS ANALISIS FISICOQUIMICOS)
- ANEXO “B”** (NORMA API RP-38)
- ANEXO “C”** (ANALISIS BACTERIOLOGICOS OBTENIDOS EN LAS FOSAS Y LA PIAS DEL CAMPO SANTA ANA)
- ANEXO “D”** (ANALISIS FISICOQUIMICOS OBTENIDOS EN LAS FOSAS Y LA PIAS DEL CAMPO SANTA ANA)
- ANEXO “E”** (ESPECIFICACIONES DEL AGUA DECRETO 883, ART N°10 Y NORMA INTERNA PDVSA)
- ANEXO “F”** (RESULTADOS OBTENIDOS POR EL SOFTWARE DOWNHOLE SAT)
- ANEXO “G”** (FOTOS DE LA PIAS Y FOSAS)

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. UBICACION GEOGRAFICA DEL DISTRITO GAS ANACO

El Distrito Anaco (figura 1.1.), es considerado “Centro gasífero” en el ámbito nacional; cuenta con yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos, medianos, y condensado, así como también grandes cantidades de gas natural, se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui abarcando parte de los estados Monagas y Guárico, con un área aproximada de 13.400 km², conformado por dos extensas áreas de explotación, operación y producción.

- Producción Área Mayor de Oficina (AMO), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 10.240 km², integrada por los campos de Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapato , Mata- R y Aguasay.
- Producción Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 3.160 km², esta integrada por los campos Guarió, El Roble, San Joaquín, El Toco y Santa Ana, siendo esta última el objeto de evaluación.

El campo Santa Ana está ubicado a unos 10 km al noreste de la ciudad de Anaco, en la cuenca oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín y esta limitado al norte por el campo San Roque, al sur por el campo Guere, al este con el campo Mapiri y al oeste con el campo el Toco.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El territorio nacional cuenta con áreas que poseen condiciones favorables para la explotación de cuantiosas reservas de gas combustible; Venezuela experimentó una evolución con la creación de PDVSA GAS y la promulgación en agosto de 1999 de la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, siendo el distrito gas Anaco el área operacional por excelencia, en cuanto a actividades de exploración, perforación, explotación, producción y transporte de gas se refiere; lo que lo eleva al puesto de corazón gasífero de Venezuela. Este distrito está situado en el centro del estado Anzoátegui, y abarca parte de los estados Guárico y Monagas, reuniendo un gran número de yacimientos productores de hidrocarburos livianos, medianos y en especial cuantiosas reservas de gas rico libre asociado. PDVSA GAS, empresa filial de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) se divide en dos grandes extensiones operacionales AMA y AMO.

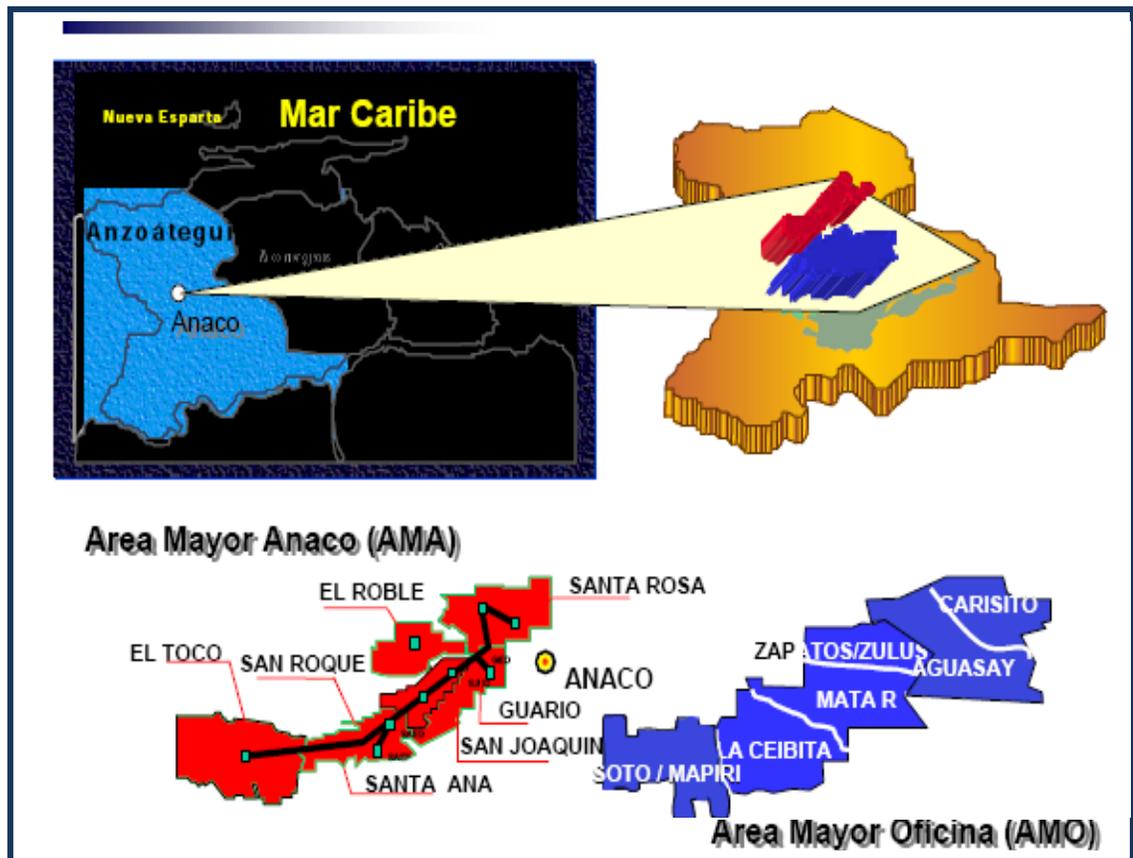


Figura 1.1. Ubicación geográfica del campo Santa Ana (fuente propia).

El campo Santa Ana perteneciente al Área Mayor Anaco (AMA) es rico en producción de gas y crudo, durante su explotación se genera una gran cantidad de efluentes a los cuales se les debe dar una adecuada disposición final. Estas aguas tienden a ser altamente corrosivas, incrustantes y contaminantes, con sólidos en suspensión de difícil separación. Dentro de las características principales se pueden destacar su alta salinidad, concentraciones de H₂S y productos de corrosión, además de sólidos coloidales, arcillas, emulsiones, parafinas y asfáltenos. El sistema de efluentes del proceso de producción de gas y crudo presenta diversidad de bacterias, dentro de las cuales están las reductoras de sulfato responsables en gran parte de la tendencia corrosiva del agua. Estas bacterias deben eliminarse para evitar los problemas que causan como resultado de su actividad metabólica, y así, asegurar la calidad del agua para su disposición final, a través de los pozos receptores del área.

La planta de inyección de agua salada (PIAS) Santa Ana estación de descarga 3 (SAED-3), maneja el sistema de efluentes del campo Santa Ana con aproximadamente 2.505 BAPD; provenientes de los sistemas de producción de gas y crudo de Santa Ana 1 (SAEF-1), Santa Ana 2 (SAED-2), Santa Ana 3 (SAED-3) y en ocasiones de la fosa activa de la estación (SAED-2), la inactiva AM-42 y regularmente de la fosa activa SAED-3 (figura 1.2). El agua proveniente de estas fosas no recibe ningún tipo de tratamiento químico previo, ni se le realizan análisis fisicoquímicos y/o bacteriológicos para control, por lo cual se desconoce su calidad y los efectos que éstas causan al ponerse en contacto con los efluentes provenientes de los tratadores, que si poseen tratamiento químico el cual consiste en la aplicación de biocida e inhibidores de incrustaciones los cuales fueron recomendados por una empresa proveedora de productos químicos. La disposición final de estos efluentes se realiza en los pozos AG-05 y AM-14 donde son inyectados.

Basándose en lo expuesto anteriormente, la tendencia corrosiva del agua del campo Santa Ana y en la preocupación de PDVSA por la calidad del ambiente, surge la necesidad de evaluar el efecto que generan las aguas provenientes de estas fosas en la planta de inyección de agua salada (PIAS). Inicialmente se realizará la caracterización fisicoquímica de las aguas mediante muestreo en campo, dichas muestras serán analizadas en sitio usando un equipo de laboratorio portátil proporcionado por una casa química; los parámetros: sólidos, concentración de aceites y grasas, conductividad, turbidez, hierro total, potasio y

sodio serán realizados en el laboratorio de Sistemas Dispersos y Ambiente y el laboratorio Análisis Químico de la Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, realizará la caracterización bacteriológica de las aguas directamente en campo, con la finalidad de observar la velocidad de crecimiento de las bacterias presentes; todos estos análisis ayudarán a conocer la calidad del agua. Una vez obtenida la caracterización fisicoquímica, con la ayuda del software DownHole Sat, se obtendrán los índices de estabilidad a diferentes temperaturas lo cual indica el carácter agresivo o incrustante del agua que se está manejando, su variación y tendencia a medida que aumenta o disminuye la temperatura, de esta manera se podrá observar el efecto físico ocasionado al poner en contacto el agua de fosas con el sistema de inyección (tratador-tanque-pozos), luego se va establecer la relación existente entre los parámetros fisicoquímicos obtenidos y el crecimiento de las bacterias, observándose así el efecto biológico que causan estas aguas; estos resultados permitirán realizar recomendaciones adecuadas sobre el tratamiento químico bacteriológico necesario para controlar el crecimiento de las bacterias del sistema. Finalmente, basados en los resultados fisicoquímicos, bacteriológicos, índices de estabilidad del agua, la normativa legal vigente y la investigación documental, se propondrá un sistema de tratamiento químico, físico y biológico para el agua de las fosas, que reduzca notablemente su carga contaminante, corrosiva o incrustante. Todo esto con el objeto de conocer la calidad, las consecuencias ambientales y operacionales de las aguas de fosas; contribuyendo de alguna manera a la aplicación de nuevos y mejores métodos de tratamientos que reduzca sus consecuencias, prolongue la vida de los pozos depositores y de los equipos de la planta (tanques, bombas, tratadores y tuberías de transporte) y sobre todo que se cumpla con las leyes ambientales dispuestas para la conservación del ambiente y los recursos naturales.

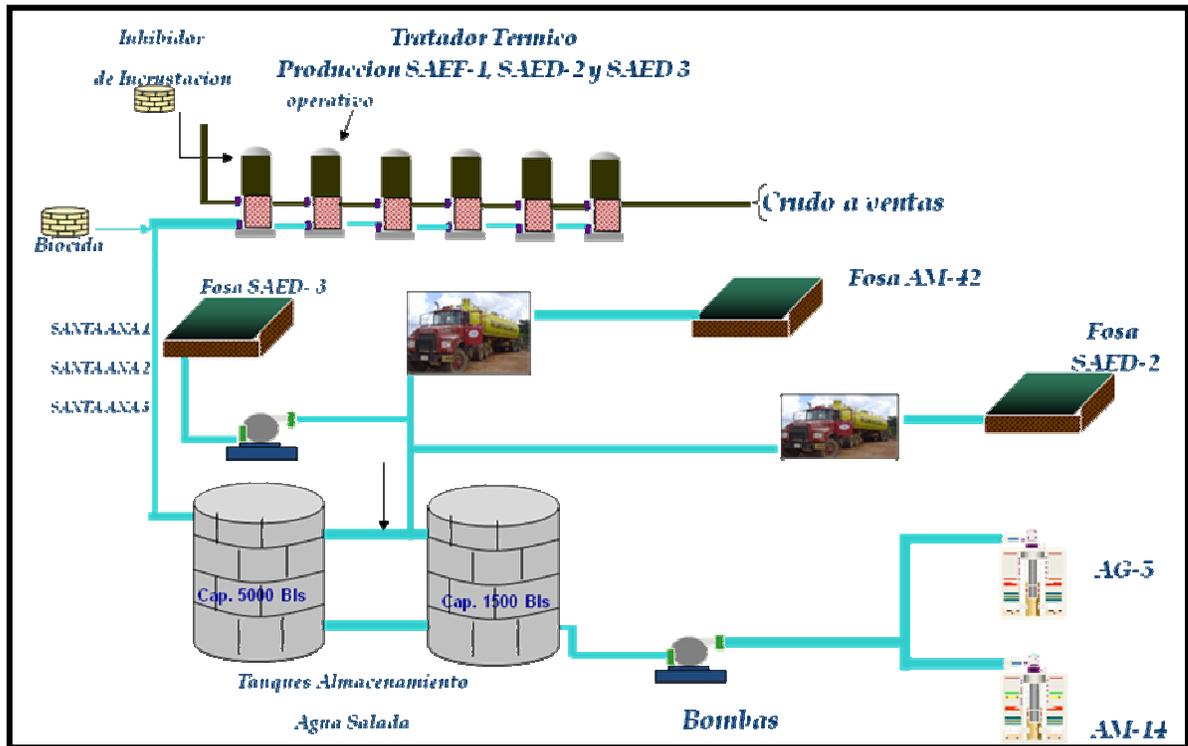


Figura 1.2 Descripción del sistema de inyección de agua salada del campo Santa Ana (fuente propia).

1.3. Objetivo general

Evaluar el efecto del agua proveniente de las fosas SAED-3, SAED-2 y AM-42 en la planta de inyección de agua salada del campo Santa Ana, Área Mayor Anaco (AMA), Distrito Gas Anaco.

1.3.1. Objetivos específicos

- 1.- Caracterizar fisicoquímica y bacteriológicamente el agua proveniente de las fosas (SAED-3, SAED-2 y AM-42), del agua del tratador y del tanque de almacenamiento.
- 2.- Determinar el grado de corrosividad y potencial de incrustación del agua proveniente de las fosas (SAED-3, SAED-2 y AM-42), del agua del tratador y del tanque de almacenamiento de agua, utilizando el software DownHole Sat.
- 3.- Establecer la relación entre los parámetros fisicoquímicos y el crecimiento de las bacterias en las aguas provenientes de las fosas (SAED-3, SAED-2 y AM-42), del agua del tratador y del tanque de almacenamiento de agua.

4.- Proponer un sistema de tratamiento físico, químico y biológico para el agua de las fosas de acuerdo con los parámetros establecidos en la normativa legal vigente.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1.-ANTECEDENTES

Martínez, realizó un trabajo en el 2007 sobre el efecto de las bacterias reductoras de sulfato en el proceso de corrosión de las instalaciones de superficie de las plantas de agua salada del Área Mayor Anaco (AMA) Distrito Gas Anaco, con la ayuda de caracterizaciones fisicoquímicas y bacteriológicas. Encontró que la población de bacterias reductoras de sulfato en el campo Santa Ana era mucho mayor a la de los otros campo de AMA, infiriendo entonces que fue producto de los efluentes descargados en los tanques de la PIAS, proveniente de la fosa asociada a la estación (SAED-3) sin control bacteriológico. Además, utilizó *Statgraphics Plus* (software estadístico) que le permitió establecer la relación entre los parámetros fisicoquímicos de las aguas de AMA y el proceso de corrosión por bacterias reductoras de sulfato, resultando a un intervalo de confianza de 95 por ciento que los parámetros fisicoquímicos como pH, alcalinidad, turbidez y los cloruros, afectan significativamente el proceso de corrosión; concluyendo así que la temperatura y el pH del agua en las PIAS de AMA son propicias para el crecimiento bacteriano[1].

Lezama, en el 2006 realizó el diseño de un sistema de tratamiento para los efluentes de producción en uno de los campos petroleros del Distrito Anaco, donde se determinó cual campo presenta mayor problemática con los efluentes de producción, a través de una serie de variables estudiadas mediante una matriz de jerarquización. Además realizó un análisis

fisicoquímico y de bacterias reductoras de sulfato en las aguas del campo San Joaquín, que resultó el campo con mayores problemas de efluentes. El segundo campo que presentó grandes problemas de efluentes de producción, fue el campo Santa Ana, que es el objeto de estudio en esta investigación y que no fue estudiado profundamente en esa ocasión. Una de las conclusiones alcanzadas en este trabajo fue que el agua a tratar presenta concentraciones altas de varios contaminantes, de acuerdo con el decreto 883 referido a la disposición final de los desechos, es por ello que en esta investigación se va a analizar la afectación ambiental [2].

Rivas, en el 2008 efectuó una evaluación y diagnóstico de los factores que pueden ocasionar la formación de sólidos en el pozo JMN- 243L, donde se realizó la caracterización fisicoquímica del agua proveniente del pozo que llega a nivel de 450 psi en la estación de descarga SJED-1, se calcularon los índices de estabilidad del agua a diferentes temperaturas obteniendo que la principal causa de formación de sólidos es el carácter incrustante del agua asociada a la producción; además, el agua de producción del pozo JMN-243L presentó cierto grado de corrosión, estas aguas llegan a la estación y de allí son depositadas en los yacimientos o descargadas a las fosas como método de disposición final emergente, donde representan un foco de contaminación y deterioro para líneas, equipos y del pozo depositador [3].

2.2.-AGUAS RELACIONADAS CON EL PROCESO DE PRODUCCION

Las aguas relacionadas con el proceso de producción son [4]:

- **Aguas de formación**

Son aquellas que se encuentran naturalmente en las rocas y están presentes antes de la perforación de un pozo, su composición y salinidad son variables; depende del origen del agua y de las modificaciones que pueden ocurrir una vez que entran en el ambiente del subsuelo.

- **Aguas de producción**

Son aguas de formación que han perdido las propiedades originales que tenían cuando se encontraban en las rocas debido al transporte de tuberías, expansión de los fluidos en los

cabezales de pozo u otro proceso dentro del acondicionamiento del crudo, que produzcan desequilibrio en los componentes primarios de las aguas.

2.2.1- Características de las aguas de producción

Estas características van a depender de diferentes factores, entre éstas se tienen: el origen, características del yacimiento, calidad y tipo de crudo al que se encuentran asociadas, tipo de proceso utilizado en la producción de crudo y /o tipo de productos químicos empleados en el proceso de deshidratación del crudo [5].

2.2.2.- Calidad del agua de producción para inyección

En general, el agua de esta fuente es de pobre calidad principalmente por las siguientes razones [5]:

- Por contener materiales en suspensión, que pueden taponar rápidamente los pozos de inyección.
- Por contener cationes de bario, estroncio, hierro y calcio en solución, además de aniones como: sulfatos, carbonatos, sulfuros y algunos radicales hidróxidos. La presencia de estos aniones pueden traer como resultado la precipitación de los componentes.
- Por contener CO_2 , H_2S u O_2 los cuales causan corrosión, El oxígeno causa una rápida destrucción y picadura del acero de la tubería. El H_2S puede crear incrustaciones y corrosión en el acero. El CO_2 causa escamas negras, agujeros en el acero y es fuente de carbonatación.
- Por contener algas, microorganismos y bacterias del tipo ferruginoso y sulfato reductoras. Estos organismos tienden a recolectar una gran concentración de limo y a producir material corrosivo provocando taponamiento completo en el sistema de inyección.
- Por contener hidrocarburos que reducen la permeabilidad de las formaciones.

2.3.-EFLUENTES GENERADOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCION DE GAS

La denominación de efluentes industriales se aplica a un conjunto muy variado de residuos que se obtienen como consecuencia de la actividad industrial.

El mayor producto de desperdicio en la producción de gas y petróleo, y durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimientos petrolíferos, agua salada, agua producida. etc. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros; todos los días se manejan millones de barriles de agua, con grandes cantidades de sales disueltas, alta corrosividad, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos disueltos y dispersos [6].

2.4.-PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL MANEJO DE AGUA

Los problemas que envuelven el uso de aguas son causados en su mayoría por constituyentes disueltos en el agua y por sólidos en suspensión y los principales son corrosión, incrustaciones, problemas microbiológicos, reducción de permeabilidad y sólidos suspendidos.

Lo puntos corrosión, incrustaciones y problemas microbiológicos serán desarrollados con mayor profundidad por el hecho de que el tratamiento empleado en las plantas de inyección de agua van dirigidos principalmente a inhibir estos problemas.

2.4.1.- Incrustaciones

Una incrustación o escala, es la acción y efecto de cubrirse una roca, un animal, o un vegetal, con una costra de sustancia mineral abandonada por el agua que la contiene en disociación. Es una capa densa compuesta principalmente por material inorgánico que ha precipitado porque su solubilidad ha sido excedida. Usualmente esta fuertemente adherida a si misma y a la superficie metálica debido a que su formación es de distintos tipos de cristales [7].

Las incrustaciones más fuertes son de naturaleza calcárea, una vez saturada el agua de gas carbónico, puede disolver una cantidad mínima de masa carbonato de calcio. Esa sal, en razón de su inestabilidad química, se disocia: el gas carbónico se desprende y el carbonato de calcio queda depositado en las superficies sobre las cuales discurre el agua. Así, los objetos mojados acaban por desaparecer bajo una costra calcárea cada vez mas espesa.

2.4.1.1 Principales problemas generados por la presencia de incrustaciones

La formación de incrustaciones calcáreas ocurre sin un correcto tratamiento del agua y afecta circuitos y maquinarias de varias maneras:

- Disminución del caudal hasta llegar a su inmovilización, debido al crecimiento del espesor de una capa calcárea.
- Corrosión irreversible de toda superficie metálica presente en el circuito, hasta su deterioro total.
- Necesidad de sustitución de tramos completos de tubería de circuitos de agua.
- Reemplazo de piezas y partes de maquinaria afectada por la corrosión e incrustación.

2.4.1.2 Factores que afectan la deposición de incrustaciones

Existen factores que afectan o influyen la deposición de escalas, estos son [8]:

- **Sobresaturación:** ocurre cuando la concentración de sales es mucho mayor que la cantidad que puede solubilizar el agua, causada por cambios en el pH de la solución en la concentración de iones y cambios de temperatura; estas condiciones unidas o por separado pueden ser responsables de la aparición de incrustaciones.
- **Nucleación:** describe el comienzo de la formación del precipitado y puede ocurrir de manera homogénea debido al alto grado de saturación de las sales o de manera

heterogénea donde partículas extrañas como sólidos suspendidos, superficies rugosas, codos, puntos de corrosión, propician la aparición de las incrustaciones.

- Tiempo de contacto: para que la incrustación se adhiera al material una vez iniciada la nucleación, se requiere de cierto tiempo de contacto que puede variar desde segundos hasta años dependiendo de las sales de la solución, el pH así como de la temperatura y el flujo.
- Dureza: esta relacionada con la velocidad de deposición del precipitado; cuando esta velocidad es rápida tiende a presentar una estructura porosa que puede ser removida fácilmente, en cambio cuando ocurre una deposición lenta del precipitado, el mismo tiende a formar una capa más compacta que a medida que transcurre el tiempo tiende a endurecerse y hacerse mucho más densa trayendo como consecuencia que la remoción de la misma sea mas complicada.
- pH del sistema: las variaciones en el pH del sistema influyen de manera directa en la deposición de escalas, un alto pH propicia la aparición de depósitos de escalas, mientras que un bajo pH acelera el proceso de corrosión, lo que genera a su vez sitios para que ocurra nucleación.
- Incremento de la temperatura: muchos de los minerales que componen la solución producto de las aguas de producción petrolera, presentan un comportamiento inverso con la temperatura, es decir, un aumento de la temperatura genera una disminución en la solubilidad en el agua lo que a su vez produce sobresaturación de la solución.
- Flujo: bajas velocidades de líquido producen incrustaciones debido a la facilidad de sedimentar ocasionada por la lentitud, que sumando a las rugosidades de las tuberías o equipos crean el ambiente ideal para la formación de escalas.
- Factores hidrodinámicos: aquí se encuentra englobado la formación de escalas, generadas principalmente por accesorios como codos, reducciones expansiones, o en algunos casos cambios de nivel, los cuales son zonas propicias para el inicio del proceso de nucleación.

- **Corrosión:** el proceso corrosivo tiende a crear zonas en donde se pueda generar nucleación debido a las rugosidades, así mismo los productos de la corrosión pueden precipitar para formar un lecho bastante adherente.
- **Actividades microbiológicas:** la mayoría de las bacterias presentes en el agua de producción tienden a ser corrosivas trayendo consigo los problemas explicados en el punto anterior.
- **Sólidos totales disueltos:** una gran cantidad de sólidos disueltos indica una gran solubilidad de las sales formadoras de escalas, disminuyendo las posibilidades de precipitación.
- **Sólidos suspendidos:** éstos aumentan el potencial de formación de escala, por que los mismos producen un aumento en las zonas con posibilidades de formación de núcleos.

2.4.1.3 Tipos de incrustaciones

Existen muchas sales responsables de la formación de incrustaciones; entre las más comunes se tiene [9]:

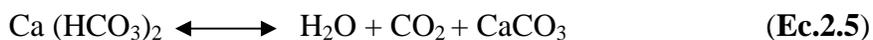
- **Carbonato de calcio:** ésta es una de las incrustaciones más frecuentemente encontrada en las operaciones petroleras, este tipo de escalas forma sólidos grandes cuando se encuentra en forma pura, pero cuando precipita con impurezas como ocurre en la mayoría de los casos éstas aparecen como cristales finamente divididos y de forma uniforme. Este tipo de escalas es muy común debido a la baja solubilidad del carbonato de calcio que disminuye a medida que incrementa la temperatura lo que provoca que se genere una gran cantidad de precipitado.

Los factores que influyen en la solubilidad del CaCO_3 son los siguientes:

- **Efecto del CO_2 :** la presencia del CO_2 incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en agua, el dióxido de carbono se disuelve formando ácido carbónico según:



La constante disociación de la reacción 2.3 es mucho mas baja que la de la reacción 2, por esto sólo una pequeña cantidad de los iones bicarbonato se disocian en carbonato, esto conlleva a que la mayor precipitación de carbonato de calcio sea dada por la siguiente reacción.



Por el principio de Le Chatelier se puede observar que a medida que aumenta la presión parcial de dióxido de carbono, se produce una mayor cantidad de iones bicarbonatos, y al disminuir la cantidad de dióxido de carbono se produce carbonato de calcio.

Las aguas pueden contener diferentes cantidades de CO_2 libre, el cual influye en el comportamiento de carbonato de calcio contenido en tales aguas. Se dice que el CO_2 de equilibrio es la cantidad de dióxido de carbono que debe estar presente en el agua para mantener en solución al bicarbonato que se encuentra en dicha agua. Si existe CO_2 en exceso, este ataca al CaCO_3 para aumentar la concentración de bicarbonato y mantener el equilibrio; por otro lado, si hay deficiencia de CaCO_3 se precipita para disminuir la concentración de bicarbonato, aumentando así el CO_2 y restableciendo el equilibrio.

Si el CO_2 libre es mayor que el CO_2 en equilibrio, existe exceso de CO_2 , por lo cual se considera que el agua es agresiva. Si el CO_2 libre es igual al del equilibrio, el agua está en equilibrio. Sin embargo, cuando el CO_2 libre es menor que el equilibrio, existe deficiencia en el CO_2 de equilibrio y se dice que el agua es incrustante.

- **Efecto de la temperatura:** al comportamiento de estas sales se les conoce como solubilidad invertida, ya que disminuye a medida que la temperatura aumenta.

Existen otros factores como la presencia de otras sales y la influencia de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio, pero las más representativas son la temperatura y la presión parcial del dióxido de carbono.

