

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



“PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN
ADECUADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA FOSA DE PITASO DEL
CAMPO ORITUPANO-LEONA”.

REALIZADO POR:

ANA KARINA GARCÍA PLANCHART

TRABAJO PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

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



“PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN
ADECUADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA FOSA DE PITASO DEL
CAMPO ORITUPANO-LEONA”.

ASESORES

Ing. Químico LUIS MORENO
ASESOR ACADÉMICO

Ing. Producción JOHANNA MELLIOR
ASESOR INDUSTRIAL

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

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



“PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN
ADECUADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA FOSA DE PITASO DEL
CAMPO ORITUPANO-LEONA”.

JURADOS

Ing. Químico LUIS MORENO
ASESOR ACADÉMICO

Ing. Químico SHIRLEY MARFISI, Dra.	Ing. Químico ANA COLMENARES, Ph.
JURADO PRINCIPAL	JURADO PRINCIPAL

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“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 le participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Dios creador del universo y dueño de mi vida que me dio la capacidad para realizar esta tesis de grado. A mis padres, Manuel María García Aristimuño y Carol Ana Planchart Pierre de García por el apoyo incondicional que me dieron a lo largo de la carrera. A mi esposo, Carlos Eduardo Torres García por amarme como el solo puede hacerlo.

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que contribuyeron para su elaboración entre los cuales se encuentran las siguientes personas:

- A mi familia, mi padre Manuel María, mi madre Carol Ana, mi hermana Carol Virginia, mi hermano Félix Manuel, mi sobrinita Ángela Virginia por su apoyo brindado durante toda mi vida porque gracias a ellos he llegado a ser todo lo que soy.
- A mi gran amor Carlos Eduardo Torres García por enseñarme lo que es realmente el amor, te amo mi Osito.
- A mi nueva familia el Sr. Carlos Enrique Torres R., Marlene García de Torres y Carlos Alberto Torres García.
- A mis grandes y adorados amigos Yessenia Zavala, Carlos Enrique Fariña, Javier González, Carlos Elías Vásquez, Mónica Rodríguez, Oscar Pino, Álvaro Villarroel, Alexis Mata, Alfredo Figuera, Anahis Peraza, José Tawil, Daniel Velásquez, Doriangel Díaz, Francisco Abarca, Lourdes Cardozo, Jilan El Jaouhari, Laura Diéguez y la Sra. Gladys, por ayudarme en los momentos buenos y malos que me han tocado atravesar durante la realización de la tesis y la carrera.
- A la Empresa Mixta Petroritupano filial de PDVSA por darme la oportunidad de entrar a su entorno de trabajo para elaborar mi trabajo de grado para culminar mi carrera como Ingeniero Químico.
- A mis compañeros de trabajo entre los cuales cabe destacar a Aníbal Melchor, Johanna Mellior (asesora industrial), Alberto Ríos, Noel Noriega, Hans Mardach, Yazmín Aviles, Luzmerlis Fernández, Asdrúbal Melchor, Ricardo González, Néstor Cabello, Juan Sánchez, Aquiles Sufía, Elizabeth Zapata, Antonio Rengel, Jorge Fernández, Pedro Mata, GianFranco Cardogna, Giusepe Cardogna, Javier Fernández, Camilo Albelaez (Empresa BrasilSupply), José Guerra, Luis Castillo,

Carlos Ernesto Rosales (Empresa AVA Ingeniería), José Molina, Henry Terán, Néstor González, Nelson Uzcategui, Alexander Yopo, Javier Rivero, Richard Rucio, Javier Bejarano, José Galavi, Ana Madrid, Cesar Palma, Freddy Vera.

- Al personal que labora en la Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano: Luis Limas, Wilfredo García, Yelithmar Alvarado, Pedro Rodríguez, Adolfo Barrios, Julio Hernández, Luis Disalvo, Douglas Carrasco, José Mongua, Jorge Hernández, Rodolfo Cabriles, Julián España, Cesar López, Marcos Brito, José Moya, Roger García, Luis Solsano, Arnaldo, Carrillo, personal de laboratorio.
- A mis profesores de la UDO: Luis Moreno, Pascual Rodríguez, Hernan Raven, Oswaldo Ochoa, Arturo Rudolfo, Petra Martínez, Ana Rita Colmenares, Fidelina Moncada, Frank Parra, Rafael Barrueta, Raúl Miranda, Andrés Rodríguez, Marco Antonio Armas, Estela Narváez, Maritza Millán, Shirley Marfissi, Anolfi Rodríguez, Yaneis Obando, José Cermeño, Pastora Sosa.
- Al personal de Champion Technologies: Jesús Martínez, Orlando Brito, Francisco Gómez, Leonardo Rojas, Luis González, Eliézer Romero.
- A los transportistas de Venalmaq Luis Brizuela, José Velásquez, Juan C. Moreno, Edgar Rodríguez, entre otros.

RESUMEN

En este trabajo el objetivo principal fue aprovechar el agua y el crudo de una fosa para mejorar la producción de las plantas de la empresa Petroritupano, para ello se realizó un diagnóstico de las instalaciones de PITASO, PTCO y sus alrededores, se caracterizaron los fluidos (agua y crudo) contenidos en la fosa de PITASO, posteriormente se elaboraron las propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento de los fluidos de la fosa y finalmente se seleccionaron las propuestas estratégicas de disposición y tratamiento para el agua y el crudo utilizando las matrices de decisión, elaboradas tomando en consideración las normas ambientales y la producción de los fluidos. Luego de realizado los objetivos específicos planteados, se encontró que el agua de la fosa se clasifica como agua dura, por ello debe ser tratada para disminuir la concentración en ppm del crudo en agua cuyo rango promedio mensual se encuentra entre 26 y 229,38 ppm, estando por encima de los valores establecidos por la Minamb (máximo 20 ppm); la cantidad de CaCO_3 que se encuentra en un rango promedio mensual entre 1.810 y 2.700 mg/l siendo la cantidad máxima permitida 120 mg/l, estos parámetros requieren de un tratamiento químico para disminuirlos hasta que este en concordancia con lo establecido por la Ley (Decreto 883). En cuanto a su disposición, se sugirió que la cantidad de agua recuperada de la fosa, una vez tratada, sea introducida directamente a los pozos inyectores, ya que estos poseen los caudales necesarios para tal fin. Por su parte, la fosa de PITASO es una gran fuente de crudo clasificado como pesado, no posee agua libre, con alta viscosidad (entre 3.871,92 y 3.901,21 cp), densidad (entre 0,9539 y 0,9686 gr/ml) y un porcentaje de umbral de floculación de asfaltenos (entre 61,66 y 64,39 %); este fluido está fuera de especificación, por lo tanto, se sugiere aplicar tratamiento químico para disminuir sus dos parámetros fundamentales (agua y sedimentos). Para la disposición final se seleccionó la estrategia de ingreso directo en la planta (PTCO), ya que una vez tratado el crudo podría procesarse sin alterar las

actividades diarias de la planta. Esto sería una solución permanente, debido a que se podrían manejar los caudales de crudo recuperado y disminuir los costos operacionales que un tratamiento externo ocasionaría.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE	x
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xvii
CAPÍTULO I.....	19
INTRODUCCIÓN	19
1.1. Reseña histórica de la empresa	19
1.2. Ubicación geográfica de la empresa	20
1.2.1 La Empresa	21
1.2.2 Fosa de PITASO	26
1.3. Planteamiento del problema.....	26
1.4 Objetivos	27
1.4.1 Objetivo general.....	27
1.4.2 Objetivos específicos	28
CAPÍTULO II	29
MARCO TEÓRICO.....	29
2.1 Antecedentes	29
2.2 Industria Petrolera Venezolana	30
2.2.1 Reservas de petróleo venezolano	31
2.2.2 La Faja Petrolífera del Orinoco.....	32
2.2.3 Características de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	34
2.3. Generalidades del petróleo.....	34
2.3.1 Clasificación del Petróleo según su Gravedad API.....	36

2.3.2	Proceso de extracción.....	36
2.3.3	Emulsiones.....	38
2.3.3.1	Propiedades de las emulsiones.....	38
2.3.3.2	Rompimiento de la emulsión agua salada-petróleo.....	39
2.4.	Agua de las fosas petroleras.....	39
2.4.1	Tratamiento de aguas industriales.....	41
2.4.2	Problemas relacionados con el agua.....	44
2.4.2.1	Corrosión de equipos e instalaciones.....	45
2.4.2.2	Corrosión en la industria petrolera.....	47
2.4.2.3	Erosión.....	47
2.4.2.4	Incrustaciones.....	48
2.5.	Procesos de producción del petróleo.....	49
2.5.1	Pozos.....	49
2.5.2	Sistemas de transferencia.....	50
2.5.3	Estación de flujo.....	52
2.5.4	Estación de bombeo.....	53
2.5.5	Inyección de agua salada a pozos inyectoros.....	53
2.6.	Fosas petroleras.....	55
2.6.1	Principales fases contenidas en una fosa petrolera.....	56
2.6.1.1	Fase de petróleo.....	56
2.6.1.2	Fase acuosa.....	56
2.6.1.3	Fase sólida.....	56
2.6.2	Sales o cloruros presentes en la fase acuosa.....	56
2.6.3	Metales en las fosas.....	57
2.7.	Procesos de deshidratación y separación.....	58
2.7.1	Procesos de deshidratación.....	58
2.7.2	Separación de fluidos.....	60
2.8.	Plantas de tratamiento del campo oritupano-leona.....	61
2.8.1	Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO).....	61

2.8.2 Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO)...	63
CAPÍTULO III	64
DESARROLLO DEL PROYECTO	64
3.1 Realización de una inspección detallada para la recolección de información mediante la observación directa de las instalaciones de las plantas de pitaso, ptco y sus alrededores	64
3.1.1 Ubicación geográfica y dimensiones de la fosa	64
3.1.2 Procedencia de los fluidos.....	66
3.1.3 Diseño de la hoja de cálculo del volumen de la fosa de PITASO	68
3.1.4 Diagnóstico de las instalaciones de PTCO, PITASO y la fosa de PITASO	74
3.1.4.1 Planta de tratamiento de crudo de Oritupano (PTCO)	75
3.1.4.2 Planta de inyección y tratamiento de agua salada de Oritupano (PITASO) ...	80
3.2 Caracterización fisicoquímica de los fluidos contenidos en la fosa de pitaso	88
3.2.1 Comportamiento del agua de la fosa de PITASO a lo largo del tiempo en las instalaciones de PITASO	100
3.3 Elaboración de propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento del agua salada como del crudo contenido en la fosa de pitaso	101
3.3.1 Estudio de opciones	101
3.3.1.1 Prácticas actuales realizadas en PITASO.....	101
3.3.1.2 Inyección a pozos.....	104
3.3.1.3 Pre-tratamiento antes de la entrada a la planta.....	105
3.3.2 Elaboración de estrategias para la disposición y tratamiento del agua salada de la fosa de PITASO	106
3.3.2.1 Estrategias de tratamiento y disposición del agua de la fosa de PITASO	106
3.3.3 Elaboración de propuestas estrategias para la disposición y tratamiento del crudo contenida en la fosa de PITASO.....	115
3.3.3.1 Estudio de opciones	115
3.3.3.2 Elaboración de estrategias para la disposición y tratamiento del crudo de la fosa de PITASO	118