- **Depósitos de carbonato e hidróxido de magnesio:** este tipo de escala proviene de la descomposición del bicarbonato de magnesio, en carbonato de magnesio sólido, dióxido de carbono y agua. A temperaturas cercanas a los 100 °C esta descomposición genera hidróxido de magnesio. La solubilidad de estas sales se comporta con respecto a la temperatura de igual manera que el carbonato de calcio, pero con la diferencia que el hidróxido y el carbonato de magnesio son aproximadamente 4 veces más solubles que el carbonato de calcio.
- **Sulfato de calcio:** el sulfato de calcio o yeso es el otro tipo de escala frecuentemente encontrada en las aguas de producción petroleras, generalmente precipita sobre el metal de líneas de flujo. Este tipo de escala forma cristales pequeños por lo que es muy densa, presenta un pico máximo de solubilidad de 40°C y una vez que alcanza dicha temperatura, comienza a decrecer, también se ve afectado por la presencia de sales en el sistema que pueden romper el equilibrio. Esta escala a diferencia de las dos anteriores se efervescen con el ácido a temperaturas normales, por ende su remoción se hace un poco complicada.
- **Sulfato de bario:** ésta es una de las incrustaciones más difíciles de remover y precipita muy fácilmente luego de su formación a partir del ión sulfato y el ión bario debido a su baja solubilidad, este tipo de incrustaciones no aparece frecuentemente en los campos petroleros.

- **Depósitos de sílice:** la sílice en muchos casos ronda los 100 ppm aproximadamente en aguas de producción; se puede presentar como sílice amorfa y como ácido monocíclico. Éste contenido de sales es importante considerarlo en caso de aguas de calderas o en zonas donde exista transferencia de calor, por que dichos depósitos forman una porcelana que actúa como una capa de aislamiento térmico.
- **Depósitos de hierro:** éstos aparecen de dos maneras, como hierro natural o como producto del proceso de corrosión, el cual puede ser soluble o pudiese precipitar debido a la concentración del mismo en el agua, en muchos casos estos depósitos son hidróxidos de hierro o productos generados de la acción corrosiva del ácido sulfhídrico y del ácido carbónico. Este tipo de escala es removida fácilmente y de forma natural por el flujo de agua trayendo como consecuencia un problema aguas abajo, como taponamiento de filtros o de pozos.

2.4.1.4 Prevención de incrustaciones

Los métodos para prevención de escalas son muy diversos y varían dependiendo del volumen de agua a tratar y la disposición final que se vaya dar. Aunque la mayoría consiste en suprimir o eliminar los factores que pudiesen causar nucleación y por ende la formación de incrustaciones, éstos van desde la separación de los sólidos suspendidos hasta el intercambio iónico para separar los iones que causan incrustaciones.

En los sistemas de inyección de agua salada el tratamiento más común es la aplicación de químicos inhibidores, los cuales previenen la formación de incrustaciones manteniendo los iones en solución mediante la formación de un complejo soluble con los aniones y cationes el cual es soluble en agua lo que impide su precipitación y por ende su incrustación en las líneas de flujo o equipos.

Los agentes secuestrantes o inhibidores más ampliamente conocidos son los de polimetafosfatos inorgánicos. También son usados los polimetafosfatos metálicos quienes

actúan mediante un mecanismo conocido como efecto *threstold*, el cual consiste en que una vez que se inicia la precipitación de pequeños cristales sulfato de calcio o carbonato de calcio, los iones de fosfatos los recubren eliminando así la posibilidad de nucleación. Esto trae como ventaja no necesitar el acomplejamiento de todos los iones formadores de escalas.

La desventaja que existe en la aplicación de polifosfatos se debe a la posible reversión o hidrólisis a ortofosfatos hidratados los cuales reaccionan con el calcio para formar fosfato de calcio insoluble, pero a pesar de esta desventaja estos son muy utilizados ya que dicha reversión es generada solo en condiciones muy extremas de pH y temperatura bajo ciertas enzimas. Existen también inhibidores orgánicos cuyos compuestos activos son fosfonatos, fosfatos ésteres. Estos inhibidores al igual que los inorgánicos actúan por la generación del efecto *threstold* pero a diferencia de los inorgánicos el único factor que tiende a desestabilizar es la alta temperatura y en algunos casos la concentración de algunas sales[8].

2.4.1.5 Métodos de remoción de incrustaciones

El principal método para remoción de incrustaciones es la aplicación de productos químicos que la mayoría de los casos son ácidos como sulfúrico y clorhídrico que actúan como agentes corrosivos diluyendo las sales depositadas que forman escalas, en algunos casos se pueden usar bases fuertes como el hidróxido de sodio o agentes acomplejantes como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA). La selección de cada uno de estos compuestos depende en forma directa del tipo de incrustación que se quiera remover.

2.4.1.6 Índices de predicción del carácter agresivo o incrustante de las aguas

Estos fueron calculados a partir de datos experimentales y estadísticos por diversos investigadores que lograron obtener correlaciones empíricas de las variables que más afectan la solubilidad del carbonato de calcio en agua. Los índices de saturación más usados son los siguientes: Langelier, Ryznar, Puckorius, Larson- Skold, Odd-Tomson y Stiff & Davis [10].

- **Método para el cálculo del índice de Langelier**

Este índice fue desarrollado para agua fresca en un intervalo de pH de 6,5 a 9,5 y se calcula haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$LSI = pH_A - pH_S \quad (\text{Ec.2.6})$$

Donde:

LSI= Índice de Langelier

pH_A = pH actual del agua

pH_S = pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcocarbónico del agua.

$$pH_S = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad (\text{Ec.2.7})$$

donde,

$$A = (\text{Log} [\text{TDS}] - 1)/10$$

$$B = -13,12 \times \text{Log} (^\circ\text{C} + 273) + 34,55$$

$$C = \text{Log} [\text{Ca}^{+2} \text{ como } \text{CaCO}_3]$$

$$D = \text{Log} [\text{Alcalinidad como } \text{CaCO}_3]$$

Las constantes empíricas (A, B, C, D) de este índice son calculadas a partir de la fuerza iónica de la solución, la cual expresa una relación entre las concentraciones de cada ión y su valencia respectiva. Un valor positivo en el índice de estabilidad indica que el agua esta sobresaturada y puede precipitar carbonato de calcio y un valor negativo refleja la tendencia a la corrosión de la misma.

- **Método para el cálculo del índice de Ryznar**

Este de igual manera que el de Langelier se basa en la diferencia entre el pH de saturación y el de la muestra a estudiar, salvo con la diferencia que este índice refleja la severidad de incrustación o corrosión presente según el valor que arroje, para determinarlo se utiliza la siguiente expresión:

$$RSI = 2(pH_S) - pH_A \quad (\text{Ec.2.8})$$

Donde:

RSI= Índice de Ryznar

pH_A = pH actual del agua

pH_S = pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcocarbónico del agua (se calcula mediante la Ec.6).

Un índice de 5,5 expresa una cantidad apreciable de $CaCO_3$ que pudiese generar precipitación y un índice de 7,5 será corrosivo. Aunque en líneas generales se puede decir que el agua es corrosiva, si el índice de Ryznar es mayor a 6 e incrustante si es menor a este número.

- **Método para el cálculo del índice de Puckorius**

El índice de Puckorius (Practical Scaling Index) usa el pH de equilibrio en lugar del pH actual del agua para determinar su carácter agresivo o incrustante. De esta manera tiene en cuenta la capacidad tampón del agua. Se trata de un índice con mucha utilidad práctica.

$$PSI = 2(pH_{EQ}) - pH_S \quad (\text{Ec.2.9})$$

Donde:

PSI= Índice de Puckorius

$pH_{EQ} = 1,465 \times \text{Log} [\text{Alcalinidad}] + 4,54$

Un índice de $PSI < 4,5$ expresa una tendencia a la incrustación, mientras que para valores $4,5 < PSI < 6,5$, el rango se considera óptimo (No hay corrosión) y con un índice de $PSI > 6,5$ se produce una tendencia a la corrosión.

- **Método para el cálculo del índice de Larson – Skold**

El índice de Larson ha sido diseñado para los rangos existentes en los Grandes Lagos (Superior, Michigan, Hurón, Eire y Ontario). Es útil para aguas equilibradas y también las depuradas, en especial las aguas frías ($< 20^\circ C$). Con aguas con alcalinidad muy baja (por ejemplo aguas desaladas) o alcalinidad muy alta (aguas subterráneas de Tenerife) no funciona bien.

Las concentraciones de cada una de las especies que intervienen en la fórmula deben expresarse en equivalentes por millón (epm) o lo que es lo mismo en meq/L.

$$IL = ([Cl^-] + [SO_4^{2-}]) / ([HCO_3^-] + [CO_3^{2-}]) \quad (\text{Ec.2.10})$$

- **Método para el cálculo del índice de Oddo- Tomson**

El índice Oddo-Tomson toma en cuenta los efectos de la presión, la presión parcial de dióxido de carbono en el pH del agua y en la solubilidad del carbonato de calcio. Este modelo empírico también incluye las correcciones para la presencia de dos o tres fases (agua, gas, petróleo). La interpretación del índice es la misma escala que para la LSI y el índice de Stiff-Davis.

Mediante Oddo- Tomson el Is puede calcularse entre 32 y 392 °F y entre 14,7 y 20014,7 psia. El tratamiento del algoritmo está más allá de esta nota pero, en resultado final:

- Un Is positivo indica una solución capaz de precipitar CaCO₃.
- Un Is negativo indica una solución que puede ser capaz de disolver CaCO₃

- **Método para el cálculo del índice de Stiff- Davis**

Es una extensión del método de Langelier y es el más utilizado en la industria petrolera.

La ecuación para determinarlo es:

$$SI = pH - (k - PCa - Palk) \quad (\text{Ec.2.11})$$

donde:

K= constante de Stiff-Davis (T,μ).

PCa⁺⁺ = constante función de iones de calcio.

Palk = constante función de la concentración alcalinidad total.

La constante k es una constante empírica usada para varios valores de fuerzas iónicas y temperaturas, al igual que Langelier un valor positivo refleja una tendencia incrustante y un valor negativo expresa la tendencia a la corrosión.

2.4.2.- Corrosión

Puede definirse como el deterioro lento de los metales (y otros materiales), debido a la acción química, particularmente al hierro, por ser el que mas se emplea en los sistemas de abastecimiento de aguas.

El hierro en la naturaleza se encuentra formando óxidos o hidróxidos, siendo ésta su forma más estable, el metal puro tiende a regresar a esta forma, lo que explica la tendencia que tiene a deteriorarse o corroerse.

No sólo los ambientes industriales son responsables por los problemas actuales de corrosión, sino que también la corrosión atmosférica es relevante.

Todo el proceso de corrosión ocurre a través de una serie de reacciones electroquímicas, pero para fines de estudio y mejor comprensión se dividirá en:

- Corrosión electroquímica
- Corrosión galvánica
- Corrosión bioquímica.

2.4.2.1.-Corrosión electroquímica

Es la que se produce cuando se pone en contacto ciertos metales con alto número de electrones de valencia, con otros metales, estos tienden a captar dichos electrones libres produciendo corrosión.

Consiste en las siguientes etapas:

- Reacción anódica:

El hierro, como todos los metales, tiende a emitir iones (Fe^{+2}) cuando está en contacto con el agua. El hierro al ionizarse perderá dos electrones ($2 e^-$) de acuerdo a la siguiente reacción [11]:



Los electrones liberados tienden a formar una “película” alrededor del metal y si existieran factores que eliminaran dicha película, allí cesa la corrosión.

Por otro lado, los iones metálicos saturan el agua y ya no se solubiliza más el hierro, pero éste también es un equilibrio pasajero que se ve alterado por múltiples factores. Puede decirse que cualquier factor que elimine los electrones o los iones metálicos o ambos, será causa de que el proceso de corrosión continúe.

- Reacción catódica

El agua se ioniza de acuerdo a [11]:



Los iones H^+ tienden a combinarse con los electrones de acuerdo a [2+]:



Este hidrogeno naciente, queda adherido a la superficie el tubo, formando una capa gaseosa que protege la tubería; se dice en este punto, que la tubería está polarizada. El equilibrio de la ecuación se alcanza rápidamente, debido a la baja solubilidad del H_2 en el agua. Este equilibrio se rompe rápidamente por la eliminación del hidrogeno debido a una serie de sustancias que tiene el agua, despolarizándose la tubería.

- Despolarización

Como se ha visto la despolarización es la remoción del hidrogeno, debido al oxigeno disuelto en el agua [11].



Al despolarizarse la tubería, ésta queda nuevamente expuesta a la disolución del metal y el proceso de corrosión continua.

- Reacción de los iones metálicos

Los iones metálicos reaccionan con otras impurezas del agua y son eliminados de la solución. Esta remoción se realiza de varias formas:

1.- Los iones de hierro (Fe^{+2}) reaccionan con los OH^- formando hidróxido ferroso insoluble que se deposita como una película sobre la superficie del tubo [11].

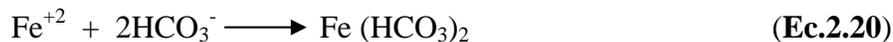


2.- Si no hay anhídrido carbónico presente (CO_2) se produce la reacción con el oxígeno disuelto [11].



La hematita (Fe_2O_3) es más insoluble que el hidróxido ferroso.

3.- Si hay CO_2 presente, ocurren las siguientes reacciones [6]:



El bicarbonato ferroso es muy soluble se distribuye por el agua. Si hay oxígeno disuelto presente, ocurre la siguiente reacción [11]:



2.4.2.2.- Corrosión galvánica o de metales diferentes

Esta corrosión se produce cuando metales diferentes se colocan en un sistema de agua de tal manera que la corriente pueda fluir entre ellos, lo que ocurre, por la diferencia de potencial que existe entre los dos metales.

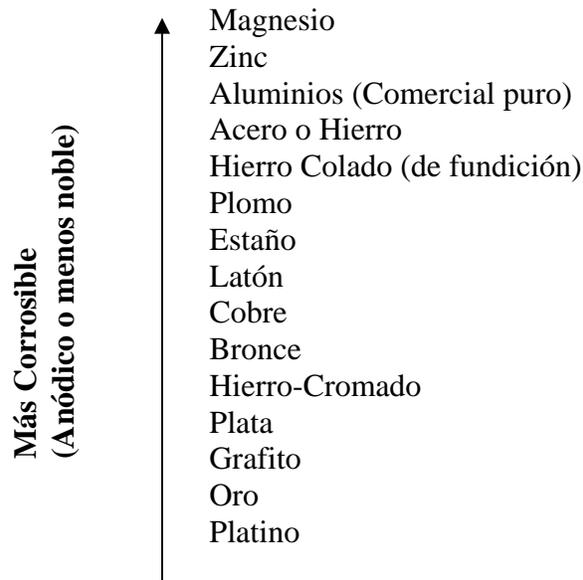


Figura 2.1 Serie galvánica de metales y aleaciones.

La serie anterior nos indica que mientras más arriba esta un metal o aleación, es más corrosivo. Así, si colocamos hierro y cobre en una instalación de agua, el hierro será anódico y se corroerá, el cobre será catódico y quedaría protegido. En cambio si ponemos cobre y bronce, ahora el cobre será anódico y se corroerá y el bronce catódico y quedaría protegido.

Es muy importante tener en cuenta el orden de la serie galvánica para escoger los materiales de la instalación. Así por ejemplo, si una tubería de hierro (gran área anódica) le colocamos una válvula de bronce (pequeña área catódica), el hierro tiende a corroerse, pero como tiene un área muy grande la corrosión es muy lenta.

En cambio, si a una tubería de cobre se le coloca una válvula de hierro, ésta se corroe rápidamente debido a que el área anódica es muy pequeña con respecto al área catódica (corrosión localizada).

2.4.2.3.-Corrosion bioquímica

Es un proceso electroquímico que produce el deterioro de un material metálico en donde se encuentran involucrados microorganismos ya sea iniciando, facilitando o acelerando el

proceso. El 40% de la corrosión interna en ductos de la industria petrolera es atribuida a la actividad microbiana. Debido a las características del agua, los problemas de corrosión asociados a la operación de los sistemas de recuperación secundaria son muy frecuentes y generalmente de origen biótico, produciendo corrosión localizada en el interior de acueductos, tanques, equipos y estructuras en general [12].

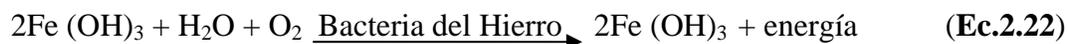
La corrosión microbiana se debe a la presencia de una biopelícula sobre la superficie del metal, ésta se estructura en tres compartimentos: el líquido superficial, la biopelícula y el sustrato (en este caso el metal). Los biofilms influyen en la corrosión debido a que causan cambios químicos en las proximidades de la superficie del metal. Ambos procesos, corrosión y acumulación de biopelícula, son procesos dinámicos. De este modo, la biocorrosión es el resultado neto de la interacción entre varios compartimentos que están inmersos en un flujo dinámico. Entre las bacterias que intervienen en este fenómeno se pueden citar los siguientes grupos: bacterias del hierro, bacterias reductoras de sulfato y bacterias de azufre.

2.4.2.3.1.-Bacterias de hierro

El grupo de bacterias del hierro son autotróficas, es decir, utilizan hierro inorgánico para satisfacer sus requerimientos alimenticios. En este grupo se tiene las siguientes:

crenatrix, *leptotrix*, *espirofilum* y *cocobacilos*. La más común de todas es la *crenatrix poli spora* y esta puede causar corrosión en dos formas:

1) Utilizando la energía proveniente de la oxidación del hidróxido ferroso o hidróxido férrico, como se muestra en la ecuación [11]:

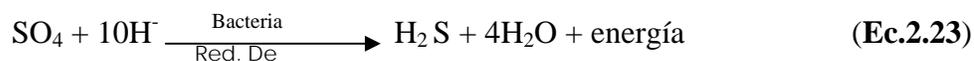


2) Acumulando el $\text{Fe}(\text{OH})_3$ sobre ellas, para formar una envoltura.

Estas envolturas y las *cenotrix* muertas, se depositan en las paredes de la tubería formando incrustaciones biológicas, debajo de las cuales se forman zonas anaeróbicas que favorecen la multiplicación de las bacterias reductoras de sulfato.

2.4.2.3.2.-Bacterias reductoras de sulfato (BSR)

Comprenden varios grupos de bacterias que utilizan el sulfato como agente oxidante, reduciéndolo a sulfuro y son las que probablemente causan más problemas en los sistemas de inyección. La mayoría pueden también utilizar compuestos de azufre oxidados tales como sulfito y tiosulfato o azufre elemental, utilizándolos como aceptores de electrones. Es un metabolismo disimilativo de azufre puesto que no se asimila ningún compuesto orgánico. El *espirilo desulfovibrio desulfuricans* actúa sobre los iones sulfato e hidrogeno, reduciendo el sulfato a acido sulfhídrico y agua, utilizando la energía liberada en su proceso metabólico [11,13]:



O se escapa a través de los poros del hidróxido férrico y es oxidado a acido sulfúrico por las bacterias del azufre.

Las BSR pueden vivir en grupos o colonias fijadas a superficies sólidas o suspendidas en el agua. Las bacterias fijadas a la superficie son llamadas bacterias sésiles, cuando ellas están suspendidas en el agua se denominan bacterias planctónicas. Generalmente se encuentran formando parte de un consorcio con las bacterias productoras de “*slime*” o de exopolímeros, las cuales contribuyen a la generación de la biopelícula. Una vez integrada, la biopelícula se convierte en un micronicho donde el metabolismo de los aerobios presentes ocasiona una disminución importante del oxígeno, provocando un ambiente anóxico, propicio para el desarrollo de las BSR [13].

2.4.2.3.3.-Bacterias del azufre

Entre estas se tienen la *Tiobacillus* y *Beggiotoa alba*. La oxidación del H₂S se hace en dos etapas para obtener la energía necesaria para su proceso metabólico [11].



2.5.- CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS

La razón por la cual las bacterias producen muchos problemas, es que pueden multiplicarse con increíble rapidez. Algunas pueden multiplicar su población en 20 minutos bajo condiciones ideales, lo que significa que una bacteria sola puede convertirse en una floreciente colonia de millones de bacterias en unas pocas horas.

Hay bacterias que pueden resistir un amplio rango de temperatura -10 a 99 °C , valores de pH de 0 a 10,5; y concentraciones de oxígeno de cero (0) a casi 100% de oxígeno. Sin embargo, en el caso de los sistemas de aguas efluentes de deshidratación del petróleo, ellas crecen mejor en un rango de pH de 5,00 a 9,00 y a temperaturas menores de 82 °C, prefieren aguas frescas pero pueden crecer muy bien en aguas saladas. Además son extremadamente adaptables y resistentes.

Las bacterias reductoras de sulfato requieren de un número de nutrientes para crecer, algunos de los principales son:

- Carbono: las bacterias reductoras de sulfato son heterotróficas, esto significa que todas o la mayoría de las células se derivan de sustancias orgánicas y que ellas generan CO₂ cuando crecen. Utilizan materiales orgánicos disueltos en el agua tales como ácidos orgánicos o alcoholes como fuente de carbono.
- Nitrógeno y fósforo.
- Hierro disuelto: tienen requerimiento de altas concentraciones de hierro disuelto.

- Sulfato, sulfito, bisulfito o tiosulfato: aunque el diagnóstico primario de las bacterias reductoras de sulfato es que ellas crecen con sulfato reduciéndolo a sulfuro [11].

2.5.1.- Curva del crecimiento bacteriano

La curva del crecimiento bacteriano resulta de la representación gráfica de la determinación periódica del número de células viables por mililitro que existen en un líquido inoculado con células microbianas provenientes de un cultivo que ha crecido previamente hasta la saturación [14].

Dicha curva se divide en cuatro fases, como se representa en la figura 2.4.1, mismas que se simbolizan con letras de la A a la D. A continuación también se muestra un cuadro con las características principales de cada fase y se desarrollan las fases más relevantes.

Tabla 2.4.1 Fases del crecimiento bacteriano [14].

Parte de la Curva	Fase	Tasa de Crecimiento.
A	Rezago	Cero
B	Exponencial	Constante
C	Estacionaria	máxima Cero
D	Declinación	Negativa (muerte)

A: Fase de rezago

Este periodo consiste en la adaptación de las células microbianas a su nuevo ambiente. En esta fase, las células microbianas se encuentran empobrecidas en cuanto a metabolitos y enzimas, debido a las condiciones desfavorables que representaba el cultivo previo.

Por lo anterior, en este lapso se forman las enzimas y los metabolitos intermedios hasta alcanzar las concentraciones necesarias para reiniciar el crecimiento.

Este periodo se puede prolongar en el caso de que el medio de cultivo previo y las condiciones actuales resulten tan diferentes que las células sean genéticamente incapaces de sobrevivir, por lo que sólo unas cuantas mutantes podrán subsistir, y obviamente se requerirá más tiempo para que éstas se multipliquen lo suficiente y sea notorio el aumento de células.

B: Fase exponencial

Como el nombre lo indica, en esta fase las células se encuentran en un estado de crecimiento sostenido.

Se sintetiza nuevo material celular a una tasa constante, pero este material es en sí catalítico y la masa aumenta de manera exponencial. Lo anterior continua hasta que uno o más nutrimentos se agoten, o hasta que se acumule tal cantidad de metabolitos tóxicos que se inhiba el crecimiento. El nutrimento limitante para los organismos aerobios suele ser el oxígeno: cuando la concentración bacteriana es de aproximadamente 1×10^7 por ml es necesario incrementar el ingreso de oxígeno mediante agitación o burbujeo; pero cuando la concentración alcanza 4 o 5×10^9 bacterias por ml, la tasa de difusión de oxígeno no puede satisfacer las demandas aun en un medio aireado, por lo que el crecimiento disminuye progresivamente. Durante el crecimiento exponencial, la tasa de crecimiento de las células (medida en gramos de biomasa producida por hora), cuando el crecimiento no es limitado por los nutrimentos, se puede obtener multiplicando la constante de la tasa de crecimiento (k) por la concentración de biomasa. La constante de la tasa de crecimiento es la tasa a la cuál las células producen más células, y el valor que esta toma se interpreta como los gramos de biomasa producidos por cada gramo de biomasa preexistente creados en una hora.

El crecimiento se denomina exponencial porque la biomasa se incrementa exponencialmente con respecto al tiempo. De lo anterior se deriva que, si se grafica el logaritmo de la concentración de la biomasa (o celular) en función del tiempo, como ocurre en la curva del crecimiento, se obtiene una línea recta como representación de esta fase.

Esta fase puede prolongarse indefinidamente si las células se transfieren repetidamente a un medio nuevo (fresco) de composición idéntica al anterior, lo cual se logra de manera automática mediante dos aparatos: el quimiostato y el turbidostato.

C: Fase estacionaria máxima

Como se explicó en la descripción de la fase anterior, ante el agotamiento de nutrientes en el medio o la acumulación de metabolitos tóxicos, el crecimiento cesa por completo después de un periodo de decrecimiento en la tasa de crecimiento, lo cual corresponde a la fase D.

No obstante, por lo general en esta fase se puede observar recambio celular, lo cual se debe a que, aunque existe una pérdida lenta de células por muerte, dicha pérdida se compensa exactamente por la formación de nuevas células a través de crecimiento y división. Así, la cifra de células viables se mantiene constante, aunque en realidad en el conteo aumenta poco a poco el número de células, si se cuentan también las muertas.

Para comprender lo anterior se debe considerar que, para una célula microbiana, muerte significa la pérdida irreversible de la capacidad para reproducirse (crecer y dividirse), lo cual se comprueba cuando una célula es incapaz de producir una colonia en cualquier medio. De lo anterior se deriva que designar a una célula microbiana como muerta no implica su destrucción física.

La duración de esta fase depende de la naturaleza del microorganismo y de las condiciones del medio.

D: Fase de declinación

Esta fase, también conocida como fase de muerte, representa el decremento de células debido al aumento progresivo de la tasa de mortalidad, misma que tarde o temprano alcanza un valor sostenido.

Por lo general, una vez que la mayoría de las células ha muerto, la tasa de mortalidad disminuye bruscamente, por lo que un número pequeño de sobrevivientes pueden persistir en cultivo por meses o años. Dicha persistencia puede deberse a que las células consiguen

crecer gracias a los nutrientes liberados por las células que mueren, observándose recambio celular.

Un cultivo bacteriano simple y homogéneo tiene un ciclo de crecimiento como el que se representa en la figura 2.1:

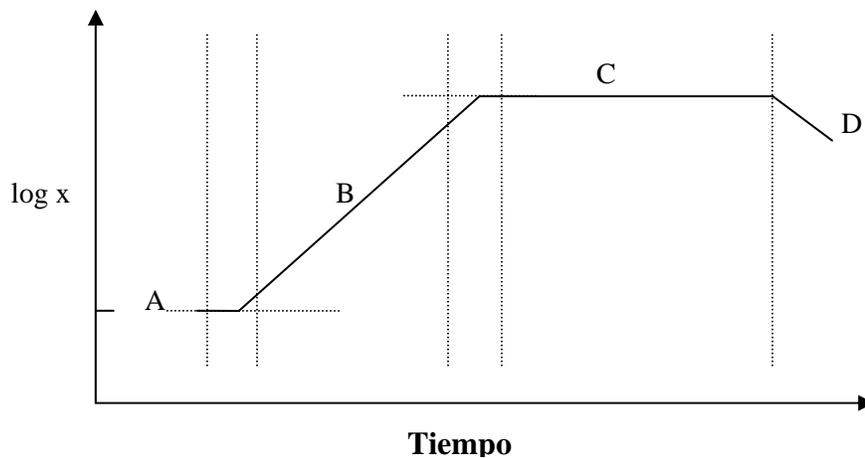


Figura 2.2. Ciclo de crecimiento microbiano, fase: A, adaptación; B, exponencial; C, estacionaria; D, declinación [14].

2.6.-TRATAMIENTOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y BIOLÓGICOS MÁS USADOS EN EL ACONDICIONAMIENTO DE AGUAS EFLUENTES

Es el conjunto de los procesos destinados a alterar las propiedades o la composición física, química o biológica de los efluentes líquidos, de manera que se transformen en vertidos inocuos más seguros para su transporte, capaces de recuperación y almacenaje, o más reducidos en volumen.

La utilización de los procesos fisicoquímicos y/o bioquímicos para el tratamiento de efluentes industriales líquidos ocurrió históricamente, con posteridad a la utilización masiva de procesos industriales; es decir, fue de mayor interés para la humanidad la producción antes de tomar en cuenta el procesamiento y transformación de los materiales que producían un impacto negativo sobre el ambiente.

2.6.1 Tratamientos químicos

2.6.1.1 Clarificación de las aguas efluentes

Es el proceso mediante el cual se separa el petróleo libre, emulsionado y sólidos suspendidos del agua que se drena de los equipos separadores antes de disponerla a su destino final.

Es uno de los métodos más empleados de separación sólido-líquido. La eliminación de una gran proporción de estas impurezas se lleva a cabo por sedimentación, sin embargo, debido a que muchas de las impurezas son demasiado pequeñas para obtener un proceso de eliminación eficiente por sedimentación basado en la gravedad, es necesario usar una unidad de clarificación donde la eficiencia de la separación se incrementa a través de la coagulación, floculación y sedimentación [7].

2.6.1.1.1 Coagulación/floculación

Es un proceso químico unitario empleado en el tratamiento de aguas que persigue alterar el estado de los sólidos filtrables y en suspensión para facilitar su separación mediante sedimentación. Una suspensión coloidal es un conjunto de partículas de pequeña dimensión (del orden de mili- y decena de micras) que soportan cargas eléctricas del mismo signo repartidas en su superficie. Estas partículas en suspensión forman parte de las impurezas del agua causantes de turbidez y color (por ejemplo arenas, arcillas, cienos, partículas orgánicas...) y se caracterizan por su gran estabilidad ya que las repulsiones electrostáticas entre los coloides impiden su agregación en partículas mayores sedimentables [7,15].

- **Coagulación**

Se define la coagulación como la desestabilización producida por compresión de las dobles capas eléctricas que rodean a todas las partículas coloidales y se consigue al neutralizar las cargas eléctricas de la suspensión coloidal. De esta forma dejan de actuar las fuerzas de repulsión y las partículas coloidales comienzan a agregarse. Los productos químicos que se

utilizan para favorecer la coagulación de las partículas coloidales suelen ser sales de hierro y aluminio ($[(Al_2(SO_4)_3)]$, $[(Fe_2(SO_4)_3)]$, $[FeCl_3]$).

- **Floculación**

Es una operación basada en la agregación de las partículas coloidales previamente desestabilizadas en la etapa de coagulación, formando partículas de mayor tamaño (flóculos) que permitan su sedimentación. La formación de estos flóculos se favorece con la adición de polielectrolitos que se caracterizan por moléculas orgánicas poliméricas que son ionizables. Estos compuestos forman puentes entre las partículas, dando lugar al fenómeno de floculación con partículas de mayor tamaño que resultan sedimentables.

La floculación ocurre por tres fenómenos ^[13+]:

- Fuerzas de Van der Waals: es la atracción gravitatoria entre la masa de una partícula y la masa de otra, causando su unión cuando ellas se acercan.
- El atrapamiento de las partículas en un flóculo naciente.
- Adsorción química: formación de puentes químicos entre moléculas.

2.6.1.1.2.-Materia en suspensión y coloides

En la fase líquida del agua pueden encontrarse dos tipos de sólidos: los sedimentales y los coloidales [16]:

- **Sólidos sedimentales**

Las suspensiones en las cuales el material particulado es más pesado que el agua, tiende a sedimentar al fondo como resultado de la fuerza de gravedad en el proceso de sedimentación. La velocidad de sedimentación de las partículas suspendidas en el agua puede reducirse al punto donde los sólidos sedimentarían por gravedad. La tasa de velocidad de sedimentación de las partículas es afectada por su forma y tamaño, gravedad específica, así como por la viscosidad y gravedad específica del líquido donde se encuentran y de las corrientes dentro del recipiente.

- **Sólidos coloidales**

En el agua existen otras partículas finas llamadas coloides las cuales constituyen una parte importante en la contaminación y producen principalmente turbidez y color al agua. Los coloides son partículas normalmente menores a un micrón que se mantienen en suspensión aún en condiciones de reposo por un tiempo determinado. Una característica distintiva entre las partículas de dimensiones coloidales y sedimentables es la relación del área superficial y la masa. Para los materiales coloidales esta relación es muy alta (gran área superficial, baja masa).

2.6.2 Tratamientos físicos

2.6.2.1 Sedimentación

Consiste en la eliminación de sólidos suspendidos en el agua por asentamiento gravitatorio. Para que ocurra la sedimentación, la velocidad del agua debe reducirse a un valor tal que los sólidos se asienten por gravedad si es suficientemente grande el tiempo de retención en el tanque de sedimentación. La velocidad de asentamiento de las partículas está determinada por su tamaño, forma, densidad, así como por la naturaleza del líquido a través del cual se asientan.

El agua floculada pasa a la fase de sedimentación, etapa final del proceso de clarificación. Después de la floculación a medida que los flóculos aglomerados son decantados, el agua clarificada eleva su poder para separar el sedimento. El proceso no es cien por ciento eficiente, el agua clarificada contendrá algo de material en suspensión, como forma de flóculos de arrastre, los cuales pueden ser removidos mediante filtración.

En el tratamiento de aguas, los procesos de sedimentación utilizados son **[16]:**

- **Tipo I**

Para sedimentar partículas discretas no floculadas en una suspensión diluida. Esto puede presentarse debido a la simple decantación de aguas superficiales antes del tratamiento por filtración de arena.

- **Tipo I**

Para sedimentar partículas floculadas en una suspensión diluida. Esto puede presentarse después de la coagulación química y floculación, donde a las partículas no discretas se les ayuda químicamente a coagular.

2.6.2.2 Filtración

La filtración es la separación de una mezcla de sólidos y fluidos que incluye el paso de la mayor parte del fluido a través de un medio poroso, que retiene la mayor parte de las partículas sólidas contenidas en la mezcla. El medio filtrante es la barrera que permite que pase el líquido, mientras retiene la mayor parte de los sólidos, los cuales se acumulan en una capa sobre la superficie o filtro (torta de filtración), por lo que el fluido pasará a través del lecho de sólidos y la membrana de retención.

El sistema de filtración va desde un simple colado separaciones altamente complejas. El fluido puede ser un líquido o un gas; las partículas sólidas pueden ser gruesas o finas, rígidas o plásticas, redondas o alargadas, individuales separadas o agregados. La suspensión de alimentación puede llevar una fracción elevada o muy baja de sólidos.

En algunos casos, la separación de las fases debe ser prácticamente completa; en otros se desea una separación parcial, por lo que se han desarrollado numerosos filtros para las diferentes situaciones.

Termodinámicamente, un filtro es un sistema de flujo. Por medio de una diferencia de presión aplicada entre la entrada de la suspensión y la salida del filtrado, la suspensión circula a través del aparato, en el cual se depositan los sólidos presentes en el flujo, formando un lecho de partículas, por el que debe seguir circulando la suspensión filtrar.

El filtrado pasa a través de tres clases de resistencia en serie **[16]**:

- Las resistencias de los canales que llevan la suspensión hasta la cara anterior de la torta y el filtrado desde que sale del medio filtrante.
- La resistencia correspondiente a la torta.

- La resistencia correspondiente al medio filtrante.

Con respecto a la distribución de la caída global de presión, se observa que por ser éste un flujo en serie, la diferencia de presión total en el filtro puede igualarse a la suma de las diferencias de presión individuales. En un filtro bien diseñado las resistencias de las conexiones de entrada y salida son pequeñas y pueden despreciarse en comparación con la resistencia de la torta y del medio filtrante. Al incrustarse las primeras partículas en las mallas del medio filtrante, se produce una resistencia adicional que afecta al flujo posterior.

La resistencia total que se establece sobre el medio, incluyendo la de las partículas incrustadas, se llama resistencia del medio filtrante y es importante durante los primeros momentos de la filtración. La resistencia que ofrecen los sólidos y que no se debe al medio filtrante, se llama resistencia de la torta. La resistencia de la torta es cero al iniciar la filtración, a causa de la deposición continua de sólidos sobre el medio, esta resistencia aumenta continuamente con el tiempo filtración.

La caída total de presión del filtro, es equivalente a la suma de las presiones generadas por el filtro, la torta y el medio.

Al despreciar la resistencia de las conducciones, la caída total de presión del filtro en cualquier momento, es igual a la suma de las diferencias de presiones sobre el medio y la torta.

2.6.3 Tratamiento biológico

Los daños por corrosión bacteriana pueden ser minimizados con el empleo de productos químicos denominados microbiocidas, capaces de alterar el metabolismo de la bacteria reduciendo su actividad. Este tratamiento con microbiocidas controla a los microorganismos en una gran variedad de formas: Algunas alteran la permeabilidad de la pared celular, por lo tanto interfieren con los procesos vitales del microbio. Otros penetran en la pared celular y coagulan las proteínas; algunos inhiben las reacciones metabólicas enzima - substrato, y finalmente los oxidantes que reaccionan químicamente con los grupos proteicos, produciendo una pérdida de la actividad enzimática y subsecuentemente la muerte rápida de la célula. Estos bactericidas son aplicados en forma de choques

periódicos, generalmente a la succión de las bombas, para aprovechar la capacidad mezcladora de la turbulencia generada en esta zona [13].

2.6.3.1 Tratamiento de bacheo

Consiste en la aplicación de una gran cantidad de producto químico (Biocidas, inhibidores, dispersantes y solventes), con la finalidad de eliminar los depósitos de parafinas, asfaltenos, bacterias y/o sales incrustadas, recuperando el sistema de producción hasta su capacidad nominal. El volumen de químico y la frecuencia de aplicación de los tratamientos de bacheo, dependerá principalmente de la gravedad del problema. Una vez eliminados los depósitos, la inyección continua es el método costo-efectivo más adecuado para mantener un sistema libre de deposiciones que puedan afectar la producción.

2.7. ASPECTOS GENERALES DE LAS EMULSIONES

2.7.1 Definición

Una definición sencilla de una emulsión es “Una dispersión de un líquido (fase dispersa) en forma de pequeñísimas partículas en el seno de otro líquido (fase continua) con el que no es miscible”. Las emulsiones se clasifican en directas, inversas ó múltiples [17].

2.7.1.1 Las emulsiones directas

Fase continua es hidrofílica (normalmente agua). Estas emulsiones suelen denominarse L/H o O/W. Ejemplos son además de las emulsiones bituminosas, la leche, la mayonesa, algunos tipos de pinturas, y muchos productos alimentarios y fitosanitarios.

2.7.1.2 Las emulsiones inversas

Son las que la fase dispersa es una sustancia hidrofílica y la fase continua es lipofílica. Estas emulsiones suelen denominarse con la abreviatura H/L o W/O. (Como ejemplos pueden citarse las margarinas, fluidos hidráulicos y la mayoría de las cremas cosméticas).

2.7.1.3 las emulsiones múltiples

Son las que como fase dispersa contiene una emulsión inversa y la fase continua es un líquido acuoso. Estas emulsiones se conocen como H/L/H o W/O/W. (Este tipo de emulsiones es utilizado básicamente en farmacia, al permitir obtener una liberación retardada de los medicamentos).

2.7.2 Emulsiones petróleo-agua

Las emulsiones de petróleo y agua pueden encontrarse en cuatro formas diferentes, descritas a continuación [18]:

- **Agua en petróleo w/o (emulsión normal)**

Consiste en partículas de agua dispersas en una fase continua de petróleo. Este tipo de emulsión comprende aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes en la industria petrolera. El contenido de agua puede variar entre 0,1 y 80%, pero generalmente se encuentra entre 10 y 35%.

- **Petróleo en agua o/w (emulsión inversa)**

Consiste en glóbulos de petróleo disperso en una fase continua de agua. Este tipo ocurre en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la industria petrolera.

- **Petróleo en agua en petróleo o/w/o (emulsión compleja)**

Estas emulsiones raras veces se encuentran. Los glóbulos de petróleo están dispersos en glóbulos más grandes de agua los cuales a su vez están dispersos en la fase continua de petróleo.

- **Agua en petróleo en agua w/o/w**

Los glóbulos de agua están dispersos en glóbulos más grandes de petróleo, los cuales a su vez están dispersos en una fase continua de agua.

2.8 TRATAMIENTO DE LOS EFLUENTES RESIDUALES ACEITOSOS

Los efluentes residuales aceitosos son consecuencia de los procesos de deshidratación del petróleo, donde pequeñas cantidades de crudo o aceite forman una fase dispersa de emulsiones, las cuales se combinan para formar [19]:

- Aceite libre, no emulsionado.
- Aceite estable emulsionado.
- Sólidos insolubles como arenilla, finos de metales, etc.

La separación y extracción del aceite se puede dividir en dos procesos:

- Separación por gravedad del aceite libre.
- Tratamiento químico y separación del aceite emulsificado por procesos de flotación con aire.

El aceite libre y los sólidos insolubles se separan físicamente mediante separación por gravedad, usando un separador por gravedad API o un separador de placas CPI.

2.8.1 Separadores de aceites y grasas

Los separadores de aceites y grasas son de los primeros equipos utilizados para el tratamiento de los efluentes de producción petrolera, su función es separar el agua de los aceites, permitiendo la recuperación de ambos en altos porcentajes. La elección de éstos dependerá del tipo de aceite contaminante, su condición bien sea libre o emulsionada.

2.8.1.1 Tanques desnatadores (skimmer)

Son tanques que operan a una presión ligeramente superior a la atmosférica mediante inyección de nitrógeno. Tiene como objeto separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de *skimming*; el agua contaminada asciende a través de la columna central por orificios radiales entre dos platos dentados que favorecen la separación del hidrocarburo, el que queda en la parte superior del tanque, mientras el agua tiende a descender para depositarse en la zona inferior del mismo. Está diseñado para que el agua que lo abandona no tenga más de 100 ppm de hidrocarburos.

El tanque opera completamente lleno y a caudal constante. El hidrocarburo se extrae por rebalse y se envía al tanque *skim oil*, mientras que el agua es enviada hacia la unidad de flotación [20].



Figura 2.3. Vista externa de tanques desnatadores [21].

2.8.1.2 Separadores de placas corrugadas

Son equipos cuyo objetivo es la separación del hidrocarburo libre presente en la corriente de agua (figura 2.4). Por ruptura de moléculas en placas coalescentes, el aceite es llevado a la superficie por simple gravedad, para ser removido. Frecuentemente es utilizado en refinerías, petroquímicas, terminales aéreas, terrestres o marítimas o a pequeña escala como talleres automotrices, maquinaria, manufactura, etc. La capacidad de este equipo varía de 5 a 1.200 gpm [22].

El Separador de agua-aceite de placas corrugadas opera de la siguiente manera:

1. Cuando el agua de desecho entra al separador (*oily water influent*), la velocidad es reducida, permitiendo que los sólidos se precipiten al fondo a través de la trampa de arena (*Sand trap*) y las gotas de aceite suspendidas floten a la superficie.
2. Seguidamente, el influente pasa por un amortiguador (*distribution weir*) que distribuye el flujo hacia las placas corrugadas coalescentes (CPI Plate Pack). Estas placas tienen la forma de un panal de abejas y logran atrapar al aceite libre. Y cuando el tamaño de la partícula sea lo suficientemente grande, lo dejará escapar hacia la superficie.
3. El aceite removido es llevado hacia el vertedero ajustable (*Adjustable oil weir*) por simple gravedad para ser retirado (*primary oil removal*).
4. El agua que pasó por estas placas es enviada hacia la salida (*Effluent*). No sin antes ser forzado el paso para liberar el efluente de sólidos sedimentables y/o flotantes que hayan escapado al proceso.
5. El vertedero del efluente es ajustable (*Adjustable effluent weir*) con el fin de manipularlo cada vez que exista la posibilidad de aceite en el agua ya tratada. Este aceite se descargará por la salida destinada (*Secondary oil removal*).
6. Los lodos (si llegara a haber) se descargarán por efecto de vasos comunicantes por las salidas destinadas para ello (*Primary & secondary solid removal*).

Es muy importante resaltar que no contiene partes móviles, por lo cual es libre de mantenimiento y como opera por gravedad no requiere electricidad. Además, gracias a sus placas coalescentes, tienen un tiempo de retención de 3 a 10 minutos; otros equipos necesitan de 1 a 3 horas para lograr a misma capacidad de remoción [22].

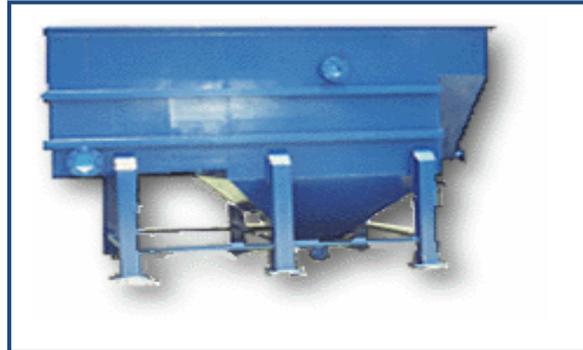


Figura 2.4 Vista externa de un separador de placas corrugadas [22].

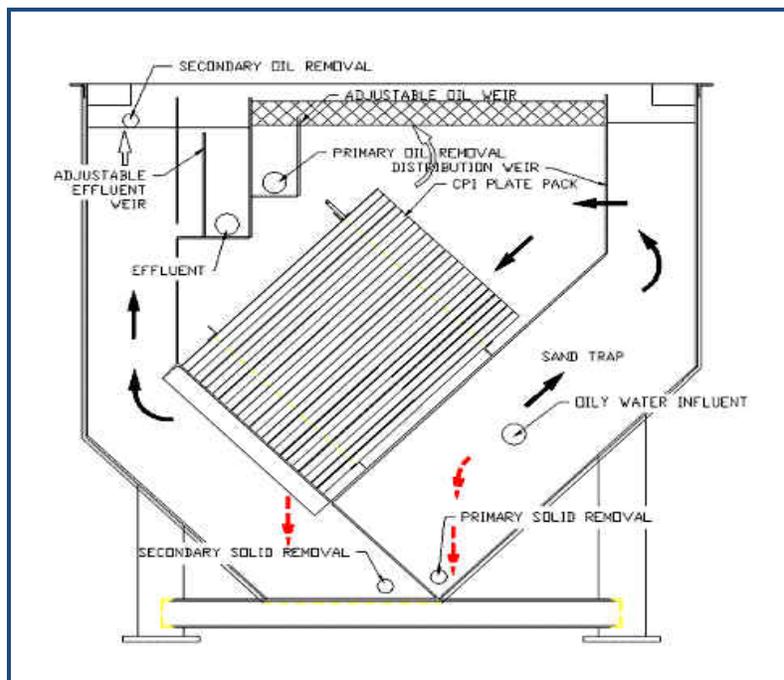


Figura 2.5 Vista interna y funcionamiento de un separador de placas corrugadas [22].

2.8.1.3 Separadores API

Los separadores API son tanques rectangulares diseñados para la separación del crudo disperso en las aguas de formación, normalmente son las primeras unidades de tratamiento de las aguas provenientes del proceso de deshidratación de crudo (figura 2.5). En estos tanques el aceite flota en la superficie por efecto de la gravedad, es decir, el crudo es menos denso que el agua.

Está formado básicamente por dos secciones: la sección de entrada y los canales de separación, con un sistema de amortiguación entre ambas, a fin de evitar que el agua entre con turbulencia a los canales de separación. La sección de entrada está formada por un canal de pre-separación, además debe contar con un sistema de retiro de contaminantes tales como hojas, palos, etc., y de barreras de retención y recolección de crudo libre. La siguiente sección esta conformada por los canales de separación de las gotas de crudo con un diámetro determinado para las cuales se determina la velocidad de ascenso por medio de la ley de Stokes. Estos canales deben contar con sistemas de distribución de flujos, remoción de crudo y lodos sedimentales.

Los separadores API están diseñados para separar glóbulos de aceites de las de 0,015cm. Idealmente, estos separadores se diseñan con los límites siguientes [23]:

- La velocidad horizontal no debe exceder de 0,91 m/min (3 pies/min).
- La profundidad del separador varía entre 0,91 y 2,4 m (3 y 8 pies).
- La razón profundidad/ancho es de 0,3 y 0,5.
- El ancho esta entre 1,8 y 6,1 m (6 y 20 pies).

Es importante recalcar que los separadores API son de tecnología sencilla de operar y de fácil mantenimiento respecto a los separadores de placas, pero tiene como desventaja los elevados costos de instalación y mantenimiento, problemas de olores y vapores, además no elimina impurezas solubles.

2.8.2 Filtros

Son equipos que permiten la remoción de hidrocarburos y sólidos en emulsión que no pudieron ser removidos en los procesos anteriores. Se basan en el principio de hidrodinámica, adhesión y atracción molecular para atrapar contaminantes.

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

A continuación se presentan los tipos de filtros más utilizados en la industria [24].

- **Filtros de tierra diatomeas**

Son un tipo de unidades de filtrantes usadas en algunos sistemas de clarificación. La tierra diatomácea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. Se mezcla con agua y se coloca dentro del filtro, donde se deposita sobre un matiz de soporte o lienzo. Este lecho poroso de tierra diatomácea actúa como medio de filtrado. Durante la operación, se adiciona continuamente algo de tierra diatomácea al agua para mantener la porosidad de la torta del filtro. El filtro se opera hasta que la caída de presión del filtro alcance un nivel preestablecido. Entonces se retrolava y tanto el medio filtrante como el material filtrado se desechan.

- **Filtros de cartuchos**

Estos filtros de cartuchos por lo general utilizan cilindros de material poroso tal como papel, metal perforado, sintetizado, piedra o están formados por fibras tejidas de materiales sintéticos tales como polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante. En la operación normal, los cartuchos se montan dentro de un recipiente de baja presión y a través de ellos

se procesa el agua para ser filtrada. En su paso a través del medio poroso del cartucho, los sólidos son removidos por colado superficial de las partículas y en algunas instancias, dependiendo de la construcción del cartucho, por mecanismos de filtración profunda. Los filtros de este tipo, a causa de su construcción y tamaño, normalmente se usan sólo donde el pretratamiento ha producido aguas de gran calidad y los volúmenes que se vienen procesando son bajos. De aquí que su uso este generalmente limitado a situaciones especiales tales como aquellas donde los requerimientos de calidad del agua son especialmente exigentes o donde es necesario un seguro entre la ultima etapa de tratamiento y el pozo de inyección.

- **Filtros de cáscara de nuez**

Estos filtros fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convenientemente usados. El es de 100 % cáscara de nuez negras, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración; además operan al doble de la tasa de flujo de los filtros convencionales en la misma aplicación y pueden remover hasta más de tres veces la cantidad de los sólidos antes de que se requiera limpiarlos (figura 2.6). En los campos petrolíferos se emplean los filtros de cascara de nuez para eliminar los sólidos suspendidos y los hidrocarburos del agua producida.

Los sistemas de filtrado de cáscara de nuez brinda el doble de la eficiencia de los filtros convencionales, elimina del 95 al 98% de los sólidos de tamaño mayor a 2 micrones, además reduce del 90-95% de aceites (hidrocarburos insolubles) y su diseño mejorado con medio filtrante permanente de cáscara de nuez reduce los costos operativos.



Figura 2.6. Vista externa de un filtro de cáscara de nuez [21].

CAPITULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA Y BACTERIOLOGICA DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.

La caracterización fisicoquímica de las aguas fue realizada directamente en campo con un equipo de laboratorio portátil. Para aquellos parámetros donde no se contaba con la disponibilidad del equipo, se tomaron las muestras y fueron llevadas al Laboratorio de Análisis Químico y el Laboratorio de Sistemas Dispersos de la Universidad de Oriente para su posterior determinación; las muestras fueron tomadas adecuadamente y conservadas hasta el momento de ser analizadas.

Los puntos de muestreo fueron los siguientes: a) salida del tratador de la estación SAEDIII, b) descarga del tanque de la estación SAEDIII cuando no se estaba bombeando agua desde la fosa SAEDIII y c) descarga del tanque de la estación SAEDIII luego de haberse bombeado agua de la fosa. La intención de estos puntos de muestreo es observar la diferencia de los parámetros fisicoquímicos cuando se ha suministrado agua de las fosas y cuando no se cumple este proceso; también se tomaron muestras en la fosa activa SAEDIII, la fosa activa SAEDII y la fosa inactiva AM-42.

Los análisis en campo se realizaron aplicando los métodos estándares APHA Vigésima Edición, y para los análisis fisicoquímicos en el laboratorio se aplicaron las normas COVENIN.

La caracterización bacteriológica para este trabajo se basó únicamente en las bacterias reductoras de sulfato planctónicas debido a la disponibilidad de cultivo y a que son las que más problemas generan en las plantas de tratamiento de agua adicional a su actividad metabólica. El cultivo de las bacterias se realizó aplicando el método de dilución en serie bajo la norma API RP-38[25].

3.1.1 Determinación de aceites y grasa (norma COVENIN 2831-02 Aguas naturales, industriales y residuales) [27].

- Tomar un beaker de 150 ml colocar en la estufa eléctrica y dejar secar por lo menos 20 minutos a 100 °C.
- Sacar y colocar en el desecador por 20 minutos.
- Pesar el beaker (Pi).
- Tomar 400 ml de la muestra (V) y agregarle 10 ml de HCl 1:1 N, para destruir la materia orgánica.
- Agitarla durante 10 minutos.
- Tomar un embudo de separación de 1 litro y agregar los 400 ml de muestra.
- Agregarle 20 ml de cloroformo, mezclar vigorosamente.
- Colocar el embudo de separación en un soporte universal y abrir la tapa para que salgan algunos gases formados por la mezcla.
- Dejar reposar el embudo durante 30 minutos para que ocurra la separación de la mezcla.
- Pasado el tiempo se abre la llave, se recoge la primera fase que es el aceite o grasa y se filtra en el beaker previamente secado y pasado.
- Agregar 20 ml más de cloroformo, se deja reposar repitiendo el procedimiento de ser necesario se hacen 3 lavados, hasta que quede solamente la segunda fase que debe ser solo agua.