3.4 Selección de las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como del crudo contenido en la fosa de pitaso, según la normativa ambiental y su producción de fluidos	122
3.4.1 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del agua salada de la fosa de PITASO	123
3.4.2 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del crudo de la fosa de PITASO.....	126
CAPÍTULO IV.....	128
RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
4.1 Realización de una inspección detallada para la recolección de información mediante la observación directa de las instalaciones de las plantas de pitaso, ptc y sus alrededores	128
4.1.1 Ubicación geográfica de la fosa de PITASO	128
4.1.2 Procedencia de los fluidos.....	128
4.1.3 Diseño de la hoja de cálculo del volumen de la fosa 1 de PITASO.....	130
4.1.4 Diagnóstico de las instalaciones de PTCO, PITASO y la fosa de PITASO	133
4.1.4.1 Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO).....	133
4.1.4.2 Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO)	133
4.1.4.3 Fosa de PITASO	134
4.2 Caracterización fisicoquímica de los fluidos contenidos en la fosa de pitaso	136
4.3 Elaboración de propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento del agua salada como del crudo contenida en la fosa de pitaso.....	139
4.3.1 Evaluación de propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento del agua salada contenida en la fosa de PITASO.....	139
4.3.1.1 Prácticas actuales realizadas en PITASO.....	139
4.3.1.2 Inyección a pozos.....	142
4.3.1.3 Pre-tratamiento antes de la entrada a la planta.....	143

4.3.2 Evaluación de propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento del crudo contenido en la fosa de PITASO.....	144
4.3.2.1 Prácticas actuales realizadas en PTCO	144
4.3.2.2 Recuperación del crudo con tratamiento externo a la planta	145
4.3.2.3 Recuperación directa del crudo en la planta	145
4.4 Seleccionar las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como el crudo contenida en la fosa de pitaso, según la normativa ambiental y su producción de fluidos	146
4.4.1 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del agua salada de la fosa de PITASO	146
4.4.2 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del crudo de la fosa de PITASO.....	147
4.5 Conclusiones	148
4.6 Recomendaciones.....	149
BIBLIOGRAFÍA	151
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	153

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de los crudos según su gravedad API [7].....	36
Tabla 3.1 Planilla de descarga de camiones en la fosa de PITASO.....	67
Tabla 3.2 Convertidor matemático.....	89
Tabla 3.3 Factor de titulación.....	91
Tabla 3.4 Monitoreo del porcentaje de agua y sedimentos (BSW) de la fosa de PITASO.....	95
Tabla 3.5 Caudal de inyección promedio diario de los pozos inyectores de PIAS-2, PIAS-4 y PITASO.....	105
Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de los camiones que descargan en la fosa de PITASO.....	129
Tabla 4.2 Cantidad de crudo, agua y sedimentos que se encuentran en la fosa 1 de PITASO estimada mediante la hoja de cálculo de volumen de la fosa 1 de PITASO.	131
Tabla 4.3 Porcentaje promedio de agua de las estaciones del campo Oritupano-Leona que entran a PTCO.....	136
Tabla 4.4 Caracterización fisicoquímica del agua de la fosa de PITASO.....	137
Tabla 4.5 Porcentaje de agua y sedimentos (BSW) del crudo contenido en la fosa de PITASO.....	138
Tabla 4.6 Propiedades del crudo de la fosa de PITASO.....	138
Tabla 4.7 Colonias promedio de bacterias sulfato reductoras en PITASO.....	139
Tabla 4.8 Cantidad de CaCO ₃ a la entrada del tanque skimer de PITASO.....	140
Tabla 4.9 Niveles de corrosión (MPY) presente en PITASO.....	140
Tabla 4.10 Concentración (en ppm) de crudo en agua en PITASO.....	141
Tabla 4.11 Concentración (en ppm) promedio de crudo en agua inyectada por PIAS-2, PIAS-4 y PITASO.....	142

Tabla 4.12 Cuadro de comparación entre los valores máximos permitidos por la
Minamb y el rango promedio mensual de las pruebas efectuadas al agua de la fosa.

..... 146

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación situacional de la empresa mixta Petroritupano filial de PDVSA.	21
Figura 1.2 Mapa de ubicación de las unidades de negocio de Petroritupano, filial de PDVSA.....	23
Figura 2.1 Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco [5].	33
Figura 2.2 Tipos de corrosión.	46
Figura 2.3 Corte transversal de un caño de agua que muestra claramente el efecto dañino del pasaje de altos niveles de minerales.	48
Figura 2.4 Panorámica de una fosa [12].	55
Figura 2.5 Diagrama de flujo de la Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano. ..	62
Figura 2.6 Diagrama de flujo de la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano.	63
Figura 3.1 Dimensiones de la fosa de PITASO.	65
Figura 3.2. Zona de descarga de camiones de la fosa de PITASO.	68
Figura 3.3 Dibujo de fosa.	69
Figura 3.4 Volumen de control de la fosa.	70
Figura 3.5 Triángulo semejante 1.....	71
Figura 3.6 Triángulo semejante 2.....	71
Figura 3.7 Patrón de referencia.	73
Figura 3.8 Hoja de cálculo del volumen de la fosa 1 de PITASO.	74
Figura 3.9 Vista de la fosa de PITASO.....	84
Figura 3.10 Esquema de distribución de múltiple de pozos inyectoros.	103
Figura 3.11 Esquema de monitoreo de PITASO.....	104
Figura 3.12 Tratamiento de agua según la cantidad de colonias de BSR.	107
Figura 3.13 Tratamiento de agua según la cantidad de CaCO_3	108
Figura 3.14 Tratamiento de agua según los niveles de corrosión presentados.	109

Figura 3.15 Tratamiento de agua según la concentración (en ppm) de crudo en agua.	110
Figura 3.16 Disposición del agua mediante inyección directa a pozos inyectoros. ..	111
Figura 3.17 Disposición del agua mediante inyección indirecta a pozos inyectoros.	113
Figura 3.18 Disposición del agua mediante el pre tratamiento antes de la entrada a la planta con equipos portátiles de tratamiento.	114
Figura 3.19 Tratamiento químico del crudo según el tipo de emulsión.	119
Figura 3.20 Tratamiento químico del crudo según el humectante de sólidos.	120
Figura 3.21 Disposición del crudo mediante el ingreso a la planta.	121
Figura 3.22 Disposición del crudo mediante la recuperación con tratamiento externo a la planta.	122
Figura 3.23 Matriz de selección del tratamiento del agua de la fosa 1 de PITASO.	124
Figura 3.24 Matriz de selección de la disposición del agua de la fosa 1 de PITASO.	125
Figura 3.25 Matriz de selección del tratamiento de crudo en la fosa 1 de PITASO.	126
Figura 3.26 Matriz de selección de la disposición del crudo de la fosa 1 de PITASO.	127
Figura 4.1 Barreras plásticas de contención de la fosa de PITASO.....	135

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Reseña histórica de la empresa

Petroritupano, filial de PDVSA, anteriormente conocida como Compañía Naviera Pérez Companc, fundada en 1947 dedicada a la comercialización y transporte, por propietarios de tierras en el sur de Argentina. En 1950 se inserta en la actividad aseguradora mediante la creación de la firma "La Patagonia", compañía argentina de seguros. En 1952 comienza a organizar empresas agropecuarias, la primera de las cuales es Sudacia S.A. y posteriormente agrícola Ganadera Andes S.A. y Goyaike.A., al mismo tiempo adquiere la empresa "Los Lagos S.A." con un rotundo éxito, ya que a través de estas adquisición se logró renegociar un monto de la deuda de 1.694 millones de dólares, aportando así una clara mejora en el perfil de cumplimientos de la empresa.

El 17 de octubre de 2002, se concretó la venta del paquete accionario que representaba el 58,62% del capital de Pérez Companc S.A., a la empresa Petrobras Participacoes, S.L. Esta compra por parte de Petrobras, estuvo directamente relacionada con su estrategia de asegurar la integración entre operaciones de diferentes sectores, otras áreas de negocios y el posicionamiento fuera de Latinoamérica, con el fin de internacionalizar sus negocios y lograr un perfil de empresa integrada de energía con presencia regional. La combinación de ambas empresas generó ventajas complementarias que dieron, a una empresa energética como Pérez Companc, la capacidad de continuar con la implementación de sus planes de desarrollo. Sin lugar a dudas, esta complementariedad le otorgó a la sociedad nuevas fortalezas competitivas.

A lo largo de cuatro décadas de existencia, Petrobras se ha convertido en una empresa líder en la distribución de derivados en el país, situándose entre las veinte mayores empresas petrolíferas del rubro en el contexto internacional, propietario de la más avanzada tecnología mundial para la producción de petróleo en aguas profundas. En agosto de 2006, la compañía brasilera Petrobras y CVP, firmaron los contratos de conversión correspondientes a las empresas mixtas Petroritupano, Petroven-Bras y Petrokariña. Con respecto a la empresa mixta Petroritupano, Petróleos de Venezuela, S.A. posee el 60% de las acciones, Petrobras Energía Venezuela, S.A. el 18%, APC Venezuela SRL el 18% y Corod Producción, S.A. el 4%.

Actualmente la empresa mixta Petroritupano se encuentra en un proceso de migración hacia Petróleos de Venezuela S.A.

1.2. Ubicación geográfica de la empresa

Está situada en el campo Oritupano – Leona, operado por Petroritupano S.A, ubicado al sur-este del estado Anzoátegui, municipio Pedro María Freites, con el nor-este del estado Monagas, municipio Maturín. Fisiográficamente, el campo se encuentra en los llanos orientales, a 30 Km al nor-este de la ciudad El Tigre, estado Anzoátegui. Su ubicación se muestra en la figura 1.1.

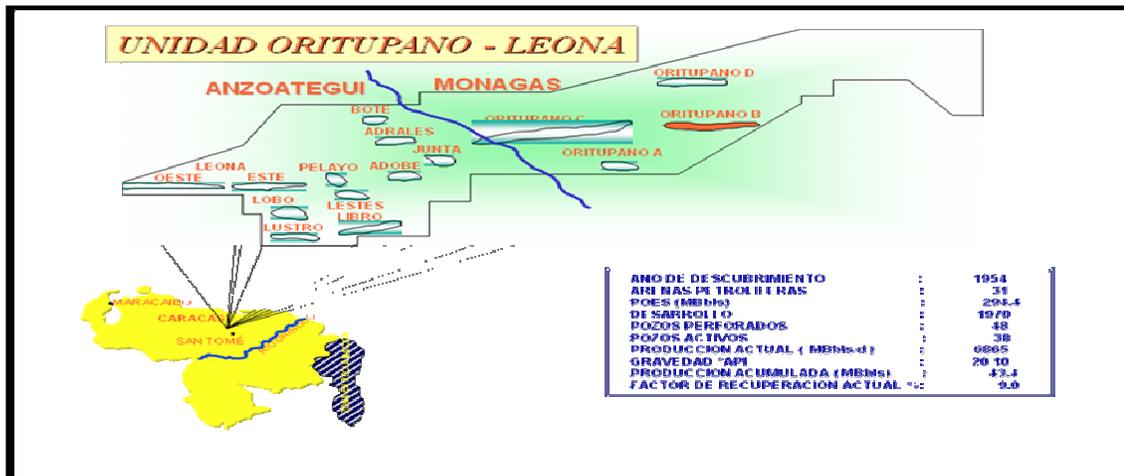


Figura 1.1 Ubicación situacional de la empresa mixta Petroritupano filial de PDVSA.