- Colocar el beaker en la plancha de calentamiento y ebulir hasta secar.
- Enfriar el beaker en el desecador durante 20 minutos y pesar (Pf).
- Aplicar la ecuación 3.1 para determinar el contenido de aceites y grasa.

$$\text{Contenido de Aceites y Grasas} = \frac{(P_f - P_i) \times 1000}{v} \quad (\text{Ec.3.3})$$

$$\text{Contenido de Aceites y Grasas} = \frac{(97,84 - 97,755) \times 1000}{0,01} = 222,5 \text{ ppm}$$

De la misma forma se calculó para cada una de las muestras. El valor tomado para este cálculo pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están reportados en la tabla 4.1.

3.1.2 Determinación de sólidos (norma COVENIN 2461-87: Aguas naturales, industriales y residuales) [28].

1. Sólidos totales

- Tomar un beaker de 40 ml colocar en la estufa eléctrica y dejar secar por lo menos 20 minutos a 100 °C.
- Sacar y colocar en el desecador por 20 minutos.
- Pesar el beaker (Pi).
- Tomar 10 ml de la muestra bien mezclada (V).
- Verter los 10 ml de muestra en el beaker previamente secado, pesado e identificado.
- Colocar en una plancha de calentamiento y ebulir hasta secar.
- Colocar en la estufa el beaker durante una hora a una temperatura entre 100 y 120 °C.
- Enfriar el beaker en el desecador durante 20 minutos y pesar (Pf).
- Repetir el procedimiento para otros 10 ml de la misma muestra con el objeto de realizar un promedio y reducir el margen de error.

- Aplicar la ecuación 3.2 para determinar los sólidos totales.

$$\text{Sólidos} = \frac{(P_f - P_i) \times 1000}{v} \quad (\text{Ec.3.2})$$

$$\text{Sólidos totales (ST)} = \frac{(14,8012 - 14,755) \times 1000}{0,01} = 4620 \text{ ppm}$$

De igual forma se realizó para cada muestra, en los distintos puntos de muestreo. El valor tomado para este cálculo pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están reportados en la tabla 4.1.

2. Sólidos disueltos

- Filtrar 10 ml de muestra a través de un papel de filtro (V).
- Colocar la muestra en un beaker de 40 ml previamente secado y pesado (Pi).
- Evaporar la muestra en una plancha de calentamiento hasta que seque.
- Colocar el beaker en la estufa durante una hora a una temperatura entre 100 y 120 °C.
- Enfriar el beaker en el desecador durante 20 minutos y pesar (Pf).
- Repetir el procedimiento para otros diez ml de la misma muestra con el objeto de realizar un promedio y reducir el margen de error.
- Aplicar la ecuación 3.2 para determinar los sólidos disueltos (SD).

$$\text{Sólidos disueltos (SD)} = \frac{(27,9558 - 27,9281) \times 1000}{0,01} = 2270 \text{ ppm}$$

De igual forma se realizó para cada muestra, en los distintos puntos de muestreo. Los ppm de sólidos suspendidos se obtuvieron de la diferencia entre los totales y los disueltos.

El valor tomado para este cálculo pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están reportados en la tabla 4.1.

3.1.3 Determinación de la conductividad eléctrica (norma COVENIN 3050-93: Aguas naturales, industriales y residuales) [29]

- Tomar el instrumento medidor de conductividad.
- Calibrar las celdas comparando la conductividad medida con la correspondiente a una solución de KCl a 25 °C.
- Tomar la celda del tipo de electrodo de platino e introducirla en la muestra en estudio.
- Leer el valor expresado en $\mu\text{mhos/cm}$.

3.1.4 Determinación de alcalinidad total (norma APHA: 2320 B métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30]

- Tomar 50 ml de la muestra, transferir a un erlemeyer.
- Agregar 2 o 3 gotas de indicador mixto.
- Titular con ácido sulfúrico al 0,1 N hasta que la solución cambie de azul a incoloro.
- Tomar el volumen de ácido gastado.
- Aplicar la ecuación 3.3 para la determinar la alcalinidad total.

$$\text{Alcalinidad, mg de } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{ml}} = \frac{A \times I \times 1000}{V} \quad (\text{Ec.3.3})$$

donde:

A: volumen de ácido gastado, ml.

I: título del ácido, mg CaCO_3/ml .

V: volumen de muestra, ml.

Tomando el valor de volumen de ácido gastado para el fosa AM-42, con el volumen de muestra utilizado, se sustituyen estos valores en la ecuación 3.3.

$$\text{Alcalinidad, mg de } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{ml}} = \frac{47 \times 1 \times 1000}{50 \text{ ml}} = 940 \text{ ppm}$$

De la misma forma se calcula la alcalinidad para los diferentes puntos de muestreo, el valor de alcalinidad calculado pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están expresados en la tabla 4.1.

3.1.5 Determinación de la dureza total (norma APHA: 2340-C, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].

- Tomar 50 ml de la muestra y transferirla a un erlemeyer.
- Agregar 2 ml de la solución buffer.
- Agregar 2 ó 3 gotas de indicador negro eriocromo T.
- Titular con EDTA al 0,01 N, hasta que la solución cambie de un rojo vino a azul.
- Anotar el valor de volumen de EDTA gastado.
- Aplicar la ecuación 3.4 para realizar el cálculo de la dureza total.

$$\text{Dureza total} = \frac{A \times B \times 1000}{V} \quad (\text{Ec.3.4})$$

donde:

A: volumen gastado de EDTA.

B: mg de CaCO₃ equivalente a 1,0 ml de titilante EDTA.

V: ml de muestra.

$$\text{Dureza total} = \frac{10 \times 1 \times 1000}{50} = 200 \text{ ppm}$$

De la misma forma se calcula la dureza para los diferentes puntos de muestreo, el valor de dureza calculado pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están expresados en la tabla 4.1.

3.1.6 Determinación de la dureza cálcica (norma APHA: 3500-Ca, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].

- Tomar 50 ml de la muestra y transferirla a un erlemeyer.
- Agregar 2 ml de la solución NaOH 0.1 N.
- Titular con EDTA al 0.02 N, agitando constantemente hasta que la solución cambie de color rosado a violeta.
- Anotar el volumen de EDTA gastado.
- Utilizar la ecuación 3.5 para el cálculo de la dureza cálcica.

$$\text{Dureza cálcica, mg } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{l}} = \frac{A \times B \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{Ec.3.5})$$

donde:

A: Volumen de solución valorada EDTA para titular la muestra, ml.

B: mg CaCO₃ de EDTA equivalente a 1.00 ml de solución valorada EDTA, es decir, B es igual a 50* normalidad de EDTA utilizado para la titulación.

$$\text{Dureza cálcica, mg } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{l}} = \frac{3 \times 1 \times 1000}{50} = 60 \text{ ppm}$$

De la misma forma se calculan la dureza cálcica de las diferentes muestras y los resultados están expresados en la tabla 4.1.

Se sabe que la dureza total es igual a la dureza cálcica mas la dureza de magnesio, quedando expresado de la siguiente manera:

$$D_t = D_{cal} + D_{mg} \quad (\text{Ec.3.6})$$

donde:

D t: dureza total (ppm).

D cal: dureza cálcica (ppm).

D mg: dureza de magnesio (ppm).

De la ecuación 3.6 se despejó la dureza de magnesio, quedando de la siguiente forma:

$$D_{mg} = D_t - D_{cal} \quad (\text{Ec.3.7})$$

Sustituyendo los valores de dureza cálcica y dureza total en la ecuación 3.7:

$$D_{mg} = (200 - 60) = 140 \text{ ppm}$$

Este mismo procedimiento se sigue para realizar el cálculo de la dureza de magnesio de los demás puntos de muestreo, el valor tomado para este cálculo pertenece a la fosa AM-42 y los resultados están reportados en la tabla 4.1.

Una vez calculada esta dureza se calculan los valores de calcio y magnesio, los resultados serán expresados en ppm, mediante las siguientes formulas:

$$\text{Calcio} = (D_{cal} * 0,4) \text{ (ppm)} \quad (\text{Ec.3.8})$$

$$\text{Magnesio} = (D_{mg} * 0,24) \text{ (ppm)} \quad (\text{Ec.3.9})$$

Tomando el valor de la dureza cálcica y la dureza magnésica calculados anteriormente y sustituyéndolos en la ecuación 3.7 y 3.8 respectivamente:

$$\text{Calcio} = (60 * 0,4) \text{ ppm} = 24 \text{ ppm}$$

$$\text{Magnesio} = (140 * 0,243) \text{ ppm} = 34,02 \text{ ppm}$$

De igual forma se calcula el calcio y el magnesio para los diferentes puntos de muestreo y los resultados se reportan en la tabla 4.1.

3.1.7 Determinación de cloruros (norma APHA: 4500-Cl⁻. B, para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].

- Diluir 1 ml de la muestra en 50 ml de agua destilada.
- Agregar 4-5 gotas de bicromato de potasio.
- Titular con solución de nitrato de plata al 0.0141N, hasta un color amarillo rosado que indique el punto final.
- Anotar el volumen de nitrato de plata gastado.
- Aplicar la ecuación 3.5, para el cálculo de los cloruros.

$$\text{Cloruros, mgCl}^{-}/\text{l} = \frac{V_{\text{gastado}} \times N \times 35,45 \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{Ec.3.10})$$

donde:

V= volumen gastado, ml.

N= normalidad del AgNO₃.

$$\text{Cloruros, mgCl}^{-}/\text{l} = \frac{(2,5 - 1) \times 0,0141 \times 35,45 \times 1000}{1} = 758.75 \text{ ppm}$$

De la misma forma se calculan los cloruros para los diferentes puntos de muestreo, para obtener los cloruros como NaCl se multiplican los ppm de Cl por 1.65. Los resultados están expresados en la tabla 4.1.

3.1.8 Determinación de pH y temperatura (norma APHA: 4500 B métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].

Estos parámetros son determinados en una muestra de agua a partir de un pH-metro marca **EXTECH INSTRUMENTS** modelo PH110 el cual se encuentra calibrado en un rango de 0 - 14 y un rango de temperatura de 0 – 60 °C.

1. Calibración del instrumento

- Tomar el equipo medidor de pH y encenderlo.
- Tomar el electrodo de vidrio que debe estar sumergido en agua destilada y calibrarlo primero en una solución amortiguadora de pH 4; luego en una con pH 7 y luego en una de pH 10.
- Tomar el electrodo y secar cuidadosamente con un papel suave.

2. Procedimiento a seguir para medir pH y temperatura

- Tomar la muestra de agua con el cilindro del equipo y llenar hasta la marca indicada.
- Introducir el pH-metro en el cilindro toma muestra.
- Mover suavemente el electrodo dentro de la muestra mientras comienza a medir pH y temperatura.
- Una vez se estabilicen los valores en la pantalla estos serán los valores correspondientes de pH y temperatura.

De la misma forma se determina el pH y temperatura para los diferentes puntos de muestreo, los resultados se expresan en la tabla 4.1.

3.1.9 Determinación de turbidez (NTU), (norma COVENIN 2781-02: Aguas naturales, industriales y residuales) [31]

Para esta medición se utilizó un turbidímetro, marca OAKTON, modelo T100/T100 de precisión de 0,2% y un rango de 0 a 1000 NTU. A continuación se describe el procedimiento utilizado.

- Recoger una muestra representativa en un contenedor limpio. Llenar una celda con muestra hasta la línea de aforo (aproximadamente 15 ml).
- Secar la celda con una tela suave, remover las gotas y marca de los dedos, para evitar interferencia en la lectura. La celda debe ser tomada por la parte superior.
- Presionar la tecla read/enter. Entonces se mostrara el valor de la turbidez expresado en NTU.

3.1.10 Determinación de metales hierro, sodio y potasio (norma APHA: 3111 B, 3500 Na.D, 3350 k. D, métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales 20ed) [30].

La determinación de estos metales se realizó a través de un espectrofotómetro de absorción atómica.

- Preparar la solución patrón de hierro, sodio y potasio de 1.0, 2.0 y 3.0 mg/ml.
- Calibrar el equipo.
- Se procede a analizar las muestras en el equipo.
- Cambiar las lámparas de acuerdo al metal a determinar.
- Tomar nota de la concentración de metal.

3.1.11 Cultivo de las bacterias reductoras de sulfato

- Tomar los viales (*bacterial growth media*) Comercial Microbiology, especificados con el medio de cultivo para las BSR.

- Tomar 1ml de muestra de agua a analizar con una microjeringa e inyectarla a una botella que contiene el medio de cultivo.
- Invertir la botella varias veces para mezclar el inóculo, se identifica la botella con el número 1.
- A partir de esta dilución se prepararon diluciones seriadas hasta 10^5 para el agua de fosa y 10^3 para la salida del tanque y tratador.
- Observar el crecimiento de las bacterias durante 21 días y tomar nota del cambio de color de los viales.
- Utilizar la figura 2.4.2 para la interpretación de los resultados que serán expresados en BSR/ml y reportados en la tabla 4.3.

3.1.12 Equipos

- Medidor de pH, marca EXTECH INSTRUMENTS, modelo PH 110 de precisión $\pm 0,1$ unidades de pH.
- Medidor de turbidez OAKTON, modelo T100/T100 de precisión de 0,2% y un rango de 0 a 1000 NTU.
- Medidor de conductividad eléctrica marca WTW. modelo 330i unidad de medida ms/cm.
- Espectrofotómetro de absorción y emisión atómica, marca PERKIN-ELMER modelo 3100 unidad de medida ppm.
- Bomba al vacío, modelo DQA-P104-AA, Volts 115- Amps 4.2, HZ 60 Date Code 0497.
- Horno marca MEMMER, rango 0-240 °C.

3.1.13 Materiales

- Buretas graduadas de vidrio borosilicato.
- Beaker de 50 y 250 ml.
- Cilindro graduados 100 ml.
- Goteros.

- Viales (bacterial growth media) Comercial Microbiology.
- Recolectores de muestras (envases plásticos) de 1L.
- Pipetas volumétricas de 1, 2, 10 y 20 ml.
- Embudos de separación de 1L.
- Inyectadoras de 7 cc.
- Papel de filtro.

3.1.14 Sustancias

- Solución indicadora de fenolftaleína.
- Indicador anaranjado de metilo.
- Acido sulfúrico (H_2SO_4).
- Solución amortiguadora
- Solución EDTA.
- Peróxido de hidrógeno (H_2O_2).
- Cromato de potasio (K_2CrO_4).
- Cloruro de sodio (NaCl).
- Nitrato de plata (AgNO_3).
- Hidróxido de sodio (NaOH).
- Solución buffer.
- Acido clorhídrico.
- Solución de CaCO_3 .
- Suspensión de $\text{Al}(\text{OH})_3$.
- Solución de tiosulfato de sodio.
- Carbonato de sodio.
- Solución indicadora de verde bromocresol.
- Agua destilada.
- Cloroformo.

3.2 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE CORROSIVIDAD Y POTENCIAL DE INCRUSTACIÓN DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO, UTILIZANDO EL SOFTWARE DOWNHOLE SAT

Una vez conocida la caracterización fisicoquímica, se procedió a determinar el grado de corrosividad y el potencial de incrustación de las aguas; para ello se utilizó el *software DownHole Sat* que es un simulador de tratamientos de agua salobre y entre sus funciones está el calcular los índices de Langelier, Ryznar, Oddo-Tomson, Stiff and Davis, Puckorius y Larson-Skoldel que son los indicadores del nivel de saturación de las sales. Este cálculo se realizó a las temperaturas de 25°C, 77°C, 100°C y a la temperatura a la cual se encuentran en el ambiente las aguas con el objeto de ver su comportamiento a medida que varía la temperatura y prevenir posibles daños.

3.2.1 Procedimiento a seguir para la utilización del software DownHole Sat

En la figura 3.1 se muestra la página principal del software *DownHole Sat*. Primeramente se selecciona el tipo de análisis que se desea realizar (figura 3.2), luego se introducen los parámetros fisicoquímicos obtenidos de la caracterización (figura 3.3). Una vez introducidos los valores se selecciona la palabra ok en la parte inferior izquierda de la ventana abierta.

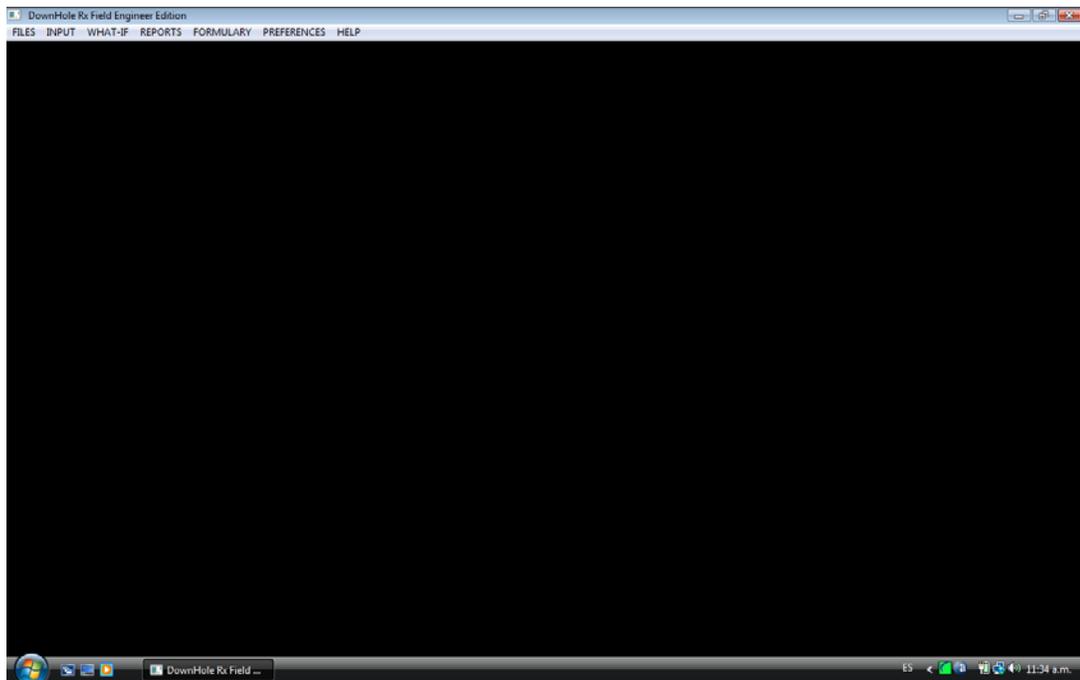


Figura 3.1 Pagina principal de DownHole Sat.

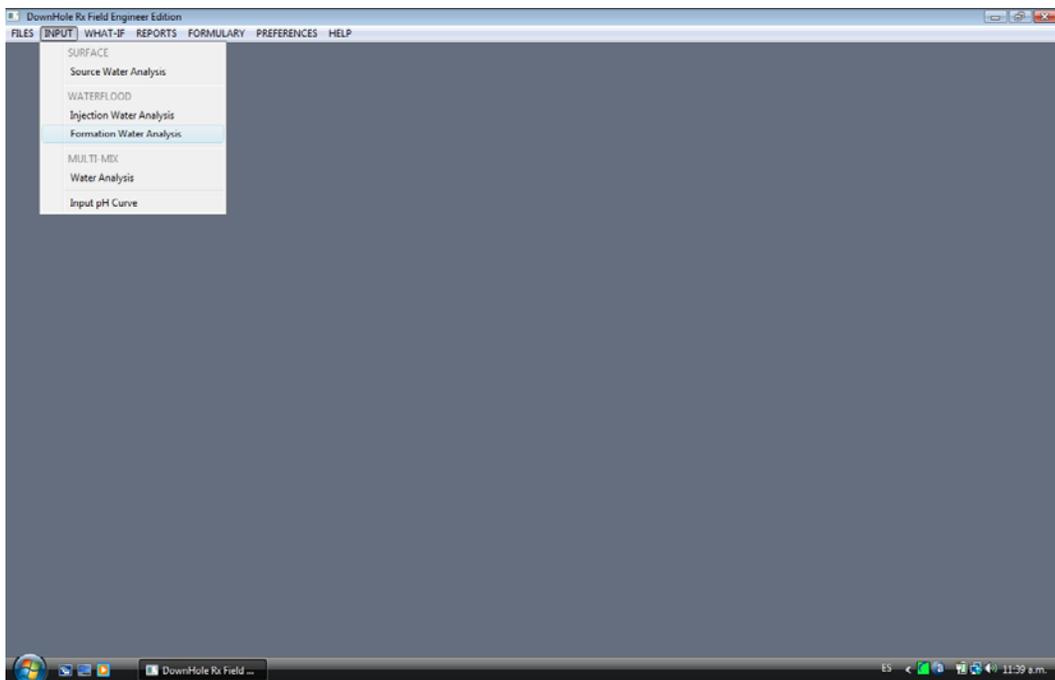


Figura 3.2 Selección del tipo de análisis a realizar.

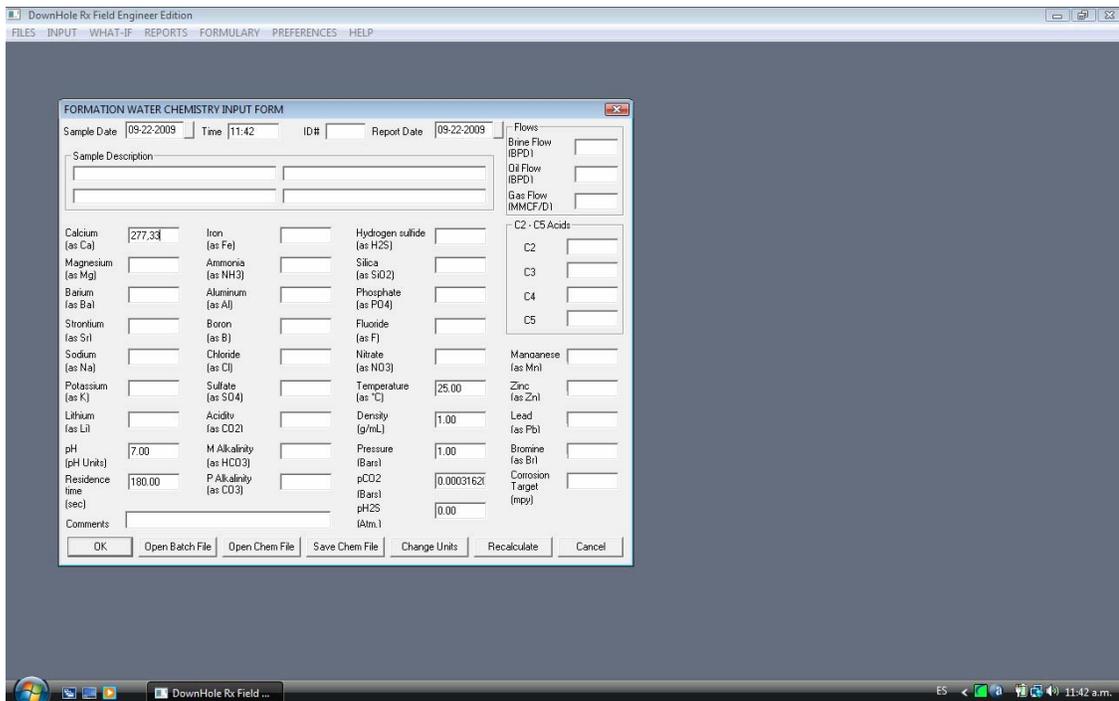


Figura 3.3 Introducción de los parámetros fisicoquímicos del agua.

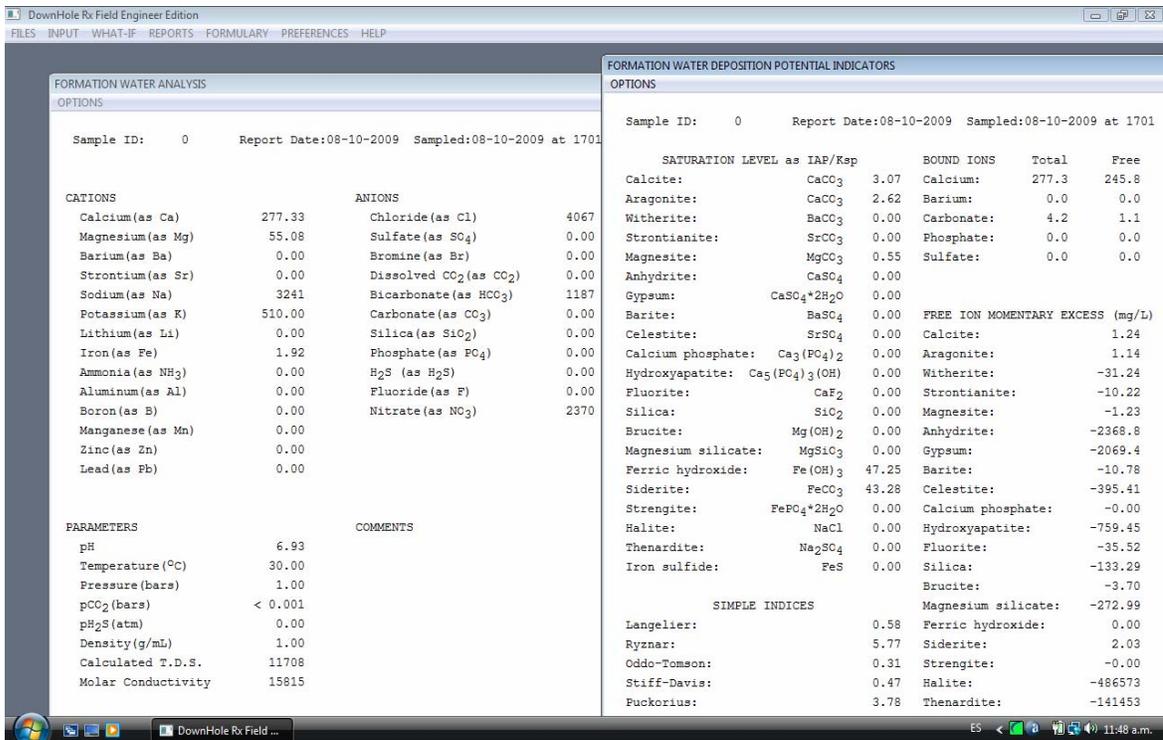


Figura 3.4 Hojas de resultados aportados por el programa.

Luego de introducir los datos fisicoquímicos del agua a evaluar, aparece en la pantalla las hojas resumen con todos los datos introducidos, la caracterización detallada y los índices esperados. Esta operación se realizó para cada punto de muestra a las temperaturas indicadas anteriormente. Los resultados serán reportados en el anexo E.

3.3 ESTABLECIMIENTO DE LA RELACIÓN ENTRE LOS PARAMETROS FISICOQUÍMICOS Y EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS EN LAS AGUAS PROVENIENTES DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Con los datos obtenidos de la caracterización fisicoquímica y bacteriológica se estableció la relación existente entre los parámetros fisicoquímicos y el crecimiento de las bacterias. Para ello se graficó la curva de crecimiento de las bacterias para cada punto de muestreo: logaritmo de la concentración de bacterias reductoras de sulfato (BSR/ml) en función del tiempo de crecimiento. Se relacionaron de manera analítica los resultados obtenidos con los parámetros fisicoquímicos; cabe destacar que el muestreo y el cultivo de las bacterias se realizaron de manera simultánea.