El acceso a Petroritupano se realiza por la carretera troncal 15, que une a San Tomé con la unidad Oritupano. A lo largo de esta vía se encuentran caminos engranzonados que llevan a los pozos y demás instalaciones petroleras. Los terrenos están divididos en privados, adjudicados al INT y ejidos municipales.

1.2.1 La Empresa

Objetivos de la Empresa:

- Crecer en producción de reservas de petróleo y gas, con los activos e instalaciones óptimas (de acuerdo a los lineamientos o políticas de la OPEP).
- Optimizar el portafolio balanceando proyectos de riesgo con proyectos de desarrollo.
- Desarrollar relación proactiva con los entes gubernamentales y con las comunidades orientadas al negocio.

Funciones de la Empresa:

En cuanto al funcionamiento de la empresa sigue los parámetros de las empresas mixtas Petroritupano, Petroven-Bras y Petrokariña filiales de PDVSA, ya que la migración hacia PDVSA actualmente está en proceso.

Exploración y Producción:

Iniciándose en el campo petrolero, Petroritupano, produce petróleo a precios competitivos tratando de mantener producción y calidad de la empresa anterior, haciendo mejoras en las instalaciones petroleras, plantas, tuberías etc. A su vez, mantiene la producción incorporando volúmenes que contrarresten la declinación y ubica yacimientos o unidades de explotación que incorporen volúmenes que mantengan la rentabilidad. El campo Oritupano-Leona posee un área de 1.608 km², el campo Mata cuenta con 212 km² de área, mientras el campo Acema tiene un área de 299 km² y finalmente el campo La Concepción cuenta con 248 km². A continuación se muestran la ubicación de las unidades de negocio de la empresa:



Figura 1.2 Mapa de ubicación de las unidades de negocio de Petroritupano, filial de PDVSA.

Misión:

“Actuar de forma segura, rentable e integrada con responsabilidad social y ambiental, en las actividades de la Industria del petróleo, el gas y la energía, ofreciendo productos y servicios adecuado a las necesidades de los clientes, contribuyendo al desarrollo de nuestra gente y de los países donde actúa.”

Visión:

“Esta empresa tiene como meta principal la integridad de la energía con fuerte presencia nacional, actuando con foco en la rentabilidad y en la responsabilidad social y ambiental”.

Estructura Organizativa:

Según la estructura organizativa de la empresa mixta Petroritupano, filial de PDVSA, se describen las unidades de desarrollo que operan en la organización:

- Departamento de Seguridad Industrial Higiene Ambiente Ocupacional (SIHAO): elabora, propone y revisa la política de medio ambiente, calidad, seguridad y salud, actuando como custodio de su cumplimiento mediante auditorías. Desarrolla la estrategia global de la empresa (objetivos, metas, estándares, acciones y recursos), así como su integración y control.
- Relaciones Externas y Comunicaciones: constituye a la comunicación externa en una inversión de valor estratégico para una empresa integrada de energía. Adecuando la exposición pública a los cambios de percepción de la imagen de la empresa por parte de las distintas audiencias. Considera a la comunicación externa en su sentido más amplio, abarcando en ella no sólo a las acciones publicitarias sino a toda forma de comunicación que alcance a cualquiera de nuestros públicos externos.
- Planificación y Nuevos Proyectos: elabora y propone la estrategia de crecimiento de la empresa, desarrollando escenarios consistentes con la visión de compañía única e integrada de energía.
- Operaciones: contribuye a mejorar la rentabilidad de los negocios de la empresa suministrando la mejor solución en las áreas de especialización y servicios.
- Administración y Finanzas: contribuye a la implementación de la estrategia de la compañía a través de la gestión de la administración, las finanzas y los impuestos, las relaciones con inversores y la evaluación del desempeño de la empresa.
- Legales: genera el marco y las soluciones diferenciales que brinden valor y adecuada seguridad jurídica, acompañando activamente el desarrollo e instrumentación de los negocios de la empresa.

- Recursos Humanos (RRHH): constituir capacidades de gestión para afrontar los desafíos que planteen la visión y los objetivos del negocio, brindando soluciones adecuadas a las necesidades de los clientes y creando un ambiente de trabajo que permita el desarrollo y el crecimiento profesional de nuestra gente.
- Gerencia Técnica: se encarga del desarrollo e introducción de tecnológicas, así como evaluaciones técnicas que optimicen los procesos productivos.

El Departamento de Ingeniería de Producción, sector Ingeniería de Corrosión y Tratamiento Químico, tiene como objetivos garantizar la integridad de las instalaciones, aplicando estrategias de control de la corrosión mediante la aplicación de mejoras en el proceso y tratamiento químico. Este departamento labora en las oficinas administrativas de Leona, ubicado en el área operacional, y reporta directamente a la gerencia técnica, donde se realizó el presente trabajo.

El departamento de Ingeniería de Producción está formado por el siguiente personal: un (1) líder de seguimiento de optimización, cuatro (4) ingenieros de producción, un (1) líder de corrosión y tratamiento químico, dos (2) ingeniero de corrosión, cuatro (4) supervisores de corrosión y tratamiento químico, un (1) asistente técnico administrativo.

El personal que labora en este departamento realiza actividades que están directamente vinculadas a todas las áreas y locaciones de producción, de acuerdo a las condiciones, requerimientos y características de operación, también intervienen en forma coordinada con los departamentos de Producción y Mantenimiento en la toma de decisiones referentes a situaciones problemáticas que se pudieran presentar en las actividades de explotación.

1.2.2 Fosa de PITASO

La fosa está asociada a PITASO (Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano), aquí llegan fluidos de distintas procedencias, a su vez se recupera agua que es enviada a PITASO para ser tratada e inyectada a los pozos inyectoros de la empresa, mientras que el crudo es destinado al tanque de rechazo que posteriormente es mezclado con el crudo de venta. Se ubica a 200 m de PITASO, en el estado Monagas. La fosa posee una gran capacidad de fluidos, siendo la más grande perteneciente a la empresa. Su función principal es de servir como fosa de contingencia, puesto que si los tanques de PITASO y PTCO (Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano) sobrepasan su capacidad, el rebose es enviado a esta fosa.

1.3. Planteamiento del problema

La fosa de PITASO está subdividida en dos partes, fosa 1 y fosa 2 (más pequeña que la fosa 1), además de servir como fosa de contingencia (función principal), sirve para la descarga de fluidos de los camiones. Debido a la cantidad de fluidos que recibe es necesaria la recuperación de crudo fuera de especificación, mediante piletas y agua salada que entra nuevamente a PITASO para ser tratada, y finalmente inyectada a los pozos de inyección. Su capacidad, muchas veces, se ve afectada por la gran cantidad de fluidos que allí se desechan; situación que se agrava cuando comienza la época de lluvias.

La empresa Petroritupano, filial de PDVSA, posee en la actualidad problemas de corrosión en su planta de inyección y de tratamiento de agua salada PITASO, en la cual se recupera el agua de la fosa; a su vez, la recuperación del crudo de la fosa de forma directa causa la alteración las condiciones de especificación de venta del crudo de la empresa.

Por tales razones, la empresa Petroritupano plantea propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento de los fluidos contenidos en la fosa de PITASO, ya que la reutilización de los fluidos procedentes de dicha fosa ocasiona, en su mayoría, problemas de corrosión en los tanques, pozos de inyección, entre otros. A la fosa entran fluidos procedentes de las PIAS, derrames, desechos de otros procesos debido a que esta fosa es dinámica, se requiere la permanente salida de fluidos para evitar sobrepasar la capacidad de ésta. Para resolver el problema, primero se realizó una inspección detallada para la recolección de información mediante observación directa de las instalaciones de PITASO, PTCO y sus alrededores, se caracterizó fisicoquímicamente los fluidos de la fosa, posteriormente se elaboraron propuestas estratégicas para la disposición y de tratamiento para el agua salada contenida en la fosa de PITASO. Finalmente, se seleccionaron las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como el crudo contenidas en la fosa de PITASO, según la normativa ambiental y su producción de fluidos.

Al recuperar los fluidos de la fosa de PITASO, se pueden obtener beneficios ambientales y económicos, es decir, aprovechando fluidos de desecho de una forma más práctica sin contribuir a la contaminación ambiental que ocasionan las fosa de contingencia como la de PITASO; y económicamente se recuperará una cantidad de crudo significativa, lo cual aumentaría la producción y por ende las ganancias de la empresa.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Proponer estrategias para el tratamiento y disposición adecuada de los fluidos contenidos en la fosa de PITASO del campo Oritupano-Leona.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Realizar una inspección detallada para la recolección de información mediante la observación directa de las instalaciones de PITASO (Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano), PTCO (Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano) y sus alrededores.
2. Caracterizar fisicoquímicamente los fluidos contenidos en la fosa de PITASO.
3. Elaborar propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como el crudo contenido en la fosa de PITASO.
4. Seleccionar las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como el crudo contenida en la fosa de PITASO, según la normativa ambiental y su producción de fluidos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Sotillo ^[1] realizó un desarrollo e implementación de un sistema de gestión de control de corrosión basado en análisis de riesgo en los sistemas de tratamiento de crudo y agua del campo Junín. El trabajo fue desarrollado en las instalaciones de Petrozuata C.A., donde se determinó que los niveles de corrosión en los sistemas de gestión se encuentran dentro de los valores aceptables para todos los casos estudiados.

Meneses ^[2] realizó un diseño de un proceso para el mejoramiento y reutilización del efluente de la unidad de tratamiento de aguas industriales en el complejo de mejoramiento de crudo de Petrozuata C.A. y se determinó que el efluente de la unidad de tratamiento de aguas industriales no es idóneo para reuso sin un tratamiento previo.

Villavicencio ^[3] realizó una evaluación de la tecnología de co-procesamiento en hornos de cemento aplicada a hidrocarburos contenidos en fosas de desechos petroleros ubicadas en el Distrito Gas Anaco de PDVSA, de la cual determino que el uso del hidrocarburo sobrenadante como combustible alternativo en los hornos de cemento no afecta las propiedades de los componentes principales del clinker, ni aumenta significativamente el daño ambiental ocasionado por la actividad cementera.

2.2 Industria Petrolera Venezolana

La industria petrolera venezolana es la que se encarga de extraer y procesar los fluidos provenientes de los yacimientos que se encuentran en los campos petroleros, para transformarlos en productos útiles para el ser humano. Se entiende por yacimiento petrolero a la acumulación de fluidos en roca porosa normalmente contiene tres fluidos (crudo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el crudo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

El petróleo natural no se usa como se extrae de la naturaleza, sino que se separa en mezclas más simples de hidrocarburos que tienen usos específicos. De los procesos de separación se pueden obtener fracciones como gasolina, queroseno, aceites lubricantes, asfaltos, gases, entre otros.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es una empresa estatal que se dedica a la explotación, producción, refinación, petroquímica, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada el 1 de enero de 1976. PDVSA es la primera empresa líder en la industria petrolera venezolana, la segunda empresa más grande de América Latina, después de Pemex en México, catalogada en 2005 como la tercera empresa petrolera a nivel mundial y clasificada por la revista internacional Fortune como la empresa número 35 entre las 500 más grandes del mundo.

La presente y la futura demanda energética mundial, los nuevos costos asociados al desarrollo del petróleo no convencional, los actuales precios del hidrocarburo, y el potencial de reservas de Venezuela, sitúan a este país como un gran y seguro abastecedor de largo plazo en el escenario mundial [4].

2.2.1 Reservas de petróleo venezolano

Un análisis de la composición de la demanda de energías primarias a nivel mundial al año 2005 muestra que el petróleo convencional representa aproximadamente entre 35 y 36% del total, mientras que el carbón le sigue muy de cerca con alrededor del 24%, el gas natural con aproximadamente 21 a 22% y el restante 19% corresponde a otros tipos de energías primarias como la hídrica, nuclear, solar, eólica, térmica, los biocombustibles y otras energías de menor uso.

Los escenarios indican que la demanda de energía se incrementará en aproximadamente un 50% en las próximas décadas. Lo anterior, en primer lugar, por el incremento de la población mundial. También contribuirá el acelerado crecimiento económico que se pronostica en países en vías de desarrollo, muy particularmente en China, India y otros países asiáticos.

Así mismo, todas las predicciones que se tienen sobre la demanda de energía, apuntan a que los combustibles fósiles seguirán dominando la estructura de la demanda global de energía primaria.

Venezuela, que tiene grandes reservas de petróleo no convencional (petróleo extra pesado), principalmente en la Faja del Orinoco, tiene la ventaja adicional de que es un producto mucho más fácil de extraer y procesar que las reservas de Canadá, y por lo tanto, tienen un costo menor.

Los estimativos de PDVSA sobre las reservas totales de petróleo no convencional extraíble de la Faja del Orinoco son de aproximadamente el 20% de las reservas mundiales de petróleo convencional.

Sin duda que el potencial de reservas, el escenario de demanda mundial considerado, los nuevos costos de desarrollo del petróleo no convencional, así como el nuevo escenario de precios, deben situar a Venezuela como un gran y seguro abastecedor de largo plazo en el escenario mundial [5].

En esta industria una de las mayores problemática es la corrosión que destruye el metal de los equipos causando desde fracturas, hasta fugas en tanques, disminución de la resistencia mecánica de las piezas y muchas otras maneras de efectos por los ataques de la corrosión.

2.2.2 La Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera tiene unos 700 kilómetros de largo y va desde Tucupita, estado Delta Amacuro, atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y hasta parte del estado Guárico. Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte su límite sur corre a lo largo y cercano al río. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este-oeste y viceversa hacia el sur. Ejemplos de los campos descubiertos entonces son: Temblador 1936, Pílon 1937, Uraoa 1937, Los Caritos 1940, Tucupita 1945, Jobo 1956 y Morichal 1958.

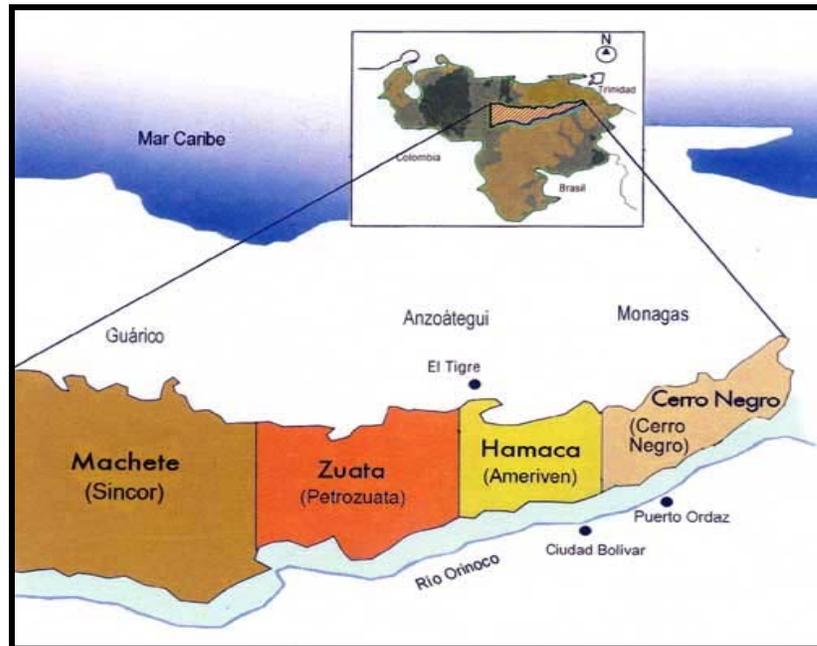


Figura 2.1 Mapa de la Faja Petrolífera del Orinoco [5].

Muy característico de la mecánica y comportamiento de la producción de los yacimientos de crudos pesados es que el volumen extraíble inicial está entre 3 y 10 %. Sin embargo, aún así, en el caso de la Faja, dada la inmensa cifra de petróleo en sitio, en la extracción primaria se extraería un 22% del total del petróleo en sitio estimado. Cifras que se pueden duplicar mediante la aplicación de métodos de mejoramiento de la producción.

Entre las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que son arenas no consolidadas, o sea que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastante sueltos. Otras es que este tipo de crudos está acompañado de muy poco gas, situación que no ayuda al mecanismo natural de producción del yacimiento y al flujo ascendente del

petróleo por la sarta hacia la superficie, por tanto, difícilmente son pozos de flujo natural.

2.2.3 Características de la Faja Petrolífera del Orinoco

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala °API, los crudos extrapesados caen en el rango 0,0-9,9 °API y los pesados en el rango 10-21,9 °API. Así que el rango general que cataloga a ambos tipos de crudos es 0,0-21,9 °API. En la escala de viscosidad en cp (centipoise), estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 cp. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 cp de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluentes. Además, otras características de estos crudos, es que poseen un alto contenido porcentual de azufre 1 a 8 % en volumen. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio y otros) en volúmenes de 100 a 500 ppm y por tanto tienen cierto poder corrosivo. A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

2.3. Generalidades del petróleo

Es un recurso natural no renovable, y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

El petróleo es de origen orgánico, fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplanton y algas, que depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. La transformación química (craqueo natural) debida al calor y a la presión durante la diagénesis produce, en sucesivas etapas, desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros (líquidos y gaseosos). Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas: rocas impermeables, estructuras anticlinales, márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos. El petróleo está formado por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno. Cantidades variables de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener, sales y agua en emulsión o libre.

Los componentes químicos del petróleo se separan y obtienen por destilación mediante un proceso de refinamiento. De él se extraen diferentes productos, entre ellos: propano, butano, gasolina, keroseno, gasóleo, aceites lubricantes, asfalto, carbón de coque, etc. Todos estos productos, de baja solubilidad, se obtienen en el orden indicado, de arriba abajo, en las torres de fraccionamiento.

Puede presentar gran variación en diversos parámetros como color, densidad (entre 0,75 y 0,95 g/ml), gravedad, viscosidad, capacidad calorífica, etc. (desde amarillentos y líquidos a negros y viscosos). Estas variaciones se deben a las diversas proporciones presentes de diferentes hidrocarburos [7].

2.3.1 Clasificación del Petróleo según su Gravedad API

El crudo se clasifica, según una escala adoptada por el *American Petroleum Institute*, de acuerdo a su gravedad °API, en la tabla 2.1 se muestra dicha clasificación.

Tabla 2.1 Clasificación de los crudos según su gravedad API [7].

Tipo de crudo	Gravedad API
Extrapesado	API \geq 9,9
Pesado	10,0 – 21,9
Mediano	22,0 – 29,9
Ligero	30,0 – 40,1

2.3.2 Proceso de extracción

El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzaré la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata y estabiliza eliminando los compuestos más volátiles. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras. La medida técnica y financiera del petróleo es el barril que corresponde a 159 litros.

El petróleo se halla a grandes profundidades. Generalmente a 3.000 ó 4.000 metros, aunque existen pozos de 5.000 ó 6.000 metros de profundidad. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las

condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Luego de haber realizado la perforación, y debido a la presión del agua, de los gases acumulados sobre la superficie del petróleo y de los propios gases del petróleo, el mineral fluye naturalmente: surgencia natural. En la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir: el pozo está ahogado. Se aplican entonces métodos artificiales entre los que se halla el bombeo neumático (gaslift) o el mecánico y el electrosumergible.

El bombeo neumático consiste en inyectar gas a alta presión entre la columna aisladora y la tubería. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

El bombeo mecánico emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400m a 2.500m de profundidad, es el de la bomba de profundidad. Consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la misma tubería movida por un balancín o rotaflex ubicado en la superficie y movido por un motor.

El bombeo electrosumergible es un método que se comenzó a utilizar en Venezuela en 1958. Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y

escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo [8].

2.3.3 Emulsiones

La emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido en forma de pequeñas gotas. El líquido circundante es la fase continua o externa. Para incrementar la estabilidad de las emulsiones se utilizan agentes emulsificantes, entre estas sustancias se tienen los asfáltenos, sustancias resinosas, entre otros.

2.3.3.1 Propiedades de las emulsiones

- Viscosidad: Cuando la fase continua es la predominante, la viscosidad de la emulsión se acerca a la de esta fase. Teóricamente, si todos los glóbulos fueran esféricos y del mismo tamaño ocuparían un máximo de fase interna del 74%.
- Dispersabilidad de una emulsión: es determinada por la fase continua; si la fase continua es hidrosoluble, la emulsión puede ser diluida con agua, si la fase continua es oleosoluble, la emulsión se puede disolver en aceite.
- Tamaño de los glóbulos: determina la estabilidad de la emulsión, a mayor tamaño de los glóbulos menos estable es la emulsión y viceversa.

2.3.3.2 Rompimiento de la emulsión agua salada-petróleo

Es uno de los problemas de difícil solución que afronta la industria petrolera. Se trata de resolverlo en distintas formas:

- Se previene la formación de emulsiones, evitando la agitación de la mezcla de agua salada y petróleo, en las operaciones de surgencia.
- Decantación en tanques de almacenamiento.
- Centrifugado de la emulsión.
- Calentado, para disminuir la viscosidad de los petróleos densos.
- Empleo de desemulsificantes.
- Desalinización eléctrica, el cual consiste en introducir un campo electrostático de alto potencial a la emulsión.

Una vez separadas las fases, se lo envía a tanques de almacenaje y de ellos, a las refinerías, por oleoductos u otros medios de transporte (buques cisternas, vagones tanques, etc.).

2.4. Agua de las fosas petroleras

Los principales residuos industriales derivados de la perforación son los lodos de perforación utilizados, y los ripios. La disposición de residuos se hace mediante la construcción de fosas, en las que se deposita ripios, lodos y agua, a lo que se suma el

agua de la lluvia. En estas fosas puede entrar agua procedente de la instalación de pozos y de las áreas adyacentes.

Los principales residuos de la perforación que entran a las fosas son:

- Durante el drenaje el principal residuo es agua mezclado con hidrocarburos, productos químicos y partículas de lodo.
- Aguas del proceso, que incluyen aguas de refrigeración de motores y agua de lavado con hidrocarburos y detergentes.
- Hidrocarburos, polvo, fluidos del pozo, H₂S.
- Agentes contra incendios (gases halogenados, agua tratada).
- Aguas residuales domésticas.
- Productos químicos como diluyentes, reductores de la pérdida de fluidos, que incluyen metales pesados, hidrocarburos, compuestos orgánicos, sólidos y álcalis.
- Antiespumantes, isótopos radiactivos.
- Lubricantes residuales (aceite de engrasar, grasa, metales, compuestos orgánicos).
- Lechadas de cemento, agua de cemento (materiales de pesado, sales, diluyentes, potenciadores de viscosidad conteniendo metales pesados y sales con pH elevado).