3.4 PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO FÍSICO, QUÍMICO Y BIOLÓGICO PARA EL AGUA RESIDUAL DE LAS FOSAS DE ACUERDO CON LOS PARAMETROS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA LEGAL VIGENTE

La realización de esta propuesta se basó en la experiencia obtenida en el campo Mata R Área Mayor Oficina del mismo distrito, con equipos similares que arrojaron muy buenos resultados y que lamentablemente se encuentran fuera de servicio a causa de la falta de mantenimiento y posterior deterioro. Una vez conocida la caracterización de los efluentes que van a entrar en el sistema se procedió al estudio de las tecnologías más utilizadas en el tratamiento del mismo, así como también los aditivos químicos necesarios para complementarlo, con el propósito de reducir el efecto negativo que tienen los compuestos

contaminantes presentes en las aguas de fosas, acondicionándolos para su disposición final en cumplimiento de la normativa ambiental (Gaceta Oficial Extraordinaria de la República de Venezuela n° 5.021 Decreto 883[26]. “Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos” y la norma interna PDVSA). El sistema de tratamiento de los efluentes de producción se debe fundamentar en tres etapas básicas de tratamiento: la primera consiste en una unidad de remoción de crudo libre y sólidos suspendidos con la anexión de un aditivo químico que ayudará a que el proceso de separación crudo-agua sea más eficiente, la segunda etapa permite complementar la reducción de crudo y sólidos suspendidos hasta cumplir con las especificaciones requeridas de calidad del agua para su reinyección o disposición al subsuelo y la tercera y última etapa consta de una filtración que hará la función de un pulidor, el cual eliminará las pequeñas fracciones de crudo y sólidos suspendido hasta lograr una mejor calidad del agua.

Dentro de los principales equipos utilizados para el tratamiento propuesto de las aguas aceitosas por presencia de crudo y con elevado contenido de sólidos, se tienen:

- Tanques desnatadores en serie, con los que se logra remover la parte gruesa del crudo, es decir, el crudo libre.
- Separadores de placas corrugadas (CPI), para complementar el proceso de remoción de crudo libre, emulsionado y/o disuelto.
- Filtros, por medio de los cuales se pueden eliminar las trazas de crudo en forma disuelta y las partículas de sólidos no sedimentales.

3.4.1 Selección de los aditivos químicos necesarios para mejorar el sistema de tratamiento

Para seleccionar los aditivos químicos necesarios se tomaron en cuenta los aspectos de optimización del proceso y los económicos. Para ello se requieren los siguientes productos:

- Desmulsificante o química en reversa para la entrada de los tanques desnatadores y del CPI, con la finalidad de romper la emulsión crudo-agua y así el crudo se puede desnatar como crudo libre.
- Ayudante de filtrado y/o coagulante a la entrada del filtro con el fin de ayudar a coalescen o incrementar el tamaño de las partículas de sólidos suspendidos y así facilitar su filtración.
- Anti-incrustante (control de precipitación de sales) a la entrada del tanque de agua tratada y/o salida hacia los pozos depositores, para controlar la inestabilidad del agua, producida por el cambio de temperaturas entre superficie y fondo del pozo.
- Secuestrante o reductor de oxígeno (control de oxígeno disuelto) en la corriente de entrada del tanque de agua tratada, con el objeto de reducir el efecto de corrosión promovido por la presencia de oxígeno disuelto en el agua.
- Biocidas (control bacteriano) a la entrada de los tanques de agua tratada y desnatadores, con la finalidad de evitar el crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en los equipos del proceso y en los pozos inyectoros.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se discuten los resultados obtenidos del estudio realizado en la evaluación del efecto del agua proveniente de las fosas SAEDIII, SAEDII y AM-42 en la planta de inyección de agua salada del campo Santa Ana Área de Mayor Anaco (AMA), Distrito Gas Anaco.

4.1 CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA Y BACTERIOLOGICA DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.

Este estudio se basó primordialmente en el sistema aguas arriba y aguas bajo de la bomba de inyección de agua salada, debido a que estas aguas pueden estar causando problemas de corrosión en tuberías de superficie y posibles taponamientos de los pozos depositores.

La caracterización fisicoquímica y biológica se realizó para conocer la calidad de los efluentes en estudio ya que éstos deben cumplir con límites establecidos por el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente en cuanto a descarga a cuerpos de agua o subsuelo; los límites se reportan en la tabla 4.1 y 4.2.

Tabla 4.1 Especificaciones del agua decreto 883, Art N° 10.

Parámetro	Especificación
Cloruros	1000ppm
Hierro como Fe	10 ppm
Sólidos disueltos	3000 ppm
Sólidos suspendidos	80 ppm
Aceites y grasas total	20 ppm
pH ideal	6,0-9,0

Tabla 4.2 Especificaciones del agua norma interna PDVSA

Parámetro	Especificación
Sólidos suspendidos	5 ppm
Aceites y grasas total	10 ppm
Sulfato – reductoras	ausentes
pH ideal	6,5-7,5

En la tabla 4.3, se representan los valores fisicoquímicos de las aguas estudiadas. Como se puede observar, muchos de los parámetros no tienen un valor establecido en el Decreto 883 (tabla 4.1), correspondiente a descargas a cuerpos de agua y/o descarga al subsuelo (tabla 4.2). En cuanto a los parámetros que si se encuentran regulados se puede observar que la mayoría de ellos está por encima de los niveles permisibles, como es el caso de los cloruros, sólidos disueltos, sólidos suspendidos y el contenido de aceites y grasas. Los valores de pH están entre los permisibles para casi todos los puntos de muestreo con excepción de la fosa AM-42 que sobrepasa los niveles; su pH fue 9.3, que representa un valor bastante básico y poco apto para el crecimiento de bacterias; los valores de hierro para los puntos: (1) salida del tratador y (2) fosa AM-42 están bajo especificación. Los demás puntos poseen una alta concentración de hierro lo cual indica que está ocurriendo desgaste de material en las tuberías, tanques, etc.; y por ende puede ocurrir taponamiento de los pozos depositores a consecuencia del óxido de hierro que precipita. En función de estos

contaminantes es que se debe enfocar la aplicación del tratamiento y la selección de los equipos apropiados para disminuir los parámetros fuera de especificación ambiental.

Por otra parte se realizaron los análisis bacteriológicos de acuerdo a la metodología impuesta por la norma API RP-38 (anexo B). Los resultados están muy por encima de los establecidos por PDVSA y la normativa ambiental (tablas 4.1 y 4.2), debido a discontinuidad del tratamiento químico-biológico y/o a las alteraciones que sufre el sistema con la inclusión de agua proveniente de las fosas sin tratamiento.

En las muestras tomadas en la PIAS (salida del tanque y salida del tratador) el número de colonias máximo presente fue de 1.000 Bact/ml, al igual que en la fosa SAEDIII. En las otras dos fosas analizadas SAEDII y AM-42 crecieron hasta 100.000 Bact/ml; estos resultados están expresados en la tabla 4.3. Las bacterias reductoras de sulfato producen sulfuro de hidrógeno al reducir el sulfato.

La naturaleza corrosiva del sulfuro de hidrógeno es bien conocida pues afecta al acero, además la falta de control de estas bacterias causan daño a equipos y forma una capa o película limosa en el interior del sistema (líneas, codos, etc.) o fondo de los tanques de almacenamiento de agua causando obstrucción en las líneas de flujo y taponamiento en los pozos receptores.

Tabla 4.3 Características fisicoquímicas y bacteriológicas de las aguas.

Parámetros a evaluar	Puntos de muestreo						Normativa Legal	
	Sal. Tratador	Sal. Tanque sin bombeo	Sal. Tanque con bombeo	Fosa SAEDII	Fosa SAEDIII	Fosa AM-42	Dec. 883	PDVSA
pH	6.93	7.28	7.0	6.90	7.17	9.30	6,0-9,0	6,5-7,5
Temperatura (f)	86	88.98	92	98	93.4	80.24		
Ce (ms/cm)	55.8	56.1	54.6	49.7	36.4	11.53		
Salinidad	52,6	48	3.9	44.1	32.9	9.0		
Alcalinidad M (Como CaCO₃)	973.33	800	1153	239	746	940		
Dureza total (ppm como CaCO₃)	920	720	966	839	866	200		
Dureza cálcica (ppm como CaCO₃)	693.33	600	739.5	679	666	60		
Dureza magnésica (ppm como CaCO₃)	226.66	120	226.5	160	200	140		
Hierro como Fe (ppm)	1.92	11.48	16.65	10.30	13.92	1.65	10	
Cloruros como NaCl (ppm)	6700	2250	7375	1450	1400	1250	1000	
Contenido de aceites y grasas (ppm)	137.25	36.5	112.5	72852.5	446.25	222.5	20	10
Turbidez (NTU)	77.23	81.8	151.3	171.6	213	22.6		
Sólidos suspendidos (ppm)	12010	6054	10360	1890	350	850	80	5
Sólidos totales disueltos (ppm)	18160	27234	34000	10400	13710	3385	3000	

Ca⁺⁺ (ppm)	277.33	240	295.8	271.6	266.4	24		
Mg⁺⁺ (ppm)	55.08	29.16	55.04	38.88	48.6	34.02		
Cl⁻ (ppm)	4066.9	1365.75	4476.62	880.15	849.6	758.75		
Na⁺ (ppm)	3241	4381	4200	4201	3565	1610		
K⁺ (ppm)	510	477.5	335	297	429	540		
HCO₃⁻ (ppm)	1187.46	958	1319.2	239	910.12	940		
Bacteria reductoras de sulfato (BSR/ml)	1000	1000	1000	100000	1000	100000		ausentes

4.2 DETERMINACIÓN DEL GRADO DE CORROSIVIDAD Y POTENCIAL DE INCRUSTACIÓN DEL AGUA PROVENIENTE DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO, UTILIZANDO EL SOFTWARE DOWNHOLE SAT

Los resultados obtenidos de las corridas con el simulador *DownHole Sat* están expresados en el anexo F, de allí se tomaron los índices de estabilidad del agua arrojados, que son los que permitieron determinar el grado de corrosividad y el potencial de incrustación. Para analizar estos resultados se graficaron los índices de estabilidad en función de las temperaturas escogidas para cada punto de muestreo.

4.2.1 Índices de estabilidad a la salida del tratador de SAED-3

En la figura 4.1 se muestra el potencial incrustante del agua que sale del tratador de SAED-3.

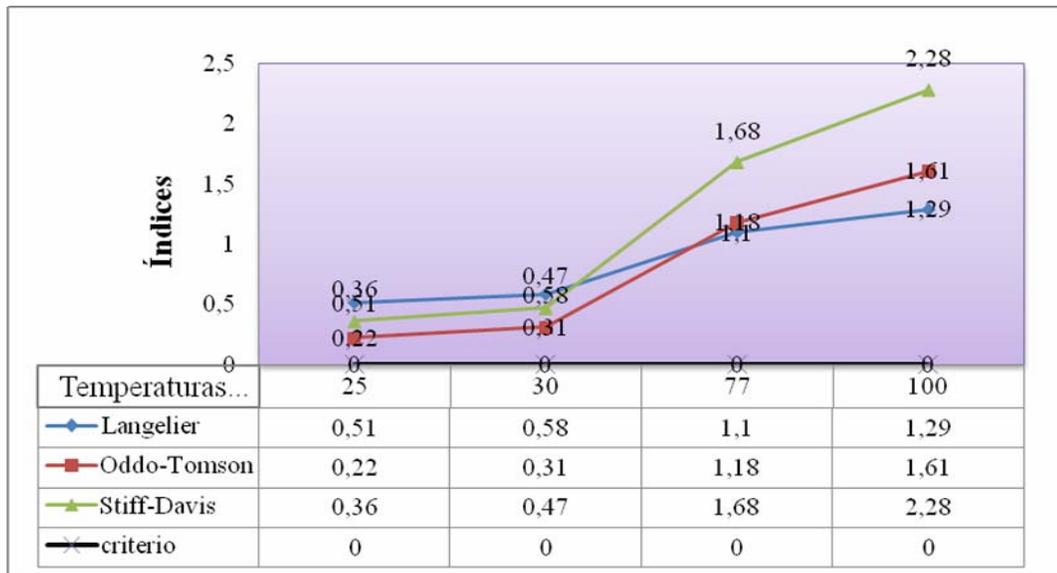


Figura 4.1 Índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis a la salida del tratador de SAED-3.

Los índices de Langelier y Stiff-Davis tienen un valor positivo al igual que el índice de Oddo-Tomson lo que indica una solución capaz de precipitar CaCO_3 , comportamiento que se conoce como solubilidad invertida, ya que disminuye la concentración de CaCO_3 a medida que la temperatura aumenta. En la figura 4.2 y 4.3 se observan los índices de Puckorius y Ryznar que confirman el potencial de incrustación del agua ya que éstos entran en el rango incrustante.

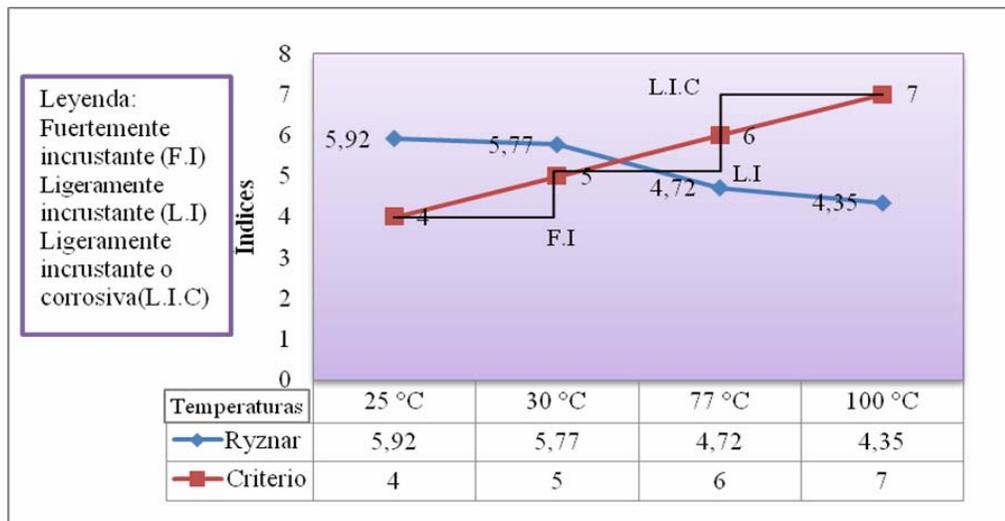


Figura 4.2 Índice de Ryznar a la salida del tratador de SAED-3.

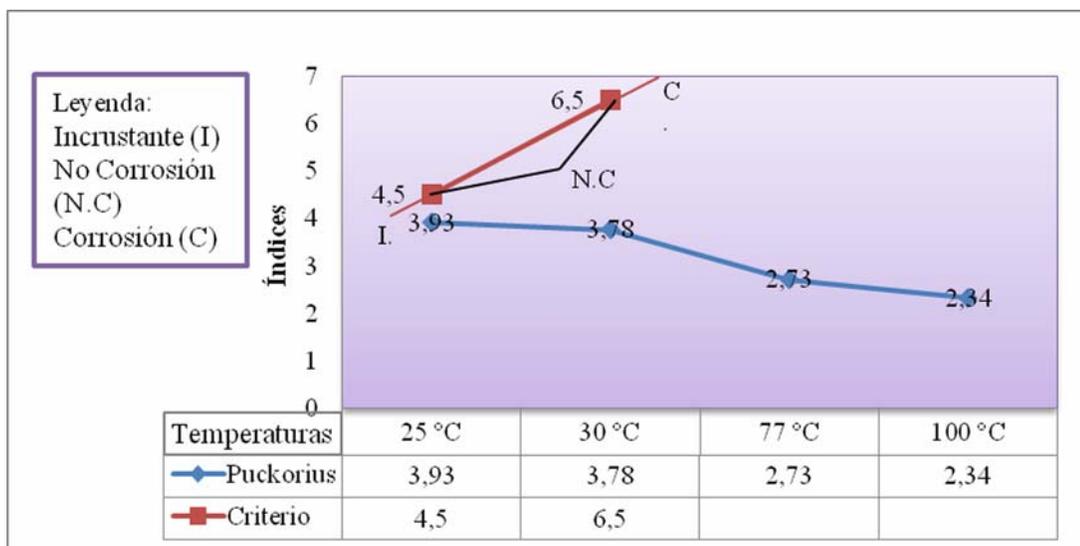


Figura 4.3 Índice de Puckorius a la salida del tratador de SAED-3.

Como no existen factores externos que alteren la composición del agua que sale del tratador y a 25°C el agua presenta las mismas condiciones, es decir no ha variado significativamente, en este punto del proceso de inyección se debe controlar el aumento de la temperatura y mejorar la aplicación del tratamiento anticorrosivo e incrustante, debido a que la formación de escalas (capas de material incrustado) se ve favorecida por el grado de corrosividad que tiene el agua manifestado en el índice de Larson (figura 4.4) y a la larga produce daños irreversibles de corrosión.

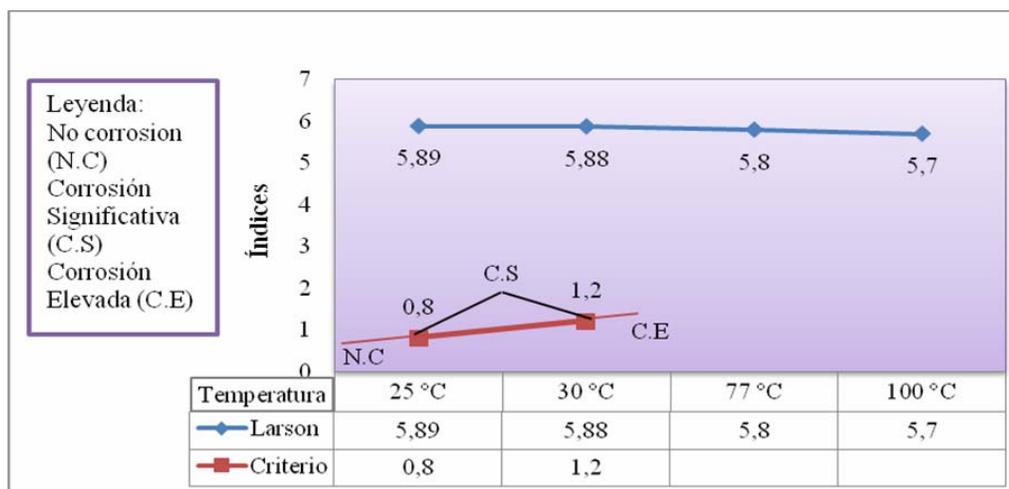


Figura 4.4 Índice de Larson a la salida del tratador de SAED-3.

4.2.2 Índices de estabilidad a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa

Al igual que a la salida del tratador, la salida del tanque de almacenamiento de la PIAS cuando no existe bombeo presentan un carácter incrustante ya que los índices de Langelier, Stiff-Davis y Oddo-Tomson (figura 4.5) son positivos lo que indica una solución saturada de CaCO_3 que puede precipitar.

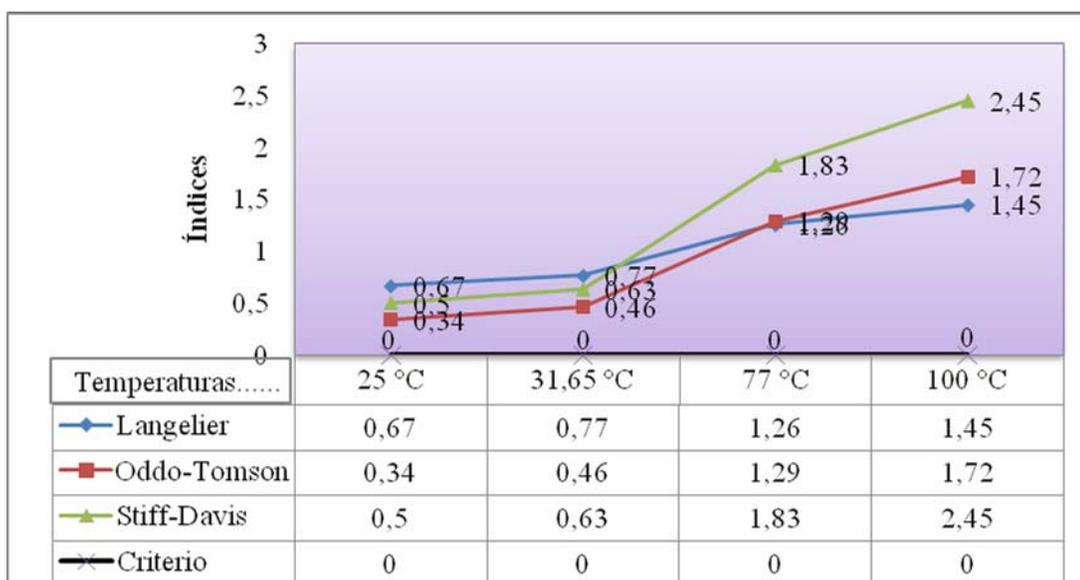


Figura 4.5 Índices de Langelier, Oddo-Tomson, Stiff-Davis a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa.

Los índices de Ryznar y Puckorius (figuras 4.6 y 4.7) corroboran el potencial incrustante del agua al reflejar valores que van desde ligeramente incrustante a fuertemente incrustante a medida que aumenta la temperatura.

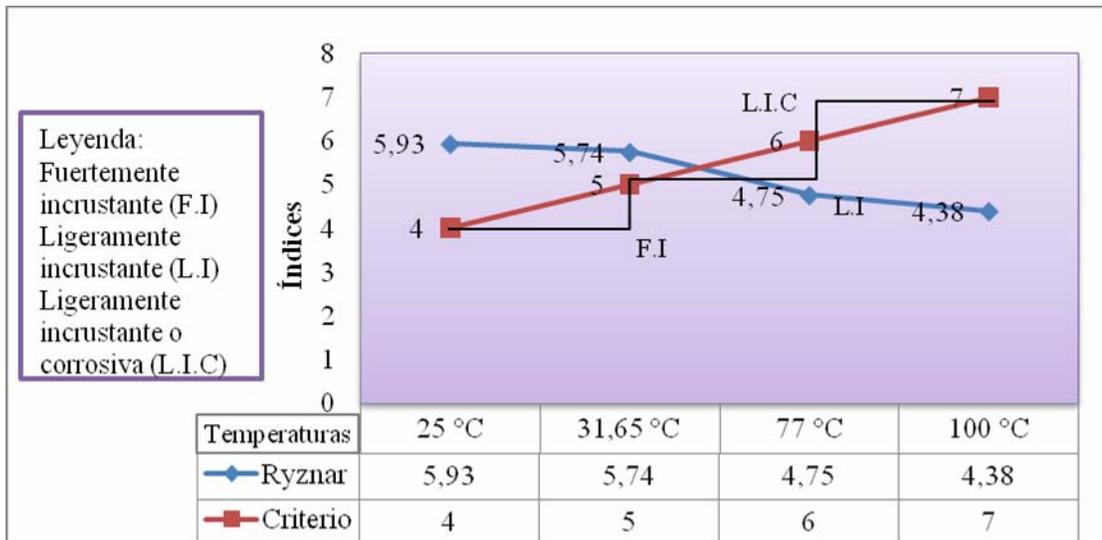


Figura 4.6 Índice de Ryznar a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa.

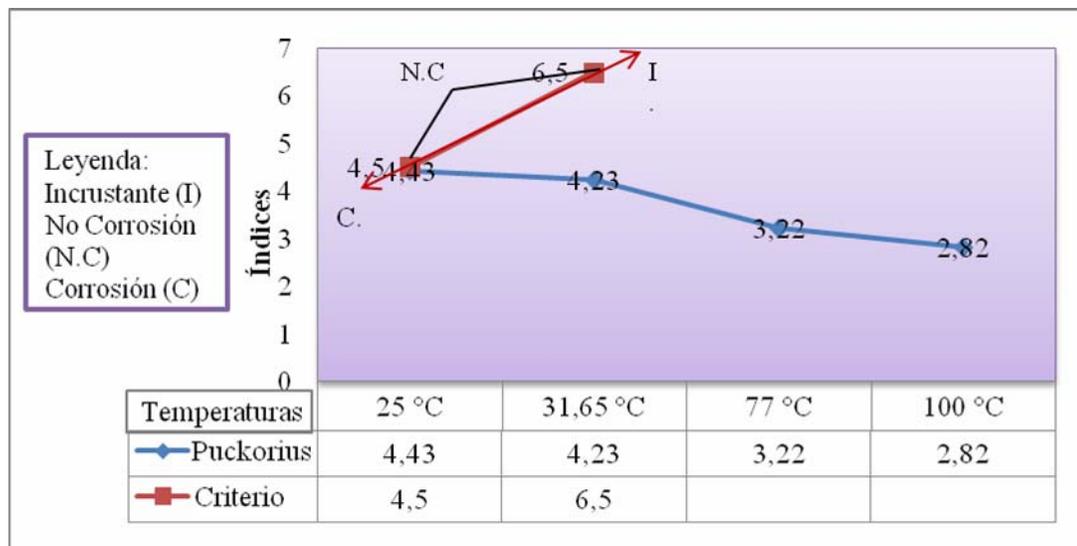


Figura 4.7 Índice de Puckorius a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa.

Esta semejanza entre la salida del tratador y la salida del tanque se debe a que no se está inyectando ningún tipo de agua externa (el agua de la fosa), por ende la falla está en la aplicación del tratamiento químico y en el mantenimiento del tanque.

El índice de Larson (figura 4.8) muestra una corrosión elevada a diversas temperaturas lo que indica que se debe a las incrustaciones generadas por la alta concentración de sales.

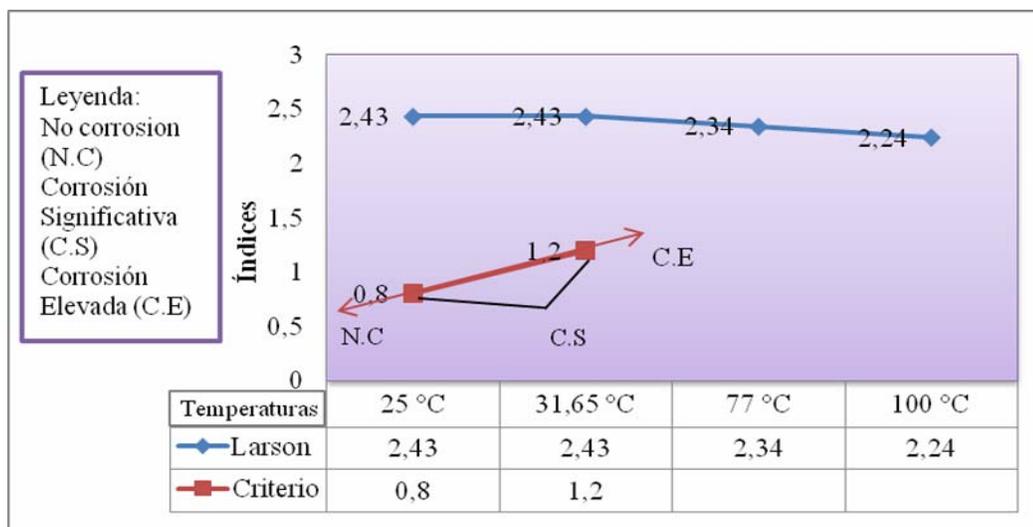


Figura 4.8 Índice de Larson a la salida del tanque SAED-3 sin bombeo de la fosa.