- Lodo de base acuosa consumido y salmuera (lodo entero, materia biodegradable, aceite mineral), que contienen metales, sales inorgánicas, biocidas, que aumentan la demanda biológica de Oxígeno.
- Lodos de perforación a base de petróleo, que contienen además metales pesados, productos químicos del petróleo, tensores, biocidas.
- Ripios de base acuosa, incluyendo sólidos de formación, lodo de base acuosa, aceite mineral, que contienen metales pesados, sales inorgánicas, sólidos, compuestos orgánicos, tenso-activos, biocidas.

2.4.1 Tratamiento de aguas industriales

Busca acondicionar el agua residual para facilitar los tratamientos propiamente dichos, y preservar la instalación de erosiones, corrosión y taponamientos. En esta fase se utilizan equipos tales como rejillas, tamices, sedimentadores y desengrasadores. Estos tratamientos se dividen en:

- Tratamiento primario o tratamiento físico-químico: cuyo objeto es la eliminación de los contaminantes con el mínimo esfuerzo. Los sólidos en suspensión se eliminan mediante técnicas de separación físicas o químicas y se manejan como sólidos concentrados.
- Tratamiento secundario o tratamiento biológico: está diseñado para eliminar los compuestos orgánicos solubles y coloidales por medio del metabolismo de los microbios.
- Tratamiento terciario, de carácter físico-químico o biológico [10].

Actualmente existen muchas opciones de pre-tratamiento de aguas industriales entre los cuales tenemos los camiones portátiles de tratamiento de agua, las plantas compactas de tratamientos, todas cuentan generalmente con las siguientes etapas básicas:

- Separación de las fases crudo y agua: en la cual se aplica sustancias químicas como demulsificantes y temperatura los cuales separan el crudo contenido en el agua, así se disminuyen los ppm de crudo en agua obteniéndose un agua más limpia, el demulsificante se selecciona y aplica de acuerdo a las características del fluido, por lo cual se debe realizar un análisis fisicoquímico completo del fluido a tratar. Uno de los métodos que se ha propuesto para realizar esta separación es un separador API el cual debido a la diferencia de gravedad específica entre las fases del fluido permitirá la separación del crudo disperso en el agua.
- Sedimentación primaria: donde se retienen los sólidos gruesos, flotantes y otros elementos no aptos para ser tratados por las posteriores etapas.
- Aireación: etapa donde comienza la digestión aeróbica del líquido residual: el mixing y oxigenación del mismo se realiza mediante difusores de aire de membrana elástica, ubicados en el fondo del reactor.
- Sedimentación secundaria: etapa en la cual se sedimenta los sólidos que contienen el líquido residual. Los sólidos forman una capa de fango en el fondo del sedimentador, los que son recirculados por un sistema “Air Lift” hacia la entrada del reactor.

- Digestión Aeróbica: con la digestión aeróbica del fango, se obtienen concentraciones menores de Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) en el líquido sobrenadante y un líquido residual biológicamente estable y exento de olores.
- Acumulador de Lodos Aeróbicos: por un proceso de Air Lift, los lodos sedimentarios diariamente en el digestor aeróbico son aereados mediante difusores de membrana, los lodos acumulados se retiran mediante barometría periódicamente.
- Desinfección: se realiza mediante la dosificación de hipoclorito de sodio o tratamiento con lámparas ultravioletas.

Este tipo de plantas compactas de tratamiento de agua son excelentes candidatas para mejorar la calidad de aguas residuales domésticas residenciales y aguas de desechos industriales, generando un efluente que se encuentre en las normativas ambientales vigentes. Las plantas compactas pueden sustituir total o parcialmente de sistemas de tratamiento de aguas ya existente, entre las ventajas de estos sistemas se encuentra la posibilidad de ampliar la capacidad de tratamiento de líquidos residuales de forma inmediata, además permite sacar de servicio unidades existentes para realizar ampliaciones, remodelaciones o mantenimientos sin interrumpir el servicio de tratamiento, mejorar la calidad del líquido tratado para que el vertimiento a cursos de agua o infiltraciones al terreno cumpla con los estándares exigidos.

Entre las ventajas competitivas se encuentran las siguientes:

- Planta Aeróbica: lo cual permite obtener un líquido residual sin olor séptico y biológicamente estable.

- Transportabilidad: sus dimensiones idénticas a las de los contenedores marítimos de 20 y 40 pies, permiten un transporte internacional y local más ágil, eficiente y económico.
- Modulares: permiten la expansión de la capacidad de procesamiento mediante la adición de nuevos módulos, asegurando la optimización de la inversión en el tiempo.
- Reubicación geográfica y reutilización de la inversión realizada.
- Alto grado de depuración de los líquidos residuales en una menor superficie.
- Solución permanente y sostenible al problema ambiental para el vertimiento de los líquidos residuales.
- De fácil operación y mantenimiento.
- Costos mínimos de mantenimiento y operación.
- Rápida instalación y puesta en funcionamiento: menos de 20 días.

2.4.2 Problemas relacionados con el agua

Los problemas de la industria petrolera relacionados con el agua se caracterizan desde el comienzo por: la extracción del crudo, el transporte, almacenamiento, procesamiento y refinación, dentro de todas las etapas, existen las incrustaciones minerales, corrosión y erosión.

2.4.2.1 Corrosión de equipos e instalaciones

La corrosión es un proceso natural, en el cual se produce una transformación del elemento metálico a un compuesto más estable, que es un óxido.

Se observa que la definición que hemos indicado no incluye a los materiales no-metálicos. Otros materiales, como el plástico o la madera no sufren corrosión; pueden agrietarse, degradarse, romperse, pero no corroerse. Generalmente se usa el término “oxidación” o “aherrumbramiento” para indicar la corrosión del hierro y de aleaciones en las que éste se presenta como el metal base, que es una de las más comunes en los equipos e instalaciones petroleras.

Es importante distinguir dos clases de corrosión: la Corrosión Seca y la Corrosión Húmeda. La corrosión se llama seca cuando el ataque se produce por reacción química, sin intervención de corriente eléctrica. Este tipo de corrosión puede originarse con la presencia de muchos tipos de gases, tales como; oxígeno, CO, halógenos o el vapor. Se llama húmeda cuando es de naturaleza electroquímica, es decir que se caracteriza por la aparición de una corriente eléctrica dentro del medio corrosivo. A grandes rasgos la corrosión química se produce cuando un material se disuelve en un medio líquido corrosivo hasta que dicho material se consume o, se sature el líquido. La corrosión electroquímica se produce cuando al poner ciertos metales con alto número de electrones de valencia, con otros metales, estos tienden a captar dichos electrones libres produciendo corrosión. El origen de la corrosión húmeda generalmente son las soluciones acuosas, en estas se incluyen aguas naturales, suelos, humedad atmosférica, lluvia y soluciones creadas por el hombre.

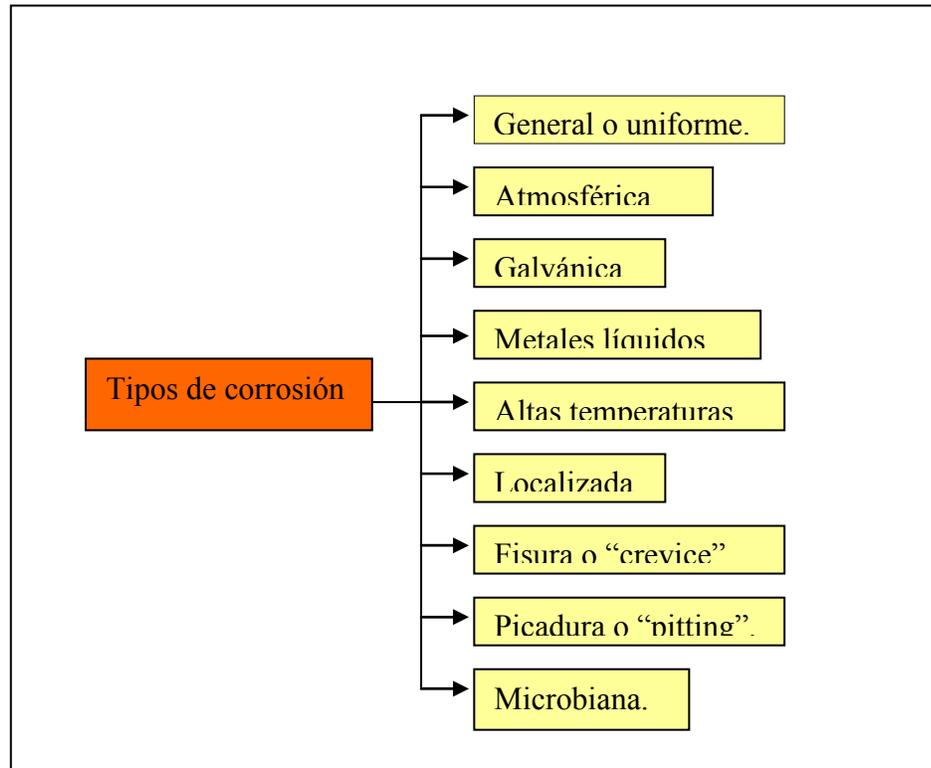


Figura 2.2 Tipos de corrosión.

La corrosión microbiológica o microbiana se produce generalmente en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Se puede definir como aquella en la cual organismos biológicos son la causa única de la falla o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado. Por lo mismo, es una clase común de corrosión. Los organismos biológicos presentes en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte del oxígeno a la superficie del metal, acelerando o produciendo, en su defecto, el proceso de la corrosión.

2.4.2.2 Corrosión en la industria petrolera

El problema más común en esta industria es la destrucción del metal de los equipos que están en contacto con el agua, la corrosión puede ocasionar desde fracturas y hasta fugas en los tanques, disminución de la resistencia mecánica de las piezas, entre otros efectos. Aún así, lo peor de todo es que si no son prevenidas estas clases de ataques por corrosión, la seguridad de las personas y los gastos económicos por reemplazo de piezas es algo que afecta permanentemente a las empresas.

2.4.2.3 Erosión

Se produce por la acción cortante de partículas suspendidas en un medio fluido con alta energía cinética actuando bajo un determinado ángulo de impacto, cuyo daño al material puede verse acelerado por calor y corrosión.

La erosión se presenta de varias formas:

Erosión de la partícula: Ocurre cuando las partículas del líquido-arrastradas que se mueven a alta velocidad pasan a través de orificios afectando las superficies ó deformándolas.

Erosión por Cavitación: Un proceso dañino para los materiales que ocurre como resultado de la cavitación. La "cavitación" se refiere a la ocurrencia o a formación de burbujas de gas o vapor formados en líquidos que fluyen, debido a la generación hidrodinámica de presiones bajas (debajo de la presión atmosférica). Este daño resulta en una acción de martilleo cuando las burbujas "cavitan" o sufren un colapso, en el líquido en flujo. Las altas presiones causadas por el colapso de las burbujas del vapor producen la deformación y falla del material y, finalmente, la erosión de las superficies.

2.4.2.4 Incrustaciones

Generalmente, se define a las incrustaciones como depósitos de minerales inorgánicos insolubles. Las incrustaciones comúnmente encontradas en los yacimientos incluyen el carbonato de calcio, el sulfato de bario y sulfuros metálicos. Si bien la formación de incrustaciones de carbonato de calcio depende parcialmente del pH y de la presión, las deposiciones generalmente ocurren cuando se mezclan aguas de diferentes fuentes que tienen diferentes contenidos iónicos. Los depósitos resultantes que se incrustan en cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de completación del pozo, esto provoca la obstrucción de los orificios de tal manera que impiden el flujo normal de los fluidos y pueden detener la producción. En muchos casos, las incrustaciones pueden disolverse, pero en otros (en particular, de fluoruro de calcio), la eliminación mecánica de las incrustaciones es la única solución.



Figura 2.3 Corte transversal de un caño de agua que muestra claramente el efecto dañino del pasaje de altos niveles de minerales.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de la industria petrolera. Las incrustaciones se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectores hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo.

Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

2.5. Procesos de producción del petróleo

2.5.1 Pozos

Un pozo (Well) es un agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo. La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de "planchadas" y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados.

Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra el hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro. Los pozos exploratorios requieren contar con una variada información: perforación, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra y cementación.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado. Luego de descubierto el pozo se procede a la extracción y producción ya sea mediante surgencia natural, bombeo mecánico, bombeo neumático o bombeo electrosumergible [8].

2.5.2 Sistemas de transferencia

Aunque todos los medios de transporte son buenos para conducir este producto (el mar, la carretera, el ferrocarril o la tubería), el petróleo crudo utiliza sobretodo dos medios de transporte masivo: los oleoductos de caudal continuo y los buques petroleros de gran capacidad. Los otros medios de transporte (barcos de cabotaje, gabarras, vagones cisterna o camiones cisterna, entre otros) se utilizan, salvo casos excepcionales, como vehículos de distribución de productos terminados derivados del petróleo. En la actualidad no hay en el comercio internacional mercancía individual cuyo transporte supere en volumen o valor al del petróleo.

La ventaja del petróleo es que su fluidez permite el transporte a granel, lo que reduce los gastos al mínimo y permite una automatización casi completa del proceso. Gracias a los adelantos técnicos de hoy en día, basta en muchos casos con hacer la

conexión de tuberías y proceder a la apertura o cierre de válvulas, muchas veces de forma automática y a distancia con telecontrol.

Los buques petroleros son los mayores navíos de transporte que existen hoy en día en el mundo. Son inmensos depósitos flotantes que pueden llegar a medir 350 metros de largo (eslora) y alcanzar las 250.000 toneladas de peso muerto (TPM). Actualmente casi todos los buques petroleros en construcción son del tipo de doble casco en detrimento de los más antiguos diseños de un solo casco (monocasco) debido a que son menos sensibles a sufrir daños y provocar vertidos en accidentes de colisión con otros buques o embarrancamiento.

Los oleoductos son el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El sistema de oleoductos no sólo comprende la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

Los oleoductos tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 150 mm y 915 mm. Además pueden ser tanto de superficie como subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad. El petróleo circula por el interior de la conducción gracias al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen a transportar, de la viscosidad del producto, del diámetro de la tubería, de la resistencia mecánica y de los obstáculos geográficos a sortear.

El trazado debe ser recto en la medida de lo posible y, normalmente, la tubería es enterrada en el subsuelo para evitar los efectos de la dilatación. Los conjuntos de

tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados. Las tuberías se cubren con tierra y el terreno, tras el acondicionamiento pertinente, recupera su aspecto anterior [8].

2.5.3 Estación de flujo

Una instalación de tratamiento comienza con la separación de los fluidos provenientes del pozo en tres componentes, típicamente llamadas "fases" (petróleo, gas y agua) y sigue con el procesamiento de las tres fases para ponerlas "en especificación" de venta (gas y petróleo) o de reuso (agua).

Las corrientes provenientes de los diversos pozos llegan a un múltiple de pozos o válvula multipuerta cuya función es unificar en una sola línea todos los fluidos que llegan a dicho múltiple. En esta línea pasa a un proceso de deshidratación y seguidamente se le inyecta los químicos flocculantes o coagulantes, e inhibidores de corrosión.

La primera instalación es el separador donde el gas es "flasheado" de los líquidos (crudo y agua) y separado de los líquidos dependiendo de la presión de los fluidos puede ser conveniente emplear "separación en cascada" para lograr un petróleo estabilizado óptimo (velocidad o presión de vapor en especificación).

Los separadores pueden ser verticales u horizontales y bifásicos o trifásico (en producción usualmente son verticales y bifásicos). El gas separado sigue desde el separador a proceso (estabilización con ajuste de punto de rocío, deshidratación y/o remoción de gases ácidos).

El petróleo y su emulsión (junto al agua libre - no emulsionada) pasa a una etapa de separación de agua libre, para ello se emplea un separador bifásico donde el fluido llega con poco gas asociado o un tanque cortador (para cortar el agua libre).

A partir de allí, la función de la Planta de Tratamiento de Crudo es poner el crudo en especificación de sales, agua y en algunos casos presión de vapor.

Son valores contractuales usuales:

Agua y sedimentos (basic sediment and water - BSW): 0,5 - 3 %.

Sales: 10 - 20 lbs/1.000 bbl (20 - 60 mg/lt).

Presión de vapor Reid: 15 psig [19].

La corriente de agua se lleva a la planta de inyección de agua salada donde se dosifica y pasa a los trenes de tratamiento; luego pasa a los tanques de almacenamiento y posteriormente son bombeados a pozos inyectoros [8].

2.5.4 Estación de bombeo

Son instalaciones situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido. Su número a lo largo del mismo depende de la viscosidad del producto transportado, del relieve geográfico de las regiones que atraviesa y del diámetro de la tubería. En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a 50 kilómetros unas de otras y la velocidad estimada del crudo dentro de los oleoductos es de 5 km/h [8].

2.5.5 Inyección de agua salada a pozos inyectoros

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos. Mientras que de un pozo se extrae petróleo, en otro realizado cerca del anterior se inyecta agua en una bolsa, lo que

provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas. Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de un pozo hasta, aproximadamente, un 33% de su capacidad. Dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia llega al 60%.

Cuando el petróleo crudo es bombeado hacia la superficie, una gran cantidad de agua salada también es bombeada. En promedio, diez (10) barriles de agua salada son producidos por un solo barril de petróleo crudo. Esto también ocurre cuando se extrae gas natural de la Tierra.

A la corriente de agua salada se le inyectan desmulsificantes para favorecer la separación de la emulsión crudo en agua, luego pasa a los trenes de tratamiento que están conformados por un tanque Skimer donde ocurre un barrido mecánico de la fase crudo y un tanque separador por gas inducido (IGF) donde el remanente de crudo es atrapado por burbujas que suben a la superficie para limpiar aún más el crudo. Estos equipos se encuentran en paralelo, finalmente pasan a un tanque de almacenamiento para ser bombeado a los pozos inyectoros.

Las condiciones fisicoquímicas generadas durante el proceso de inyección de agua mediante el método de Recuperación Secundaria inducen a un ambiente propicio para el desarrollo y el posterior crecimiento de una biopelícula (biofilm) capaz de modificar la interfase sustrato-electrolito, ocasionando numerosos problemas en los yacimientos como corrosión por formación de celdas de concentración iónicas, ensuciamiento biológico, incremento del coeficiente de fricción con el consecuente incremento en la energía de bombeo, etc [8].

2.6. Fosas petroleras

Las fosas contienen petróleo oxidado, aceites, agua, lodos, piedras, metales, y otros sedimentos. Estas fosas están ubicadas alrededor de los taladros donde las empresas petroleras desviaban y almacenaban principalmente el petróleo y sedimentos resultantes del proceso de producción y conocidos como ripios ya sea consecuencia de derrames, transporte o tratamiento. Las fosas de perforación son excavaciones en el suelo, acondicionadas para almacenar fluidos de perforación y ripios, producto del proceso de perforación de pozos [12].

Una de las principales preocupaciones de la deposición en estos sitios es el potencial que poseen los hidrocarburos, las sales y los metales pesados de migrar fuera de ella.



Figura 2.4 Panorámica de una fosa [12].

2.6.1 Principales fases contenidas en una fosa petrolera

2.6.1.1 Fase de petróleo

Está comprendida por petróleo fuera de especificación ya que se encuentra contaminado, entre los principales contaminantes se tienen las partículas solidas, metales, sustancias químicas, etc; estos elementos ocasionan la alteración de propiedades como viscosidad y densidad. La degradación del crudo produce la pérdida selectiva de compuestos solubles y volátiles a través de disolución y volatilización.

2.6.1.2 Fase acuosa

Formada básicamente por agua salada y desechos químicos producto de la perforación de los pozos, derrames, saneamiento de tanquillas, etc, generalmente esta fase es de baja calidad por su alto contenido de bacterias sulfato reductor, oxígeno disuelto, H₂S, hidrocarburos, entre otros contaminantes.

2.6.1.3 Fase sólida

Constituida principalmente por lodos, arenas, partículas disueltas, desechos sólidos entre otros.

2.6.2 Sales o cloruros presentes en la fase acuosa

Por lo general, las fosas almacenan volúmenes de líquidos mayores a los de los lodos y ripios. La sal del agua de producción está compuesta de cloruro de sodio (NaCl). Cuando se evapora el agua de la fosa, ésta deja un residuo sólido (sal). Este proceso, sin embargo, también resulta en la filtración de sales dentro del subsuelo; a

medida que la sal se diluye por el agua meteórica (agua de lluvia) se moverá de manera lateral gradiente abajo.

La sal es altamente móvil en un perfil de suelo; puede migrar hacia la superficie durante los períodos secos y concentrarse en capas discretas durante los periodos húmedos. Los cloruros tienden a migrar a través del suelo según este gradiente, pero los cationes de sodio tienden a ser absorbidos por la arcilla y permanecer allí por un periodo prolongado (lo que puede producir un deterioro crónico en la vida de las plantas denominado “suelo sódico”).

2.6.3 Metales en las fosas

La tasa de lixiviación de los metales provenientes de los residuos de la fosa depende de la química de la solución de poro en equilibrio y de la extensión a la cual es alcanzado el equilibrio durante el tiempo de contacto lixiviado-sólido (factores cinéticos). La concentración de metales en el fluido de poro en equilibrio depende fuertemente de la mineralogía de la fase sólida, ya que ésta influye directamente en la química de la solución de poro (condiciones de pH o niveles de azufre).

Los metales pesados tienden a concentrarse en el acuífero inferior. Los fluidos de perforación, por lo general, contienen metales pesados como bario, cromo, cadmio, mercurio y plomo. Sin embargo, los dos metales más comúnmente encontrados en lodos de perforación a concentraciones superiores a la encontrada en la mayoría de los suelos son el bario y el cromo. Aunque estos metales, junto con el mercurio, se encuentran de manera no soluble y poseen un muy limitado potencial de migración (o de absorción de las plantas) [12].

2.7. Procesos de deshidratación y separación

2.7.1 Procesos de deshidratación

El agua coproducida con el petróleo se denomina agua salada porque en ella, en general, el 60/70 % de las sales disueltas están constituidas por cloruro de sodio, sal común o halita. Las gotas del agua dispersas en el petróleo tienen la salinidad del agua coproducida (el pasaje de la emulsión por un calentador puede concentrarla por evaporación del agua, pero esto no es frecuente).

El contenido de sal en cualquier volumen de una muestra de petróleo es, en general, solo función del contenido de agua salada remanente en el petróleo y de la salinidad del agua coproducida que puede variar desde nula hasta saturada. Existen ciertos reservorios de petróleo asociados a rocas de origen químico (evaporitas) en los cuales es posible la existencia de sal sin agua, no son frecuentes.

Un petróleo de salida de un proceso de desemulsificación (deshidratación) puede contener 1 % de agua o menos.