4.2.3 Índices de estabilidad de la fosa SAED-3

La fosa SAED-3 se encuentra activa actualmente y posee una conexión de bombeo directo hacia el tanque de almacenamiento de agua salada. En la figura 4.9 se observa el potencial de incrustación que presentan estas aguas, los índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis tienen un valor positivo que indica que el agua está sobresaturada y puede precipitar carbonato de calcio.

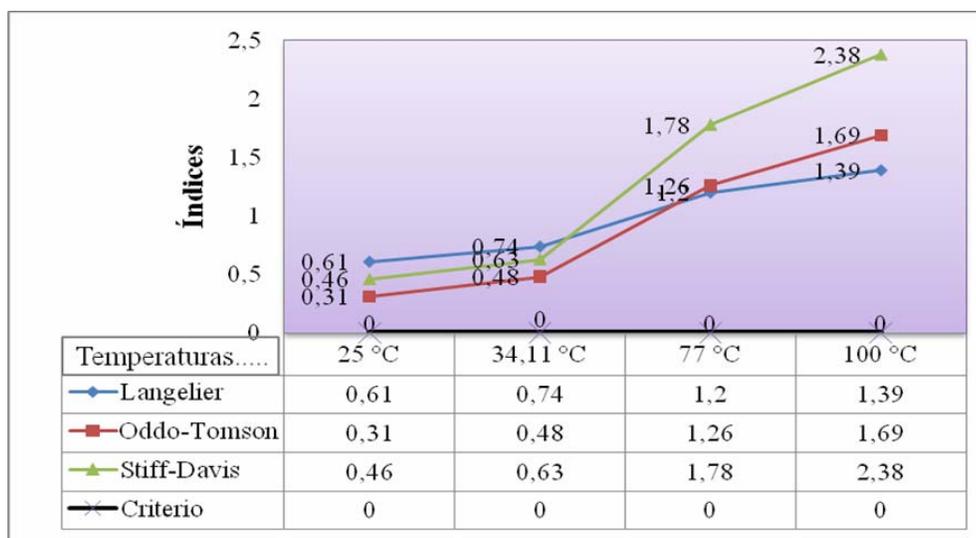


Figura 4.9 Índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis de la fosa SAED-3.

Los índices de Ryznar y Puckorius (figuras 4.10 y 4.11) manifiestan que a medida que aumenta la temperatura se incrementa la tendencia incrustante del agua y a 100 °C agua es fuertemente incrustante.

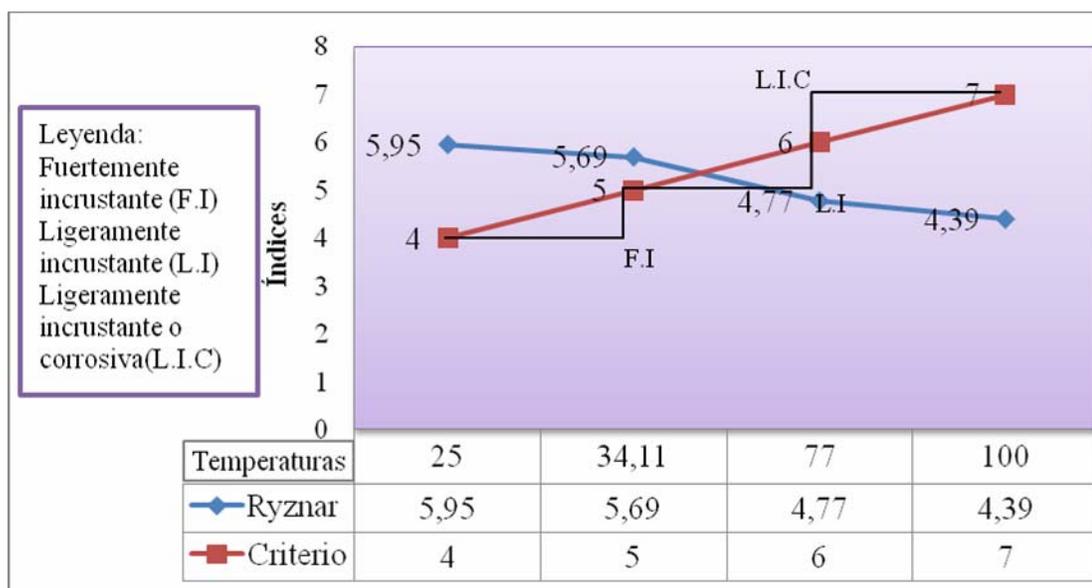


Figura 4.10 Índices de Ryznar de la fosa SAED-3.

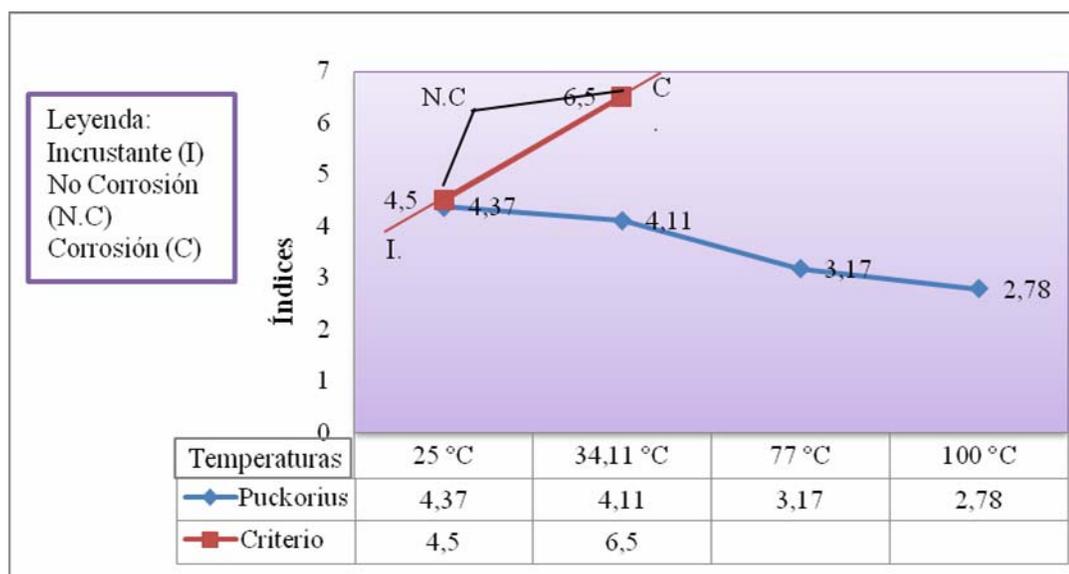


Figura 4.11 Índices de Puckorius de la fosa SAED-3.

Esta situación era esperada ya que no se recibe tratamiento químico, trayendo como consecuencia el grado de corrosividad elevada que presentan estas aguas como lo muestran el índice de Larson con un valor mayor de 1.2 (figura 4.12).

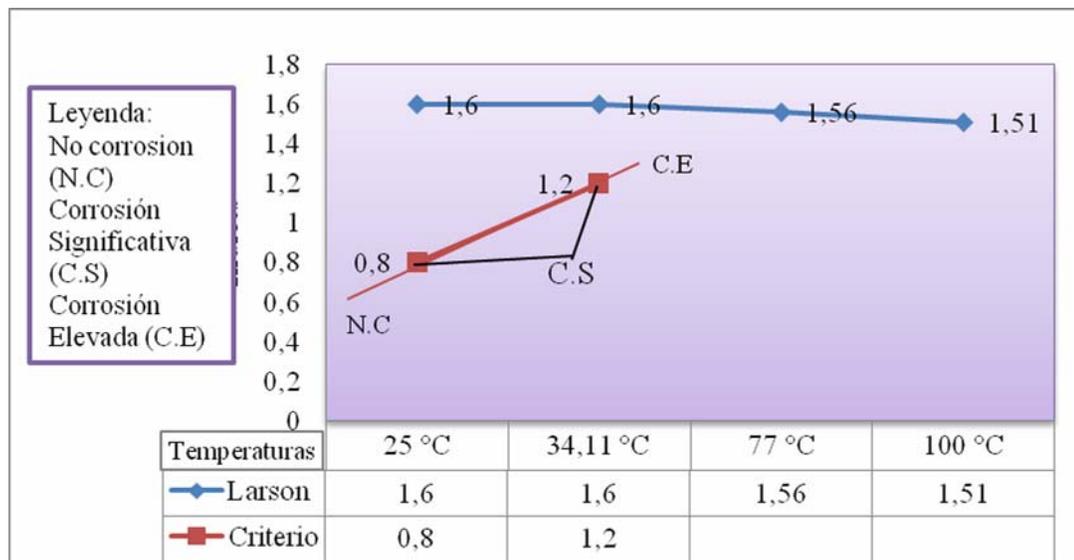


Figura 4.12 Índices de Larson de la fosa SAED-3.

4.2.4 Índices de estabilidad a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3

Al igual que en los casos anteriores el agua presenta tendencia incrustante a la temperatura del sistema (33,33 °C). Esta temperatura es dos grados mayor que la temperatura de la muestra tomada cuando no existe bombeo de las fosas este incremento disminuye la solubilidad de las sales causando la sobresaturación de estas y por ende la tendencia incrustante que expresan los índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis (figura 4.13).

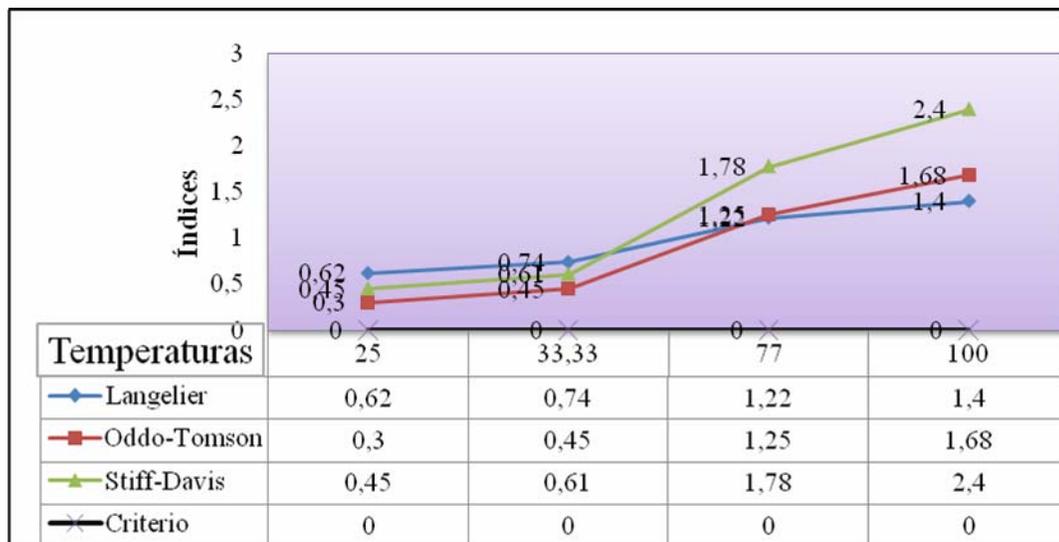


Figura 4.13 Índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3.

A pesar de la aplicación continua de tratamiento es evidente que algo está fallando por que aun a 25 °C que es la temperatura más baja que se evaluó el agua sigue siendo incrustante e incrementa su carácter con la temperatura, como muestran los índices de Ryznar y Puckorius (figuras 4.14 y 4.15).

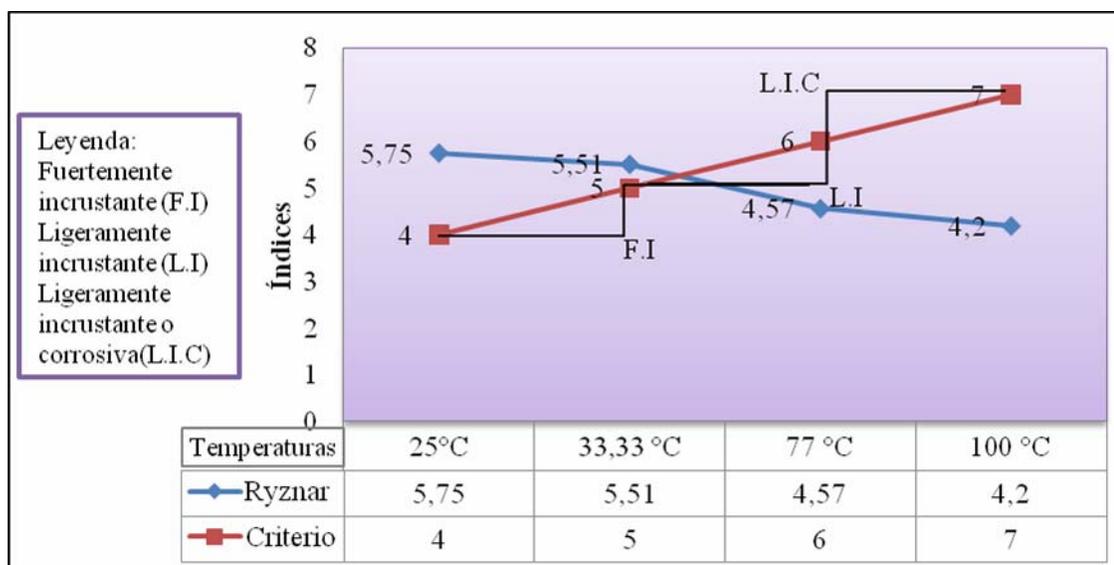


Figura 4.14 Índices de Ryznar a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3.

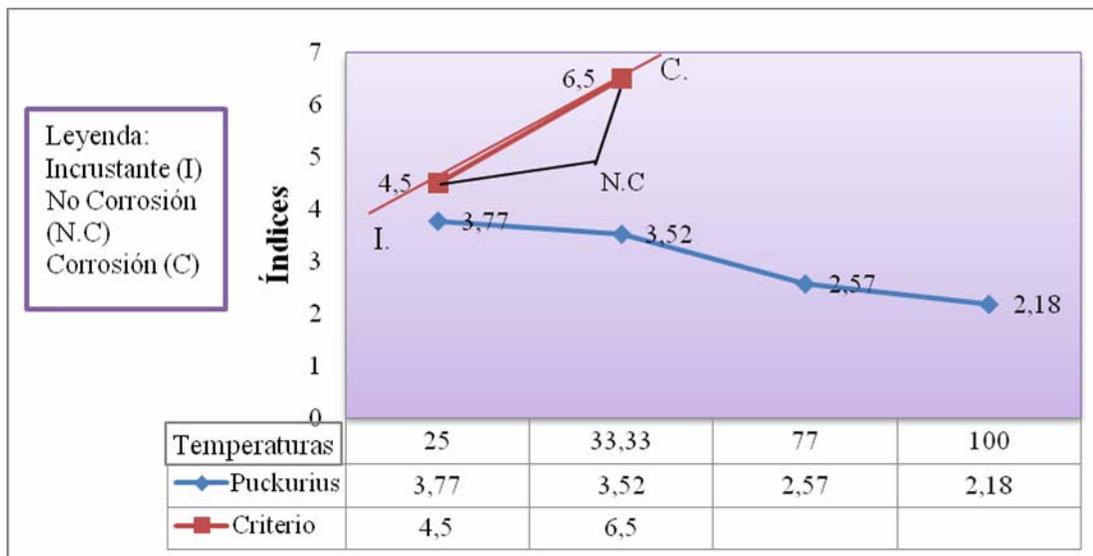


Figura 4.15 Índice de Puckorius a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3.

La figura 4.16 expresa un carácter corrosivo del agua que sale del tanque a las temperaturas escogidas, por esta razón es probable que se esté generando corrosión en las tuberías de inyección y posibles taponamientos a nivel de fondo de pozo.

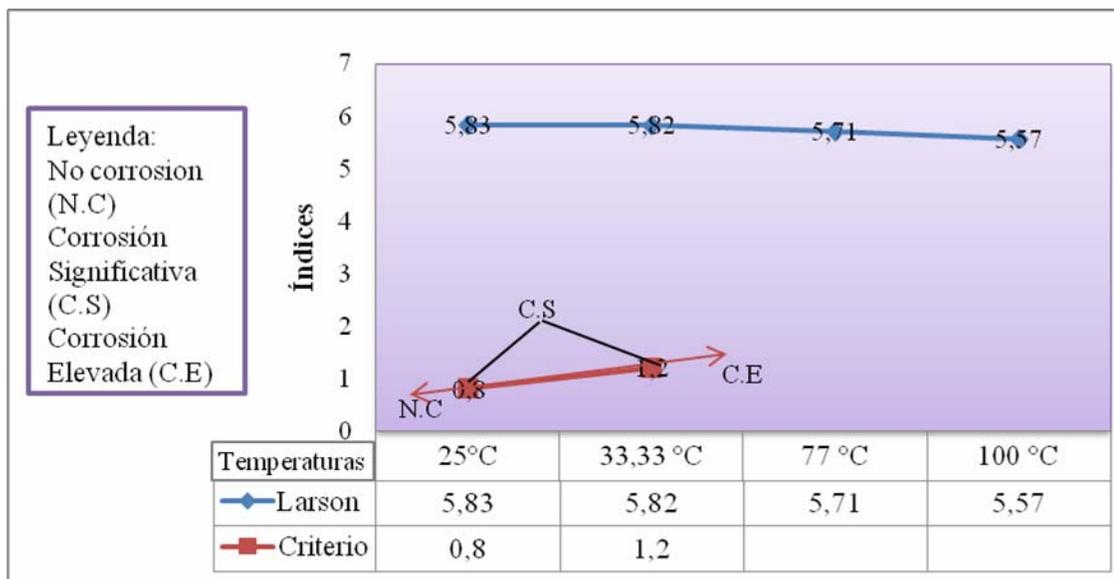


Figura 4.16 Índice de Larson a la salida del tanque con bombeo de la fosa SAED-3.

4.2.5. Índices de estabilidad de la fosa SAED-2

La fosa SAED-2 se encuentra activa actualmente y como se puede apreciar en la figura 4.17 los índices de Langelier y Stiff-Davis, tienen un valor negativo lo que significa que tiene una tendencia corrosiva, índice de saturación de Oddo-Tomson indica una solución que puede ser capaz de disolver CaCO_3 , es decir que a estas temperatura no es incrustante, pero a medida que aumenta la temperatura el agua se vuelve incrustante.

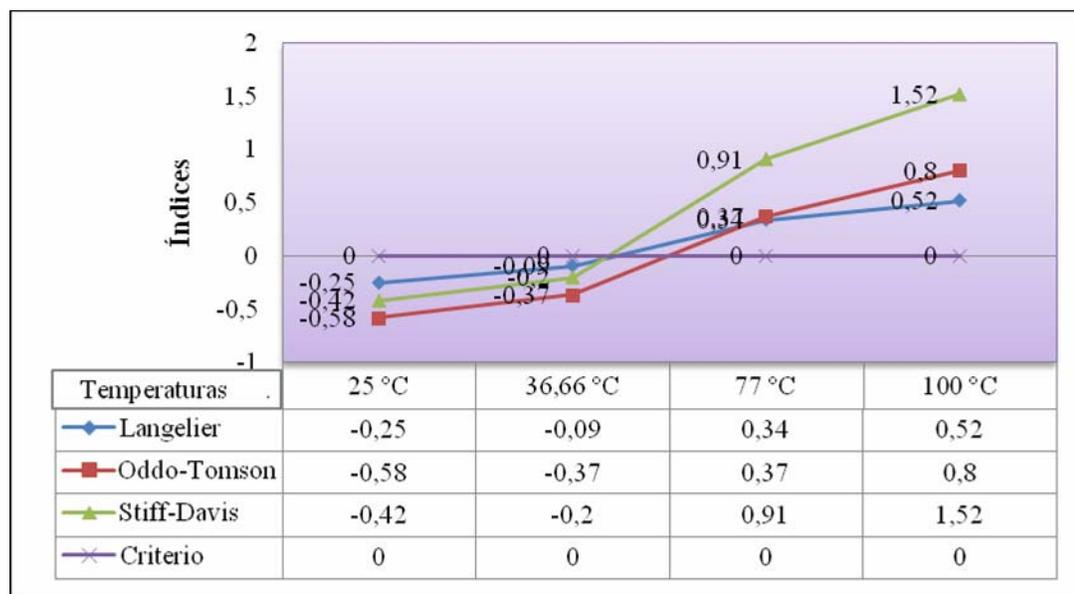


Figura 4.17 Índices de Langelier, Oddo-Tomson, Stiff-Davis de la fosa SAED-2.

El índice de Ryznar (figura 4.18) muestra un agua significativamente corrosiva a bajas temperatura, pero con tendencia incrustante a medida que aumenta la temperatura, esto se observa mucho mejor en la figura 4.19 donde esta representado el índice de Puckorius.

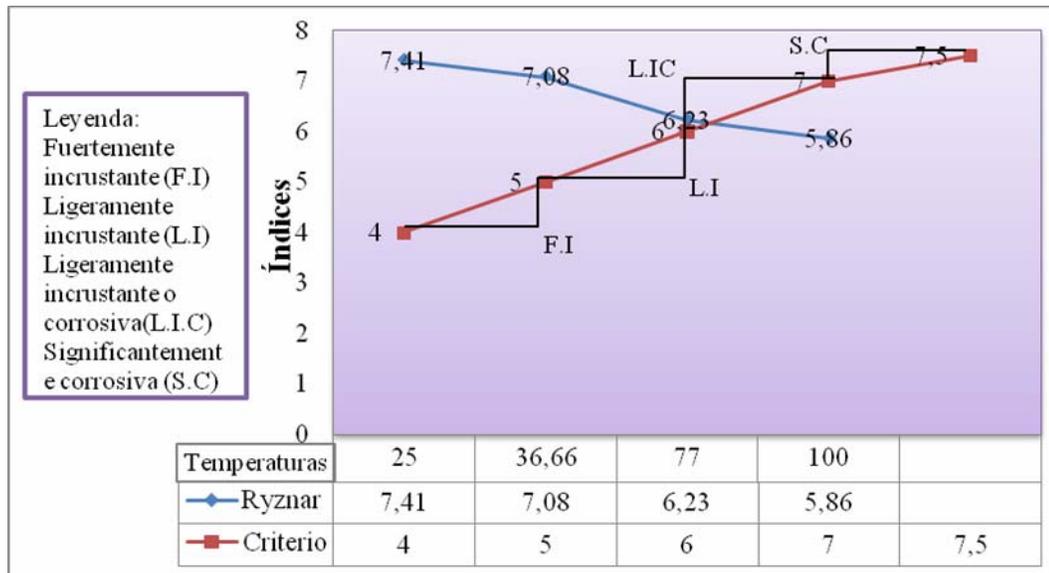


Figura 4.18 Índices de Ryznar de la fosa SAED-2.

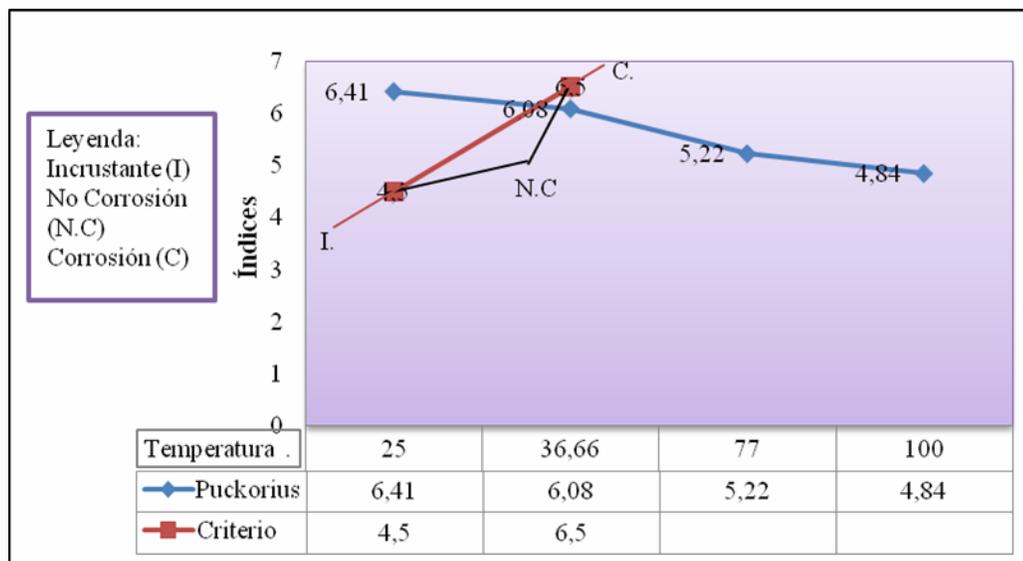


Figura 4.19 Índice de Puckorius de la fosa SAED-2.

El agua de la fosa SAEDII no recibe ningún tipo de tratamiento físico, químico o biológico por lo que este comportamiento era esperado.

El índice de estabilidad de Larson (figura 4.20) reitera el carácter corrosivo de esta agua.

Que podrían causar graves daños en tuberías, equipo y el pozo de inyección al ser mezclada con el agua del tratador y el tanque constantemente.

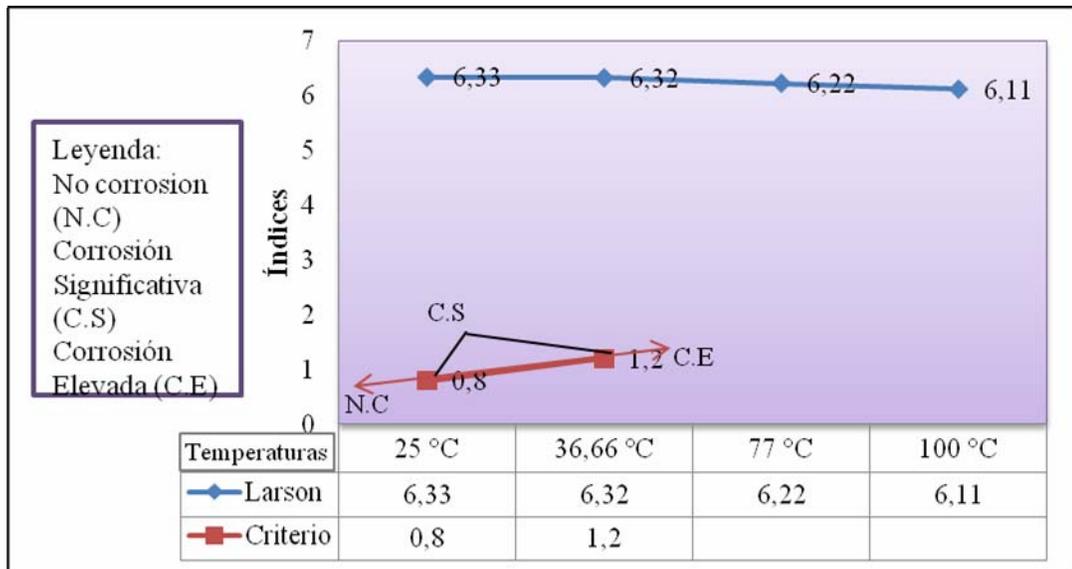


Figura 4.20 Índice de Larson de la fosa SAED-2.

4.2.6 Índices de estabilidad de la fosa AM-42

En la figura 4.21 se muestra que para las temperaturas evaluadas el agua tiene una tendencia incrustante, es decir se encuentra sobresaturada y tiende a la precipitación del CaCO_3 .

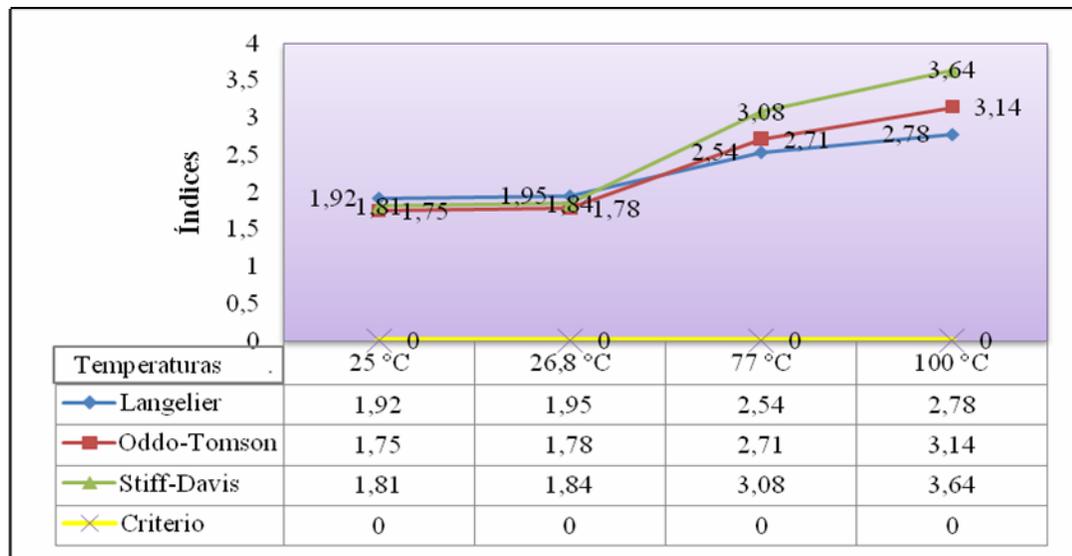


Figura 4.21 Índices de Langelier, Oddo-Tomson y Stiff-Davis de la fosa AM-42.

Tomando en cuenta el índice de Ryznar (figura 4.22) es posible notar que para la temperatura del sistema 26.8 °C la tendencia del agua es ligeramente incrustante, sin embargo se nota la cercanía al límite fuertemente incrustante y a medida que se produce un aumento en la temperatura esta pasa de ligeramente a fuertemente incrustante.

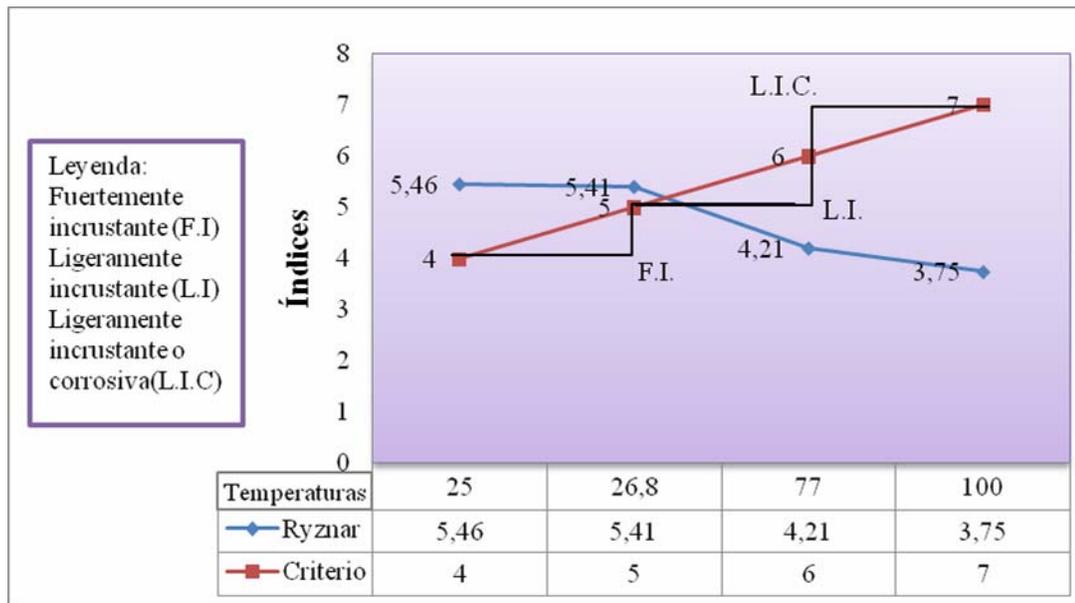


Figura 4.22 Índice de Ryznar de la fosa AM-42.

La figura 4.23 muestra el índice de estabilidad de Puckorius en el cual se observa que a la temperatura del sistema (26.8) no existe corrosión, y a la temperatura mayor simulada (100°C) existe una tendencia incrustante.

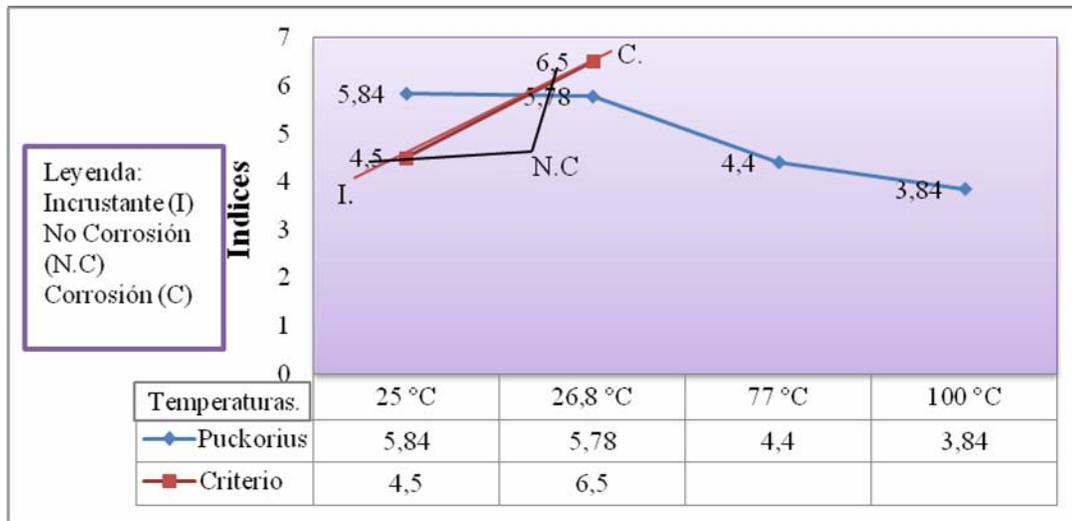


Figura 4.23 Índice de Puckorius de la fosa AM-42.

El índice de Larson en este caso a diferencia de todos los anteriores dio como resultado valores en el intervalo entre 0.8 y 1.2 o muy cercanos a ellos lo que muestra un grado de corrosividad significativo.

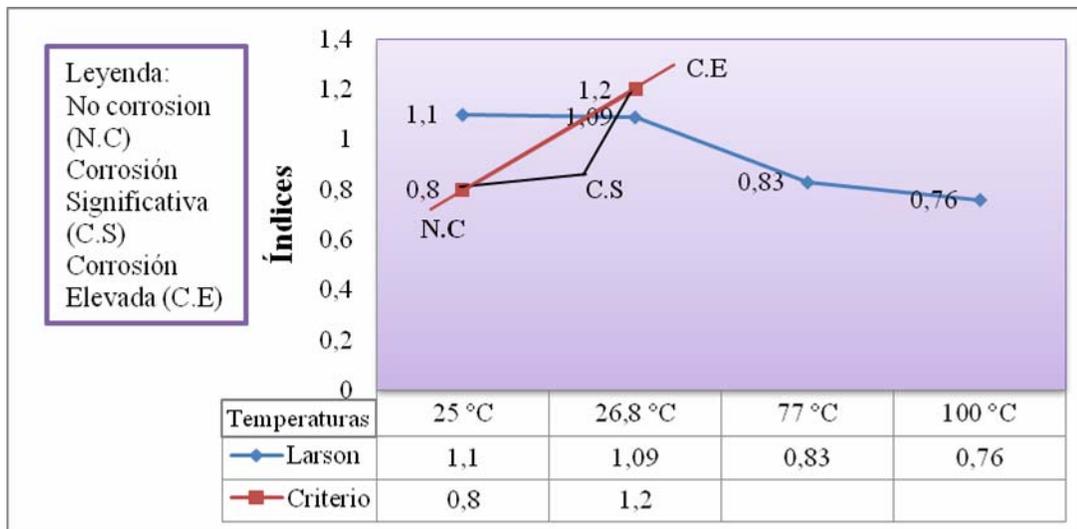


Figura 4.24 Índices de Larson para la predicción del carácter agresivo o incrustante del agua de la fosa AM-42.

El índice de Larson es un método muy confiable para aguas equilibradas, por lo que en este estudio un agua de formación totalmente salobre no funciona muy bien, por ello a la

hora de realizar la proposición de un sistema de tratamiento físico, químico y biológico se basó principalmente en los demás índices de estabilidad.

4.3 RELACIÓN ENTRE LOS PARAMETROS FISICOQUÍMICOS Y EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS EN LAS AGUAS PROVENIENTES DE LAS FOSAS (SAED-3, SAED-2 y AM-42), DEL AGUA DEL TRATADOR Y DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

4.3.1 Salida del tratador de la estación de descarga Santa Ana III

Observando la curva de crecimiento de las bacterias a la salida del tratador (figura 4.25) se aprecia la formación de todas las etapas, iniciando por la fase de adaptación que va de 1 a 3 días, luego exponencial de 3 a 6 días (fase de crecimiento de la población bacteriana) y por último estacionaria de 6 a 21 días, lo cual corresponde al agotamiento de nutrientes en el medio o la acumulación de metabolitos tóxicos.

Existe una fase que no se puede apreciar con los cultivos en viales a simple vista que es la declinación o muerte de las bacterias; durante la toma de muestra del agua en este punto se estaba aplicando un tratamiento químico (biocida e inhibidor de incrustación) de manera intercalada, a pesar de ello se observó que todos los parámetros fisicoquímicos estaban por encima de lo establecido por la norma a excepción del hierro que está por debajo del límite.

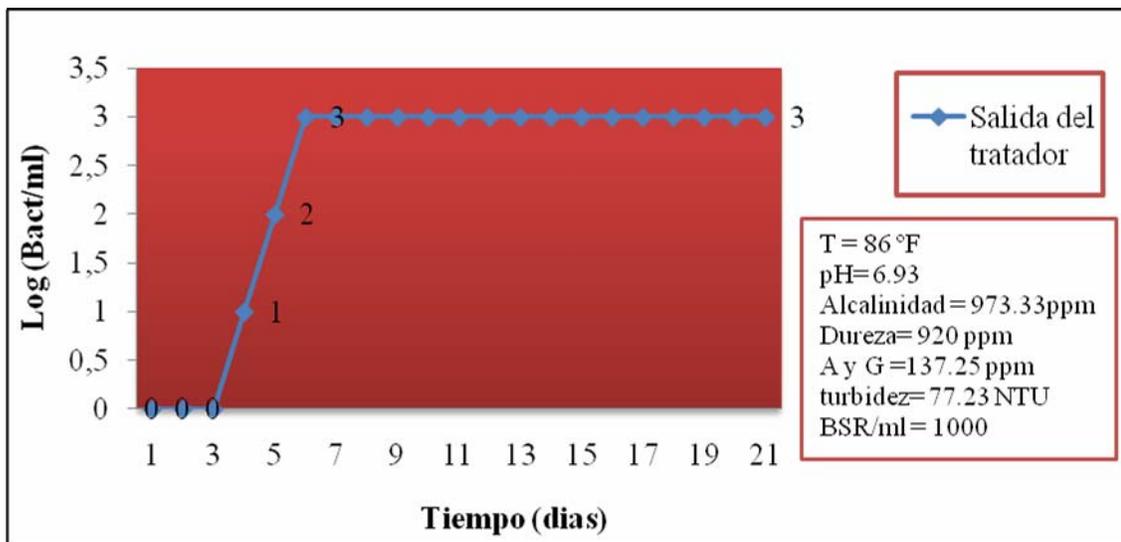


Figura 4.25 Curva de Crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tratador.

Los factores que más afectan el crecimiento de las bacterias son: la temperatura (86 °F), ya que a ésta temperatura precipita el carbonato de calcio. La alcalinidad y la dureza, que representa la elevada concentración de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, los cuales precipitan, formando incrustaciones que crean un ambiente propicio para el crecimiento y desarrollo de las bacterias sésiles y favorecen el proceso de corrosión.

El elevado contenido de aceites y grasas refleja la falta de un equipo que complemente el proceso de extracción del crudo del agua. La presencia de grandes concentraciones de sólidos suspendidos y totales, produce un valor elevado de turbidez y como se sabe al agua turbia se calienta mas rápido, debido a que los iones disueltos absorben luz solar, reduciendo el oxígeno del agua y creando un ambiente ideal para el crecimiento y reproducción de las BSR y por último pero no menos importante, el pH, que a pesar de estar en el rango establecido, afecta directamente el crecimiento de las bacterias.

4.3.2 Salida del tanque de almacenamiento sin bombeo de la fosa

En la figura 4.26 se observa la ausencia de la fase de adaptación en la curva de crecimiento de las bacterias, que consiste en la adaptación de las células microbianas a su nuevo ambiente. Esto se debe a que al momento de tomar la muestra del tanque de

almacenamiento no se estaba recibiendo agua de las fosas sino únicamente del tratador que es su sistema normal y se realiza a baja velocidad de manera que no genera gran turbulencia, por tanto las bacterias no tienen a que adaptarse. La fase exponencial o de crecimiento se observa claramente, pero transcurre más lenta que en la salida del tratador y por último la fase estacionaria que se distingue claramente. Los parámetros físicoquímicos observados en este punto fueron: el pH con un valor de 7.28, una elevada concentración de sólidos disueltos y suspendidos (gran contenido de sales), la concentración de aceites y grasas que resultó menor a la salida del tratador, lo que representa que toda esa cantidad de aceites y sólidos suspendidos que no se reflejan a la salida del tanque, se está quedando depositada en el tanque, pudiendo ocasionar deterioro en el fondo de este y propiciando un ambiente apto para el crecimiento de las BSR.

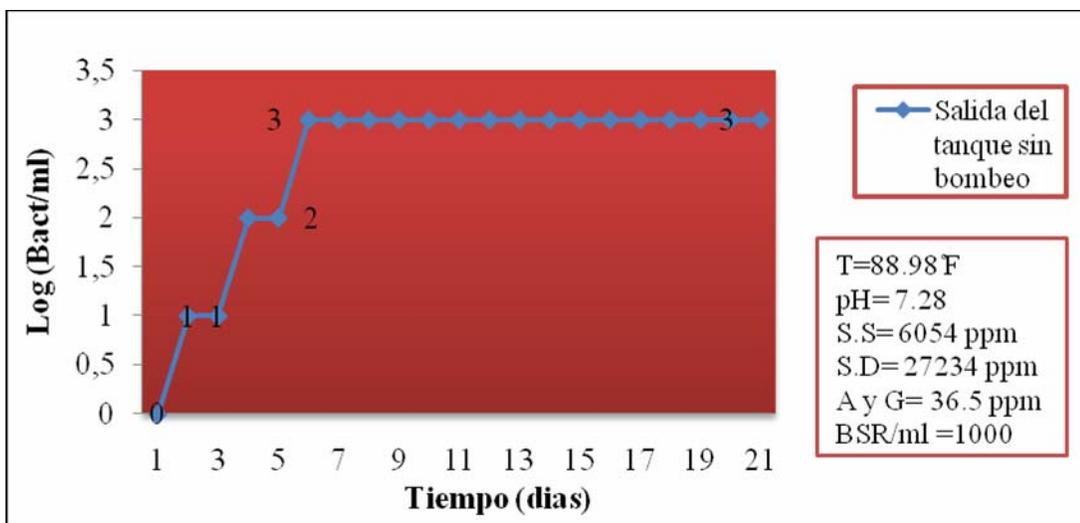


Figura 4.26 Curva de Crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque de almacenamiento sin bombeo.

4.3.2.1 Salida del tanque de almacenamiento sin bombeo de la fosa luego del bacheo

En la figura 4.27 se muestra la curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque luego de la aplicación del bacheo, se observa que la etapa de adaptación es más larga (aproximadamente 5 días) esto se debe a que durante el bacheo, se remueven todas las bacterias y lo que se observa en la figura es lo que tarda en volverse a reproducir.

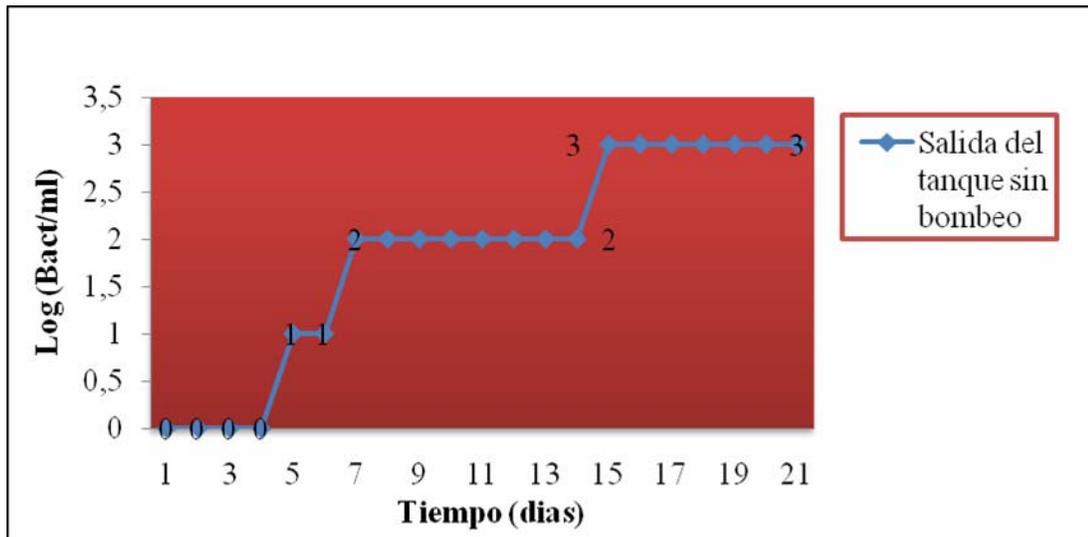


Figura 4.27 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque de almacenamiento sin bombeo de la fosa y luego de la aplicación del bacheo.

Esto significa que el bacheo es eficiente durante la primera semana. Luego de ello empieza la fase de crecimiento exponencial que también transcurre más lentamente como consecuencia del bacheo realizado por tanto no se refleja la línea recta propia de esta fase, por ultimo está la fase estacionaria que ocurre a partir del día 15, para el tanque de almacenamiento la aparición de esta etapa se debe mas a la acumulación de sustancias toxicas para las bacterias como lo biocidas que a culminación del nutrimento.

4.3.3 Salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa SAED-3

La curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque de almacenamiento, cuando se ha bombeado recientemente agua desde la fosa SAED-3 (figura 4.28), refleja una etapa de adaptación de dos días esto se debe a que el bombeo se realiza a gran velocidad, por lo tanto genera turbulencia en el tanque y para que se produzca el crecimiento, las bacterias tanto traídas de la bomba como las que ya estaban allí, deben adaptarse al nuevo medio que es una mezcla de aguas. Luego se refleja la fase exponencial o de crecimiento que se produce más rápido que en el caso anterior, cuando no se tiene bombeo de la fosa, esto muestra; que el tratamiento químico aplicado no posee la misma

efectividad cuando se ha mezclado el agua del sistema habitual con agua de fosa. Finalmente se observa la etapa de estacionaria, que es cuando se detiene el crecimiento y se mantienen estables hasta su muerte; que probablemente se deba a la concentración de biocida en el agua. Estos detalles de la fase estacionaria no se pueden observar en los viales, puesto que solo la fase de crecimiento se ve reflejada en el ennegrecimiento del medio de cultivo.

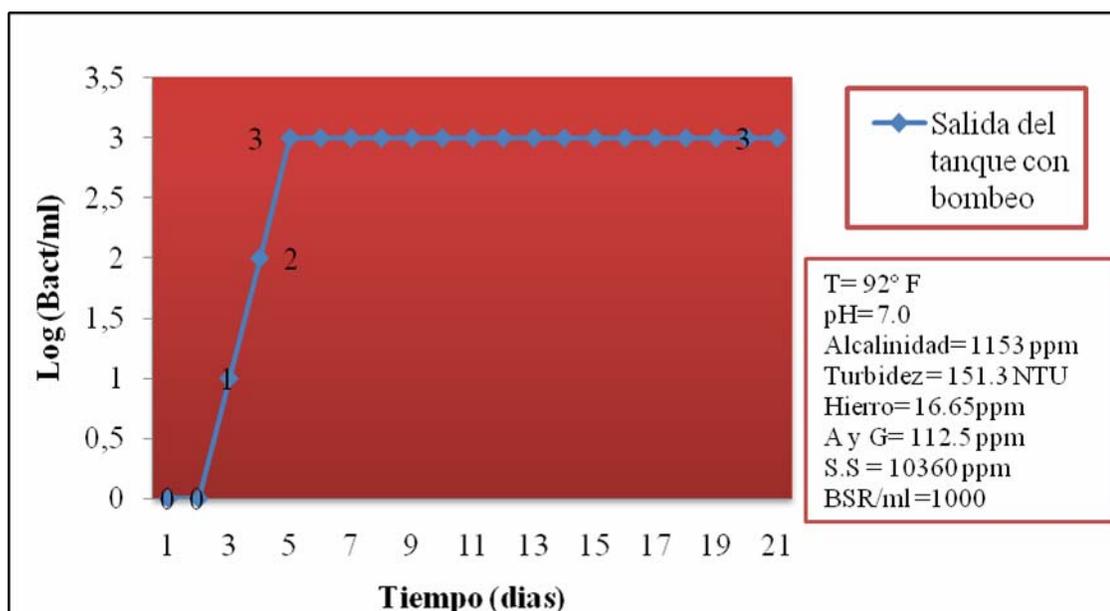


Figura 4.28 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa SAED-3.

Como se esperaba los parámetros fisicoquímicos para este punto de muestreo es mayor a los anteriores, con la excepción del contenido de aceites y los sólidos suspendidos que reafirma que gran parte de estos se están acumulando en el tanque. La concentración de hierro de 16,65 ppm resultó mayor que todos los demás puntos de muestra. La elevada concentración de iones sueltos, bicarbonatos, carbonatos y hidróxidos están generando una excesiva alcalinidad y turbidez lo cual favorece el crecimiento de las BSR. Por ende se hace necesario las mejoras en todo el proceso de inyección de agua de este campo, comenzando

por la instalación de equipos que disminuyan el contenido de sólidos y grasas en el agua, seguido de la reestructuración del plan de aplicación del tratamiento químico.

4.3.5 Salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa luego del bacheo

La figura 4.29 demuestra la efectividad de realizar un bacheo inclusive cuando se ha descargado agua de la fosa, la fase de adaptación de las bacterias es mayor, (6 días) influida por la turbulencia que genera la descarga y la aplicación del químico a gran escala.

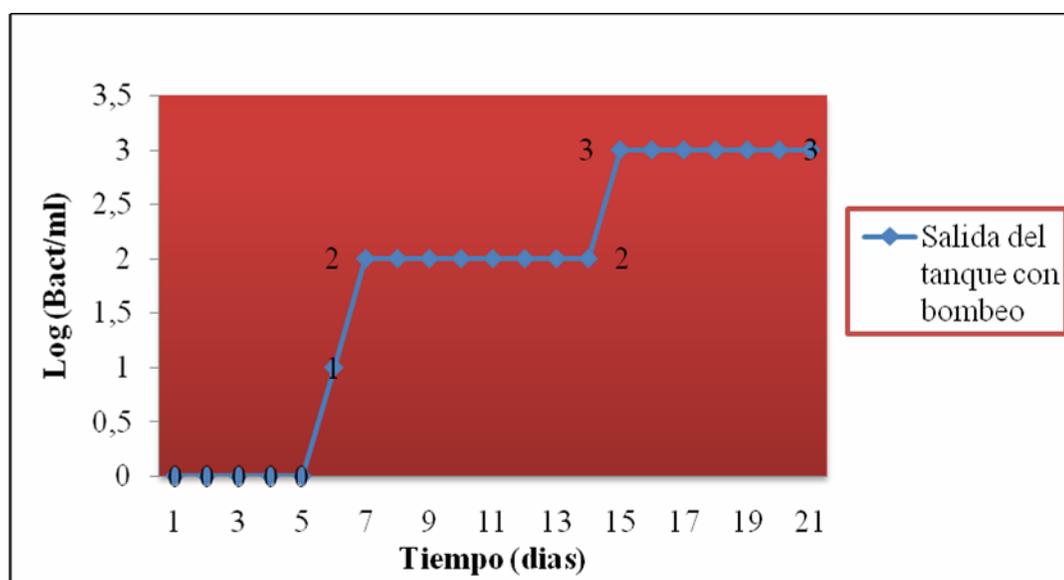


Figura 4.29 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato a la salida del tanque de almacenamiento con bombeo de la fosa luego del bacheo.

La etapa de crecimiento tiene la misma duración en ambos casos (con o sin bombeo de la fosa) lo que muestra que el tiempo indicado para la realización del bacheo debe ser cada 7 días y no 15 ó 20 como se ha venido realizando. Otra opción para obtener mejores resultados sería el aumentar la dosis de inyección de química regular.

4.3.6 Fosa SAED-3

La figura 4.30 muestra la curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en la fosa SAED-3 que se encuentra actualmente activa y de la que cabe destacar nunca se había realizado análisis por la empresa; de esta fosa se bombea regularmente agua hacia el tanque de almacenamiento de la planta sin ningún tipo de plan de operación.

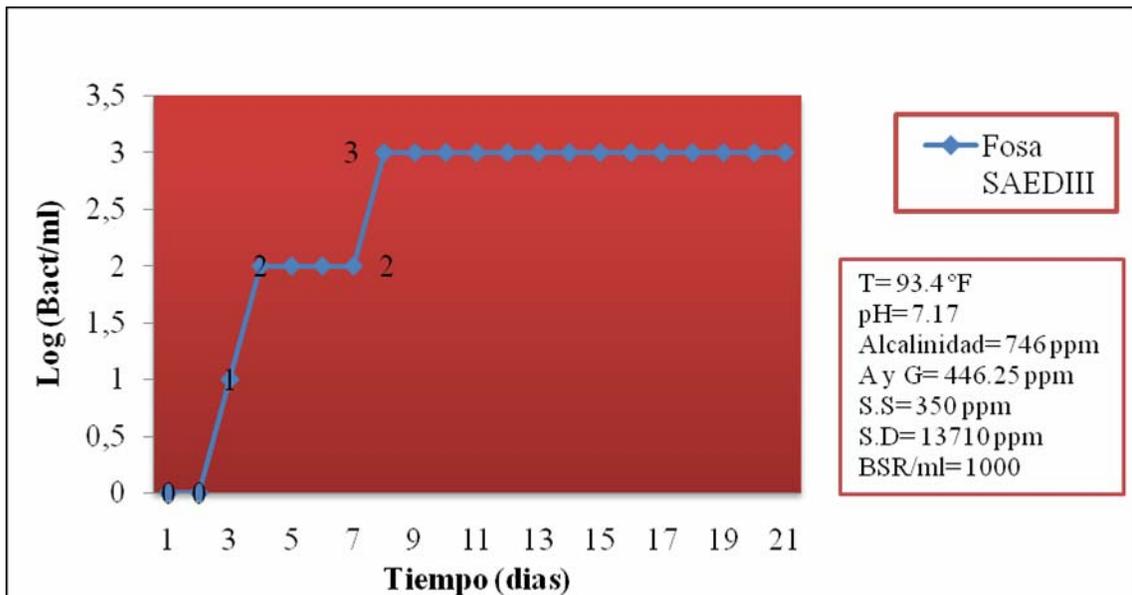


Figura 4.30 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en la fosa SAED-3.