Si el agua es de una salinidad de 200.000 mg/l, un 1 % de agua indica que el petróleo contiene, aproximadamente 2.000 mg/l de sales requiriéndose su desalado porque el petróleo no cumple lo especificado en sales (usualmente 100 mg/l). Si, por otro lado, el agua es de una salinidad de 5.000 mg/l, un 1% indicaría unos 50 mg/l no siendo necesario desalar para la venta. Se deshidrata para evitar transportar agua sin valor y se desala para evitar corrosión y problemas con los procesos de refinación (envenenamiento de catalizadores).

Se sabe que los químicos de tratamientos interactúan con las fases a tratar. Un producto que se requiera para tratar agua muy salada debe tener una mejor

performance que uno estándar. Algunos proveedores llamaron a estos químicos desalantes, las nuevas formulaciones han dejado fuera de uso esta denominación.

El proceso de desalado consiste en dos etapas:

1) Deshidratación, para reducir el agua remanente en el crudo a niveles de 0,2 a 1 % (tratamiento de la emulsión).

2) Desalación, que incluye los medios para incorporar agua dulce como diluyente de las "sales emulsionadas" y posteriormente deshidratar para reducir el contenido de agua al nivel especificado (fase de desalación).

La cantidad del "agua de desalado" requerida para alcanzar el nivel de sal admisible es función de:

- La salinidad del agua remanente.
- La cantidad de agua remanente luego de la primer etapa de deshidratación (variable de mayor efecto).
- La salinidad del agua de dilución.
- La eficiencia del mezclado agua dulce/petróleo.
- El límite de sal admitido en el crudo para la venta.

La eficiencia de mezclado es la relación % entre la cantidad del agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las pequeñas gotas de agua salina remanente. Los dispositivos comerciales de mezclado tienen eficiencias del 70 - 85 %. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador.

2.7.2 Separación de fluidos

Extracción líquido – líquido

La extracción líquido-líquido, también conocida *extracción de solvente*, es un proceso químico empleado para separar componentes en solución mediante su distribución en dos fases líquidas inmiscibles. Este proceso también se le conoce como extracción líquida o extracción con disolvente; sin embargo, este último término puede prestarse a confusión, porque también se aplica a la lixiviación de una sustancia soluble contenida en un sólido.

Ya que la extracción líquido-líquido involucra transferencia de masa de una fase líquida a una segunda fase líquida inmiscible, el proceso se puede realizar en varias formas. El ejemplo más sencillo involucra la transferencia de un componente de una mezcla binaria a una segunda fase líquida inmiscible. Un ejemplo es la extracción líquido-líquido de una impureza contenida en el agua de desperdicio mediante de un disolvente orgánico. Esto es similar al agotamiento o absorción en la que se transfiere masa de una fase a otra.

La transferencia del componente disuelto (solute) se puede mejorar por la adición de agentes desaladores a la mezcla de alimentación o la adición de agentes "formadores de complejos" al disolvente de extracción. En algunos casos se puede utilizar una reacción química para mejorar la transferencia como por ejemplo, el empleo de una solución cáustica acuosa, para extraer fenoles de una corriente de hidrocarburos. Un concepto más complicado de la extracción líquido-líquido se utiliza en un proceso para separar completamente dos solutos.

Un disolvente primario de extracción se utiliza para extraer uno de los solutos presentes en una mezcla (en forma similar al agotamiento en destilación) y un

disolvente lavador se utiliza para depurar el extracto libre del segundo soluto (semejante a la rectificación en destilación) [13].

2.8. Plantas de tratamiento del campo oritupano-leona

2.8.1 Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO)

En el campo Oritupano-Leona posee una planta de tratamiento de crudo, PTCO se encarga de llevar el crudo fuera de especificación a los parámetros de venta.

El proceso inicia con un Free Water donde llega la corriente de Oritupano Estación de Descarga 2 (ORED-2), esta corriente tiene un alto porcentaje de agua y recibe una dosificación para facilitar la separación del crudo del agua, una parte de esta corriente llega a un Tanque Pulmón de 20.000 barriles (bls), a este tanque también llegan corrientes de los flujos, Leona Estación de Descarga 1 (LED-1), Leona Estación de Descarga 6 (LED-6) y Oritupano Estación de Descarga 4 (ORED-4); todas las corrientes reciben dosificación para separar el crudo del agua.

Luego, del Tanque Pulmón las corrientes pasan a las bombas de procesos donde son nuevamente dosificadas y luego a los hornos donde entran con una temperatura de 80°F y sale con 180°F, de aquí pasan a los Tanques Lavadores de 20.000 bls cada uno para terminar de retirar el agua.

Posteriormente, de acuerdo a los porcentajes de agua pueden pasar a un Tanque Despacho de 20.000 bls o a los Tanques Almacén de 55.000 bls donde puede ser mezclado en muy bajas proporciones con una corriente del Tanque de Rechazo que recibe las corrientes de las piletas de la fosa y del Tanque Despacho que no pasa por los estándares del Tanque Almacén.

Finalmente después de pasar por el Tanque Almacén es llevado mediante una serie de bombas de oleoductos a la Unidad LACT para su venta, a esta estación llega el crudo con un porcentaje menor a 0,5 % de agua y a 150 °F aproximadamente. Todas las aguas que se generan en PTCO son trasladadas a la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano Actualmente este crudo llega a PDVSA en donde lo distribuyen a las plantas de la zona como la Refinería de Puerto La Cruz la cual se encarga de procesarlo para crear productos que beneficien al público como la gasolina vehicular, combustibles, entre otros.

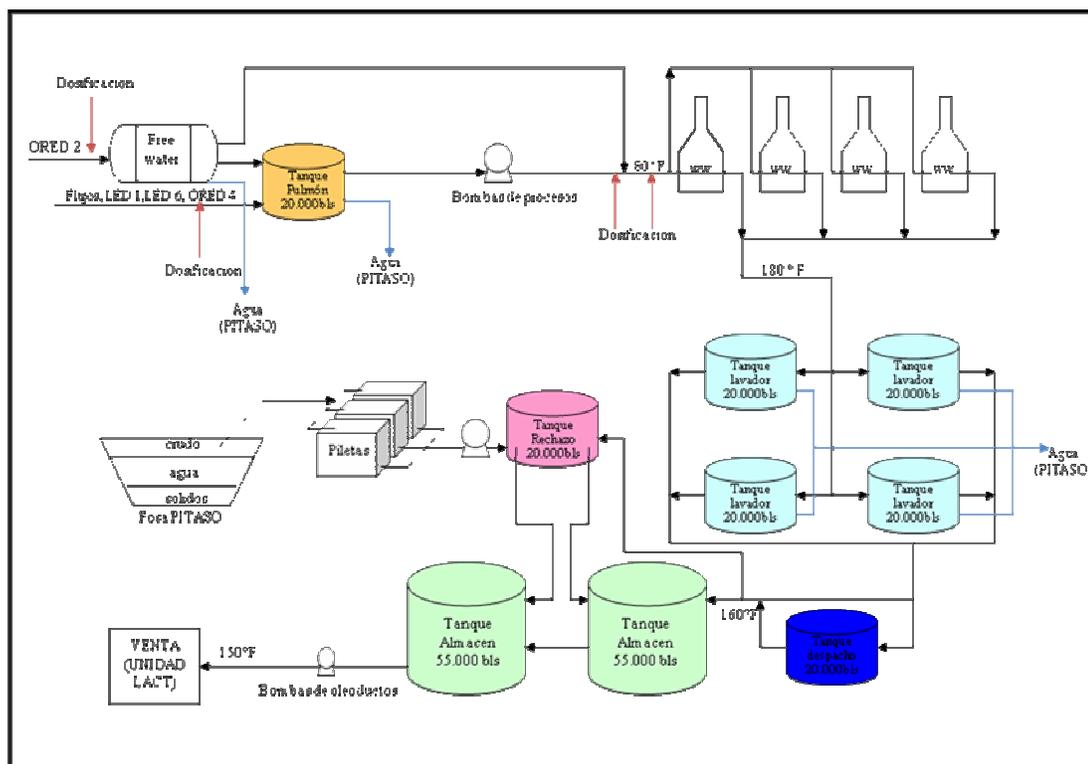


Figura 2.5 Diagrama de flujo de la Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano.

2.8.2 Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO)

El proceso comienza con dos Tanques Pulmones a los cuales llegan las corrientes de agua de ORED-2, ORED-7, el Tanque Pulmón y Tanques Lavadores de PTCO, cuando las corrientes salen de los Tanques Pulmones son dosificados antes de pasar a la sala de bombas de aquí entra a un Tanque Skimer al cual llega también la corriente de agua recuperada de la fosa de PITASO, en este tanque el agua es parcialmente separada del crudo que es llevado a un Tanque de Crudo mientras que el agua es transportada a los Tanques Almacenes de la Planta, desde allí es trasladado mediante bombas a los pozos inyectoros asociados a PITASO. Esta Planta cuenta con dos Tanques IGF que nunca ha sido conectados al proceso, su finalidad inicial era el de mejorar la separación del agua del crudo mediante el método de gas inducido.

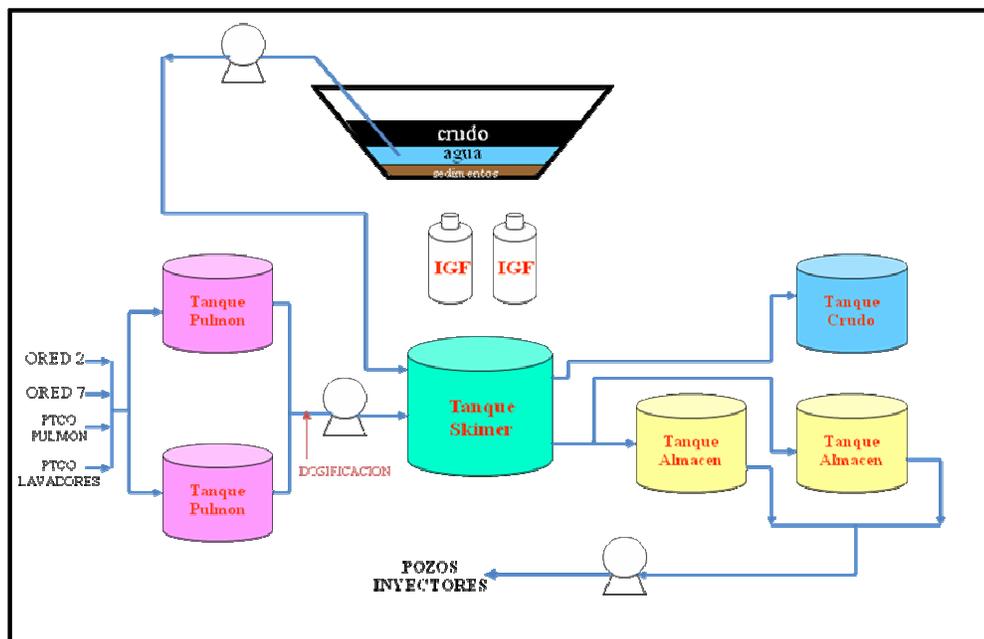


Figura 2.6 Diagrama de flujo de la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Realización de una inspección detallada para la recolección de información mediante la observación directa de las instalaciones de las plantas de pitaso, ptco y sus alrededores

Con la finalidad de entender mejor el proceso de PTCO y PITASO se realizaron visitas guiadas a dichas plantas, se recopiló información mediante entrevistas a los operadores de las planta, se revisó información digitalizada, entre otros. Primeramente, se realizó una conceptualización de la fosa de PITASO, en la cual se ubicó geográficamente, se determinaron sus dimensiones, se investigó la procedencia de los fluidos y se elaboró una hoja de cálculo del volumen de la fosa de PITASO. Finalmente, se efectuó un diagnóstico de las instalaciones de las plantas y la fosa.