La curva refleja claramente las fases del crecimiento bacteriano iniciando por la adaptación, que en este caso es de dos días. Esto se debió a la constante turbulencia generada por el proceso de bombeo; la fase de exponencial o de crecimiento dura siete días, es decir, no es muy rápida y por último la fase estacionaria que dura 15 días.

Es inevitable notar que los parámetros físico-químicos de esta agua son muy cercanos a los de las aguas manejadas en el sistema de inyección provenientes del yacimiento, por lo que facilita su manejo en la planta de inyección pero a pesar de ello esta agua debe ser tratada con sumo cuidado ya que es potencialmente generadora de bacterias. Como fue mencionado, los parámetros físico-químicos son cercanos a los de los casos anteriores por tanto el crecimiento de las bacterias se ve afectado por los mismos factores (temperatura,

pH y alcalinidad) a diferencia del contenido de aceites y grasas que es mayor y los sólidos disueltos y suspendidos que son muy bajos, por tanto la turbidez no tiene tanta influencia. Cabe destacar que la muestra fue tomada justamente del centro de la fosa por lo tanto no se tocó la capa de crudo que estaba sobrenadante y ni los sólidos en el fondo.

4.3.7. Fosa SAED-2

La figura 4.31 muestra la curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en la fosa SAED-2, la cual no presenta una fase de adaptación y la fase de crecimiento es sumamente rápida, además como se puede observar en corto tiempo se reprodujeron a 100.000 Bact/ml, lo que es muy peligroso debido al sulfuro de hidrogeno desprendido por estas, esta fosa se encuentra actualmente activa y se descarga cuando su nivel sube en el tanque de almacenamiento.

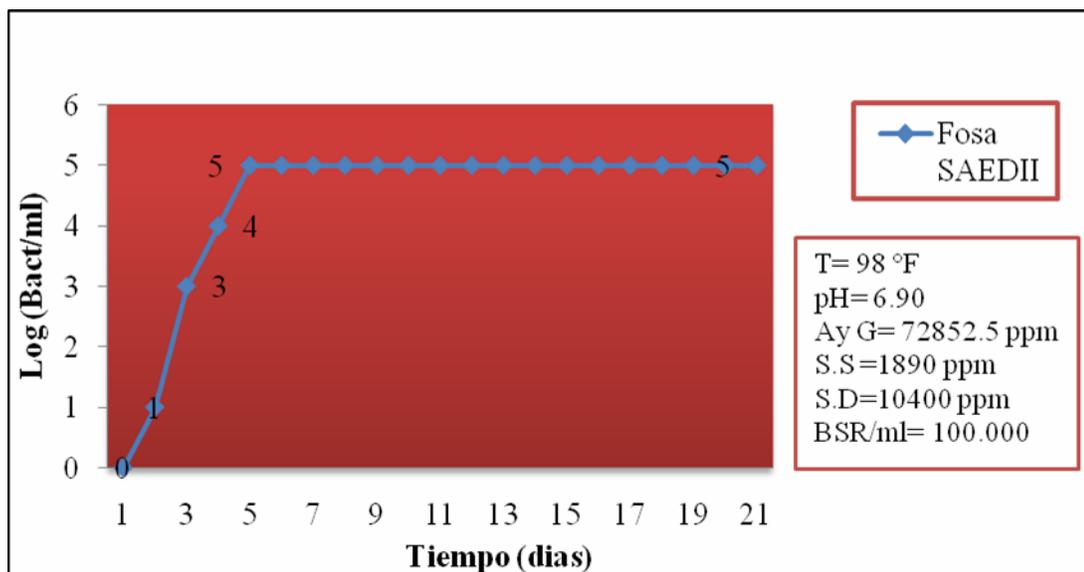


Figura 4.31 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en la fosa SAED-2.

Las consecuencias son severas ya que el sulfuro de hidrogeno es altamente corrosivo y además los parámetros fisicoquímicos no son parecidos a los manejados en el sistema regularmente. Los principales parámetros fisicoquímicos que están influyendo en el

elevado crecimiento de las bacterias son el contenido de aceites y grasas, los sólidos suspendidos y disueltos, y la temperatura que es la más elevada de todos los puntos, esto se debe a que al momento de tomar las muestras la fosa tenía un bajo nivel de agua, es decir, que la capa de crudo sobrenadante era muy gruesa recibiendo mayor calor del sol aumentando la temperatura y el contenido de aceites y grasas; todo esto hace necesario una planta de inyección con los equipos precisos para manejar esta agua, lamentablemente no se pudo evaluar agua a la salida del tanque cuando se descargó agua de esta fosa (SAED-2) pero al observar los resultados cuando se realiza bombeo de la fosa SAED-3 y percibiendo la gran diferencia entre estas, es evidente que las consecuencias van a ser mucho mayores y a corto plazo, si no se toman las precauciones.

4.3.8 Fosa AM-42

La figura 4.32 expresa la curva de crecimiento de las bacterias en la fosa AM-42, que se encuentra inactiva actualmente pero con un alto nivel de efluentes líquidos. Como se puede ver no existe una etapa de adaptación y la fase de crecimiento fue rápida al inicio en los primeros tres días ya existían 1.000 Bact/ml luego se tornó muy lenta realizándose completamente en 18 días. No se puede apreciar claramente la fase estacionaria; lo cual se debe a la lentitud del proceso de crecimiento, la caracterización fisicoquímica en esta fosa muestra que en su mayoría es agua de lluvia debido a que el contenido de aceites y grasas es bajo comparado con las otras, además se debe tomar en cuenta que ésta no tenía capa de crudo sobrenadante; los sólidos suspendidos y disueltos también son bajos en comparación con las otras fosas lo que indica que estos no son los principales influyentes en el crecimiento de las bacterias. El pH básico de 9,3 no es favorable para el crecimiento de BSR; los niveles de alcalinidad, temperatura y cloruros son elevados por ende éstos son los que están influenciando el crecimiento de las bacterias, además hacen de esta agua corrosiva, ya que los cloruros influyen en el proceso de corrosión, e incrustante ya que la alcalinidad depende de los carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos que pueden causar la formación de escalas.

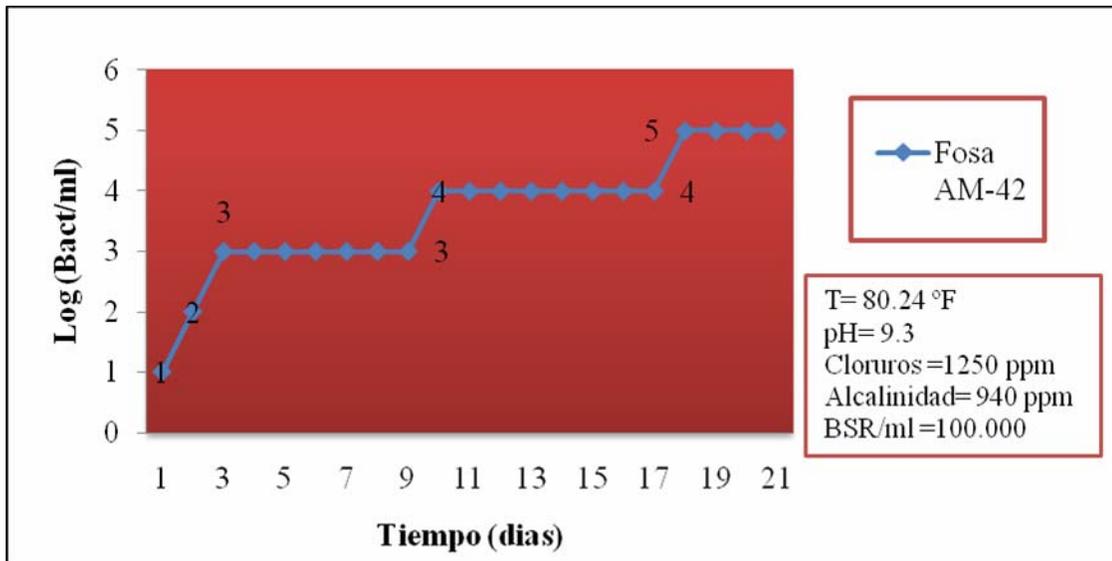


Figura 4.32 Curva de crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato en la fosa AM-42.

4.4 PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO FÍSICO, QUÍMICO Y BIOLÓGICO PARA EL AGUA RESIDUAL DE LAS FOSAS DE ACUERDO CON LOS PARAMETROS ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA LEGAL VIGENTE

El proceso de selección para el tratamiento del agua residual de fosas está ubicado en la estación de descarga Santa Ana III, donde se encuentra actualmente la planta de inyección de agua salada de este campo. De esta manera se aprovecharán parte de las unidades existentes tales como son los tanques de almacenamiento y las bombas para la alimentación y de esta manera aprovechar los efluentes provenientes del resto de las estaciones incluyendo los de El Toco que en ocasiones son enviados a esta estación de descarga.

4.4.1 Unidades seleccionadas para el tratamiento físico de los contaminantes presentes en las aguas de producción y fosas del campo Santa Ana.

El sistema de tratamiento propuesto consta de:

- Dos tanques desnatadores en serie de 1.500 Bls cada uno, basado en el tiempo de retención aportado por la altura. La capacidad de los tanques desnatadores y la

diferencia de gravedades específicas existente entre el crudo y el agua, se promueve por el proceso de coalescencia de las gotas de crudo, el cual ocasiona la flotación de este crudo libre sobre la superficie del agua y la decantación de los sólidos sedimentables. Los sólidos sedimentables están formados por las sales de baja solubilidad como el carbonato de calcio y el sulfuro de hierro. La capa de crudo es removida mediante el recolector o vertedero instalado en cada uno de los tanques. El flujo de agua parcialmente libre de crudo se transfiere a través de un sifón de rebose hacia el otro tanque; los sólidos sedimentables permanecen en el fondo de los tanque y serán removidos vía válvula de drenaje y bajo una rutina de mantenimiento, a través de la boca de visita. Durante este proceso la remoción de partículas de crudo libre mayores de 200 micras, se estima que es de 75 a 80%.

- Un separador de placas corrugadas (CPI), esta segunda etapa del tratamiento se caracteriza por la obtención de altos rendimientos en la remoción de crudo libre y sólidos suspendidos. El flujo de agua salada descargada del tanque desnatador fluye hacia en CPI, el cual consiste en un recipiente en cuyo interior se tiene instalado el módulo de placas paralelas corrugadas hechas de acero inoxidable, las cuales poseen un alto grado de eficiencia para coalescer entre si, las partículas de crudo libre y sólidos suspendidos mayores de 100 micras. El crudo libre se concentra en la superficie del agua y mediante un vertedero se desnata y acumula en la sección de recolección de crudo desnatao. Los sólidos suspendidos precipitados se acumulan en el fondo del recipiente de donde son removidos por medio de un chorro a presión. El agua se acumula en la sección de agua tratada. La eficiencia del CPI para remoción de crudo libre se estima que es e 85 a 90% con un 5% de remoción de sólidos suspendidos.
- Un filtro de lecho; la corriente efluente del separador de placas corrugadas se bombea hacia el filtro de sólidos suspendidos, el cual es del tipo flujo descendente que utiliza como medio filtrante las propiedades coalescentes de la cascara de nueces para la remoción de crudo y sólidos suspendidos. Este filtro trabaja de forma automatizada en un ciclo comprendido de 18 a 24 horas, indicando de esta manera la condición de saturación del filtro, iniciando entonces la etapa de retrolavado o limpieza durante un ciclo máximo de 15 minutos. Este filtro esta

diseñado para remover 98% de sólidos suspendidos de más de 3 micrones de tamaño y adicionalmente reducir el contenido de crudo a menos de 5 ppm.

Adicionalmente el sistema de tratamiento, debe constar de tanquillas de recolección de crudo para las salidas de los tanques desnatadores y del CPI, tanques para evitar la utilización de fosas de disposición en caso de contingencia en la planta, y debe existir un plan de manejo de los lodos y sedimentos adecuados bajo vigilancia ambiental, debido a que el tratamiento de estas aguas genera grandes cantidades de desechos sólidos. Por ultimo se debe desarrollar un sistema de supervisión y control automatizado que permita el monitoreo de las variables de campo y el buen funcionamiento de las unidades.

4.4.2 Selección de los aditivos químicos necesarios para el sistema de tratamiento

Normalmente la búsqueda del ahorro está relacionado con el incremento de la eficiencia del tratamiento químico, manteniendo por supuesto la calidad y efectividad para que las características del agua sean las requeridas, es por ello que la empresa encargada de suministrar los aditivos químicos a PDVSA GAS ANACO, realizó un análisis de este sistema y expuso el mejor esquema de tratamiento acorde con lo establecido en las bases y diseño del sistema de tratamiento propuesto y además propuso el menor costo de operación por barril de agua tratado en comparación con otras empresas.

Los aditivos requeridos para el óptimo funcionamiento del sistema de tratamiento son:

- Para la clarificación de las aguas
 - **Desmulsificante (L144):** su función principal es romper la emulsión aceite-agua en aguas industriales y la deshidratación mecánica de lodos provenientes de los procesos de clarificación y espesamientos de efluentes industriales especialmente los orgánicos.
 - **Ayudante de filtrado (L355 S):** su principal función es la clarificación de aguas residuales y de procesos de deshidratación mecánica de lodos de

perforación, donde se requiere la floculación inmediata y un efluente libre de sólidos.

- Para el control microbiológico
 - **Biocida (L106):** su función es eliminar la formación de bacterias aeróbicas y anaeróbicas en las aguas.
 - **Biocida (L140):** elimina la formación de bacterias reductoras de sulfato, algas y hongos en el agua.

- Para el control de corrosión, incrustación y mantenimiento de pozo.
 - **Dispersante e inhibidor de incrustaciones (L184M):** su función es evitar las precipitaciones de sales de calcio y magnesio.
 - **Inhibidor de corrosión (L7015C):** que evita la precipitación de hierro en el fondo del pozo.
 - **Secuestrante o reductor de oxígeno (L3518):** elimina el oxígeno presente en el agua evitando problemas de corrosión por oxígeno y disminuyendo la presencia de bacterias aeróbicas.
 - **Surfactante-microbiocida:** para mantenimiento del pozo inyector.

El ciclo de aplicación y la cantidad de dosificación de estos productos, se logra por ensayo combinado de campo y laboratorio (pruebas de jarra) y será responsabilidad del custodio de la instalación y del proveedor de los productos químicos coordinar dichas pruebas.

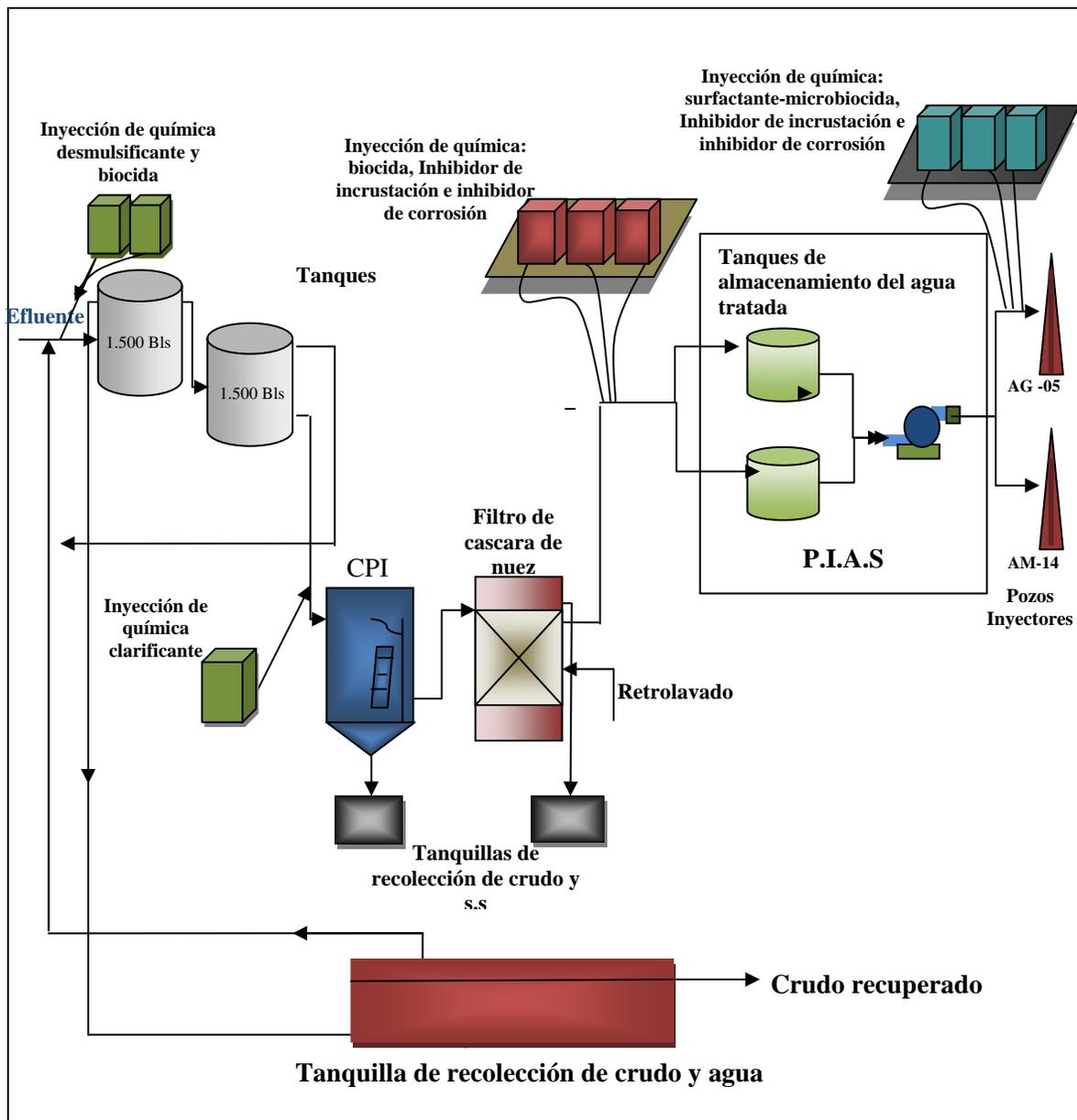


Figura 4. 33 Sistema de tratamiento propuesto para las aguas de producción y fosas del campo Santa Ana.

4.5 CONCLUSIONES

1. El agua salada del campo Santa Ana presentó concentraciones altas de cloruros, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, hierro, aceites y grasas.
2. Los parámetros fisicoquímicos de la PIAS del campo Santa Ana se elevan con la incorporación del agua de la fosa.
3. Se observó la presencia de bacterias reductoras de sulfato (BSR) en los análisis bacteriológicos realizados en las aguas del campo Santa Ana de 10-100.000 bact/ml.
4. El agua de la fosa tiene un crecimiento de las bacterias muy acelerado 1.000 bact/ml en tan solo 3 días en comparación con las otras.
5. Se observó un crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato de 1.000 bact/ml en un periodo de 6 días en la PIAS del campo Santa Ana con inyección continua de biocida.
6. El agua de las fosas SAED-3 y AM-42 tiene tendencia incrustante a una temperatura ambiente de 90 °F; el agua de la fosa SAEDII, posee una tendencia corrosiva a una temperatura de 90° F; el agua tratada de la PIAS SAED-3 posee tendencia incrustante a una temperatura de 90°f; a la temperatura de fondo de pozo aproximadamente 150°F, el agua de inyección tiene tendencia incrustante.
7. El agua de producción del campo Santa Ana en general presenta alta dureza, elevado contenido de hierro y turbidez.
8. El crecimiento de las BSR se vio afectado con el incremento las concentraciones de algunos parámetros fisicoquímicos tales como: alcalinidad, cloruros, dureza total y dureza cálcica principalmente.

9. La concentración de aceites, grasas y la turbidez elevada, del agua de las fosas del campo Santa Ana beneficia el crecimiento microbiano, así como el tiempo de residencia del agua en el tanque de almacenamiento de agua salada favorece el crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato planctónicas.
10. Las unidades seleccionadas para el tratamiento del agua residual de las fosas son: 2 tanques desnatadores en serie de 1500 Bls; un separador de placas corrugadas (CPI) y un filtro cáscara de nuez.
11. Los productos químicos necesarios como aditivos y que deben ser probados son: L144 y L355S para la clarificación de las aguas; L106, L140 para control microbiológico; L184M, L7015C, L3518 y L14 para control de corrosión, incrustación y mantenimiento del pozo.

4.6 RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios para determinar poblaciones bacterianas como las ferro-oxidantes y ácidos productoras.
2. Reprogramar la aplicación de bacheo a cada 8 días mientras se esté bombeando agua de la fosa.
3. Realizar mantenimiento de limpieza cada 6 meses a los tanques de recepción de aguas saladas.
4. Evaluar los aditivos químicos establecidos y fijar la dosis adecuada para el excelente funcionamiento del sistema de tratamiento propuesto.

5. Adecuar el mismo esquema de tratamiento de aguas a los efluentes de producción petrolera de los demás campos con la finalidad de mejorar totalmente la calidad de los efluentes en todo el distrito.
6. Aplicar diariamente el tratamiento químico, biocidas e inhibidor de incrustación pues su papel es primordial en la disminución de los contaminantes y la protección de las unidades que integran el sistema.
7. Realizar nuevas licitaciones con productos químicos de otras empresas.
8. Disponer de un laboratorio apto para la realización de todos los análisis del agua y de un personal calificado. Pues de estos resultados depende que se le aplique el tratamiento tanto mecánico como químico adecuado al agua en estudio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Martínez, R. **“Evaluación del efecto de las bacterias reductoras de sulfato en el proceso de corrosión de las instalaciones de superficie de las plantas de agua salada del Area Mayor Anaco (AMA) Distrito Gas Anaco”**, Trabajo de grado, Departamento de Ing. Química, Universidad de Oriente. Barcelona (2007).
- [2] Lezama, A. **“Diseño conceptual de un sistema de tratamiento para los efluentes de uno de los campos petroleros del Distrito Gas Anaco”**, Trabajo de grado, Departamento de Ing. Química, Universidad de Oriente. Barcelona (2006).
- [3] Rivas, M. **“Evaluación y diagnóstico de los factores que pueden ocasionar la formación de sólidos en el pozo JNM-243L”**, Informe de entrenamiento industrial II, Departamento de Ing. Química, Universidad Nacional Politécnica “Antonio José de Sucre”, Barquisimeto (2008).
- [4] Farías, E. **“Caracterización de aguas de formación e inyección en la segregación rosa mediano de PDVSA”**, PDVSA Exploración y Producción. Cabimas (1999).
- [5] Herrera, L. **“Manual de tratamiento de aguas residuales y de producción”**, CIED. San Tome (2001).

- [6] ARPEL. **“Guía para la disposición y tratamiento de agua producidas”** Disponible en: <http://www.arpel.org> (s-f).
- [7] LIPESA. **“Tratamiento químico del agua”**, Caracas Venezuela (1998).
- [8] La lucha contra las incrustaciones. Remoción y prevención. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf
- [9] Cied. **“Curso Control de Aguas”**, (2003).
- [10] Determinación del carácter agresivo o incrustante del agua. Disponible en: <http://www.centrocanariodelagua.com> (s-f).
- [11] Vargas, L. **“Tratamiento químico de agua de inyección y generación de vapor”**, Universidad del Zulia. Instituto de Investigación Petroleras INPELUZ. Fundación Laboratorio de Servicios Técnico Petroleros (2004).
- [12] Biocorrosión en las instalaciones petroleras. Disponible en: [http://www.cio.mx/3_enc_mujer/files/extensos/Sesion 1/S1-BYQ05](http://www.cio.mx/3_enc_mujer/files/extensos/Sesion%201/S1-BYQ05) (2009).
- [13] León, O., Cárdenas, C. y Araujo, I. **“Evaluación de biocidas usados para control de BSR presentes en plantas de tratamiento de aguas de deshidratación del petróleo”**, Universidad del Zulia. Revista Técnica Ingeniería (2003).
- [14] Crecimiento de las bacterias. Disponible en: http://docencia.udea.edu.co/bacteriologia/MicrobiologiaAmbiental/microbiologia_6.pdf
- [15] Arboleda, J. **“Teoría y practica de purificación del agua”**, Tomo 5; Tercera edición. Editorial Mc.Graw-Hill. Colombia (2000).

- [16] AWW. **“Calidad y tratamiento del agua”**, Editorial Mc.Graw-Hill; Quinta edición. México. (2002).
- [17] Tipos de emulsiones. Disponible en: <http://www.ateb.es/clients/showsection.aspx?OriginId=2735>
- [18] Nalco. **“Tipos de emulsiones”**. Volumen II, Anaco (1999).
- [19] Nalco. **“Water Clarification”**, PAC-1, Anaco(1992).
- [20] Unidades de tratamiento de efluentes industriales. Disponible en: http://intranet2.minem.gob.pe/Web/archivos/camisea/estudios/pluspetrol/L56_Cap_2_Anexo_Q.pdf
- [21] Bawer. **“Alquiler de cascara de nuez”**. Disponible en: http://bawercom.com/alquiler_deequipos.html(s-f).
- [22] Corporación Trisa. **“Separadores de placas corrugadas”**. Disponible en: www.acsmedioambiente.com (2005).
- [23] Natco Group. **“Productos y Tecnologías”**. Disponible en: www.natcagroup.com (2002).
- [24] Nalco. **“Teoría sobre filtración”**. Volumen II. Anaco (2000).
- [25] API, **“Recomendaciones prácticas para el análisis biológico de las aguas de inyección de superficie”**, API RP 38, 3^{ra} edición (1975).
- [26] Gaceta Oficial Extraordinaria de la República de Venezuela n° 5.021 Decreto 883. **“Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos”**, Caracas (1995).

[27] Norma venezolana COVENIN 2831-02. **“Aguas naturales, industriales y residuales, Determinación del contenido de aceites y grasas e hidrocarburos extraíbles con n-exano”**, Caracas (2002).

[28] Norma venezolana COVENIN 2461-87. **“Aguas naturales, industriales y residuales, Determinación de sólidos”**, 1^{ra} ed, Caracas (1987).

[29] Norma venezolana COVENIN 3050-93. **“Aguas naturales, industriales y residuales, Determinación de la conductividad eléctrica”**, caracas (2002)

[30] APHA, **“Métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales”**, 20ed (1998).

[31] Norma venezolana COVENIN 2781-02. **“Aguas naturales, industriales y residuales, Determinación de la turbiedad”**, Caracas (2002).