3.1.1 Ubicación geográfica y dimensiones de la fosa

La fosa de PITASO se encuentra ubicada en el estado Monagas, a unos 200 metros de la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO), tiene una capacidad máxima operacional de 130.000 bls, su nivel de fluidos varía a diario porque constantemente entran y salen fluidos.

En la figura 3.1 se muestran las dimensiones de la fosa de PITASO, la cual está dividida en dos fosas: fosa 1 y fosa 2; la primera tiene una forma piramidal truncada invertida con una base de 26x46 metros (m), en la parte superior tiene un área de 74x54 m y una profundidad de 7 m medidos a partir del muro que separa las dos

fosas; en ella se encuentra la zona de descarga de los camiones y también conectadas las bombas de recuperación de agua y crudo.

La fosa 2 posee una base de 12x34 m, en la parte superior un área de 32x54 m y una profundidad de 5 m, tiene una forma de pirámide truncada invertida; a esta fosa está conectado un medidor de nivel y bombas de recuperación de crudo.

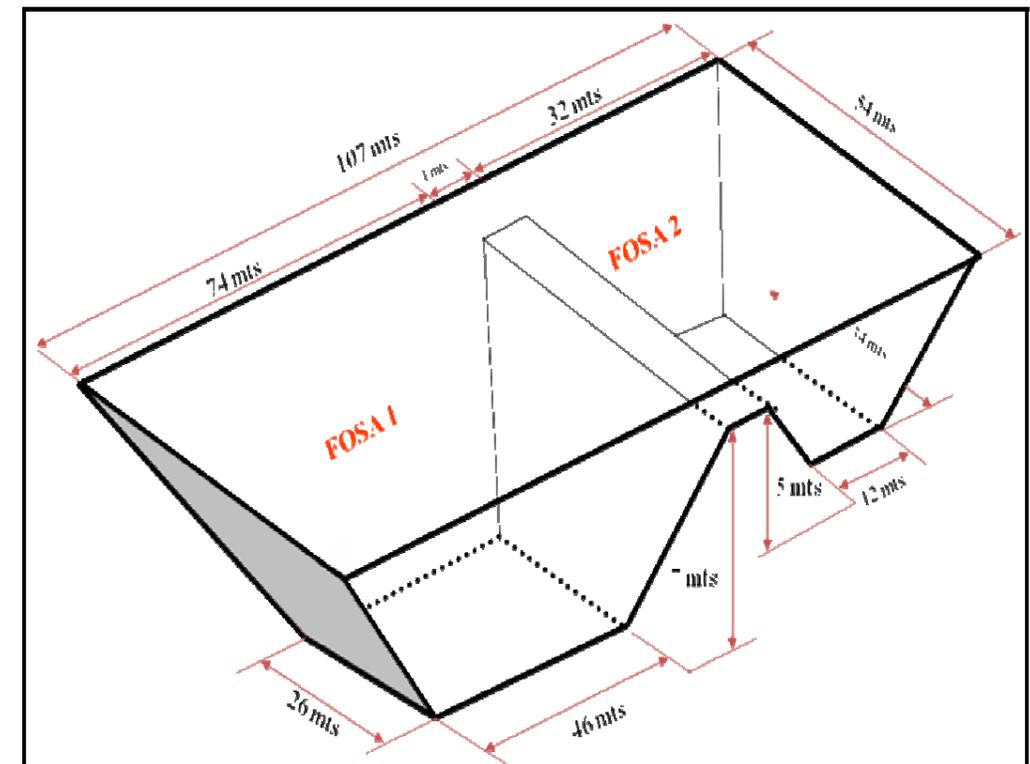


Figura 3.1 Dimensiones de la fosa de PITASO.

3.1.2 Procedencia de los fluidos

Desde hace 12 años, la fosa ha recibido fluidos que provienen de los diferentes de pozos, estaciones de flujo y descarga, fluidos recuperados en operaciones de contingencia tales como: incidentes ambientales por fugas en oleoductos, acueductos u otros sistemas de producción, aguas de lluvia y de proceso, recolectadas en tanquillas de salas de bombas, contaminadas principalmente con aceites lubricantes, sólidos y fluidos provenientes de tratamientos de limpieza de oleoductos, entre otros. Estos fluidos llegan allí mediante camiones que se conectan a la zona de descarga de la fosa como se muestra en la figura 3.2, los camiones se registran en las planillas de descarga de camiones, tabla 3.1, y estos registros se encuentran en las oficinas de la Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO).

Tabla 3.1 Planilla de descarga de camiones en la fosa de PITASO.

Camión	Hora llegada	Hora salida	Procedencia del fluido	Compañía	Número de placa	Nombre del chofer
1	10:15 am	10:45 am	Tanquillas flujo 9 y 2, líneas de pozo ORM 39	Venalmaq	VP-53	Jorge Velásquez
2	10:30 am	11:00 am	Tanquillas de lavado SKANSKA	Venalmaq	VP-52	Rafael Peralta
3	12:30 pm	1:00 pm	Recorridos PTCO, PITASO	Venalmaq	VP-60	Luis Brizuela
4	1:15 pm	1:45 pm	SAI-218	Venalmaq	VP-44	Fermín Guedez
5	10:00 am	10:30 am	Agua Salada	Venalmaq	VP-51	Juan Moreno
6	1:20 pm	1:40 pm	ORED-4	Venalmaq	VP-60	Luis Brizuela
7	9:00 am	9:30 am	ORM-185	Venalmaq	VP-49	Carlos Alcántara
8	9:30 am	10:00 am	Flujo 2 y 9	Venalmaq	VP-53	Jorge Velásquez
9	11:00 am	11:30 am	Compresores, ORED-2 y Pozo 56	Venalmaq	VP-53	Jorge Velásquez
10	11:00 am	11:30 am	ORED-4, PIAS-4, tanquillas y fosas	Venalmaq	VP-60	Luis Brizuela



Figura 3.2. Zona de descarga de camiones de la fosa de PITASO.

A la fosa llega una cantidad promedio de 6 camiones por día, los cuales poseen una capacidad total de llenado de 160 bls cada camión, que se descargan en un lapso de 30 minutos aproximadamente.

3.1.3 Diseño de la hoja de cálculo del volumen de la fosa de PITASO

El diseño de esta hoja de cálculo se realizó con el fin de estimar de manera sencilla la cantidad aproximada de crudo, agua y sedimentos que posee la fosa. Para el manejo de esta hoja, se necesita la distancia de desplazamiento de la pendiente y una prueba de porcentajes de agua y sedimentos básicos o en sus siglas en inglés BSW.

Para elaborar esta hoja de cálculo se procedió a efectuar una deducción de la ecuación de volúmenes de la fosa. Primero, se dibujó la estructura de la fosa y se colocó el eje de coordenadas en el centro de la fosa (figura 3.3).

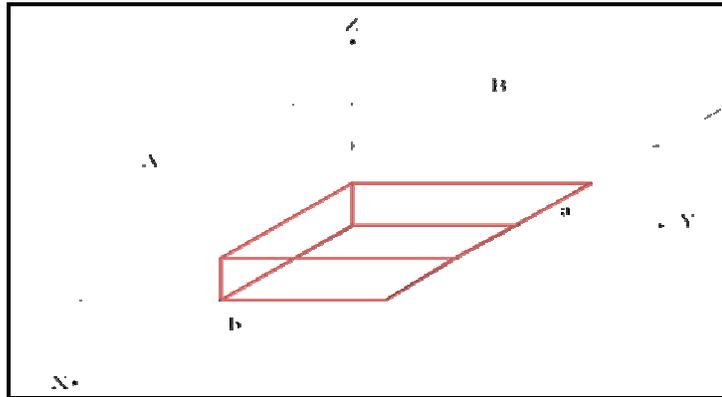


Figura 3.3 Dibujo de fosa.

Donde:

X, Y y Z son los ejes principales.

A: ancho superior de la fosa (m).

B: largo superior de la fosa (m).

a: ancho inferior de la fosa (m).

b: largo inferior de la fosa (m).

Luego de seleccionado un volumen de control (figura 3.4), se tiene que:

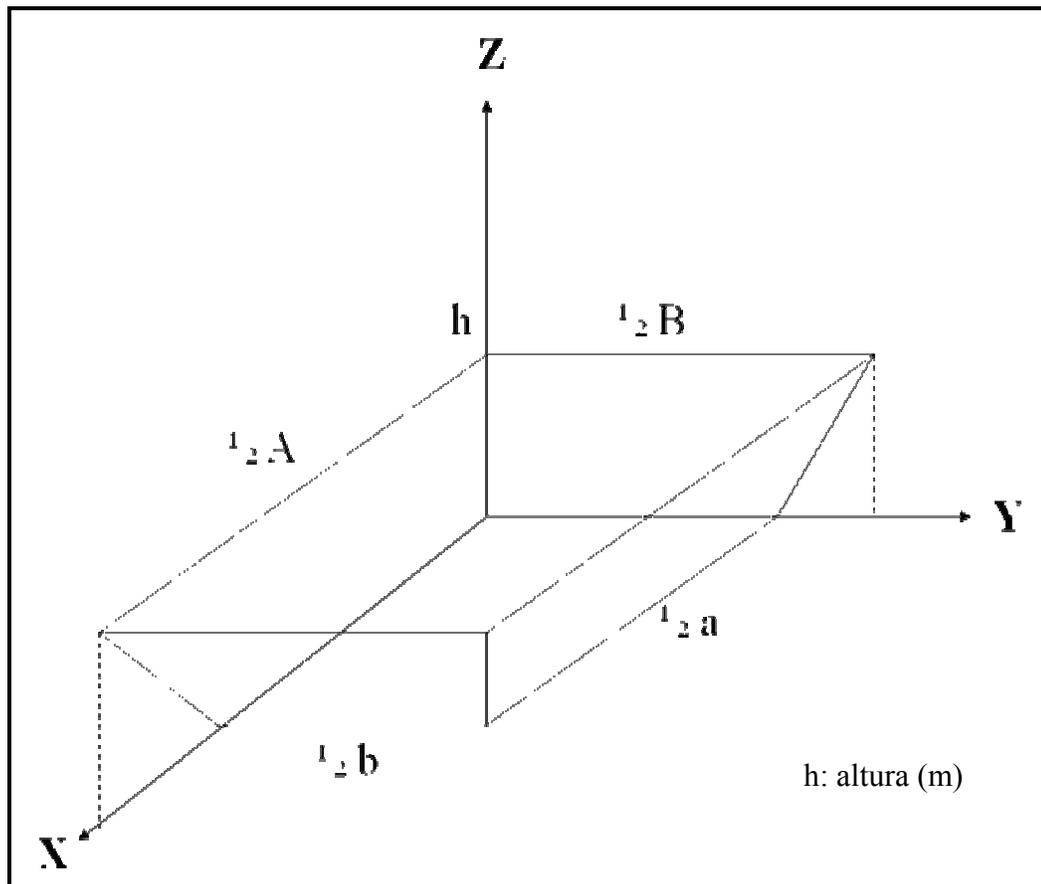


Figura 3.4 Volumen de control de la fosa.

Aplicando triángulos semejantes a la figura 3.4, se obtienen las figuras 3.5 y 3.6:

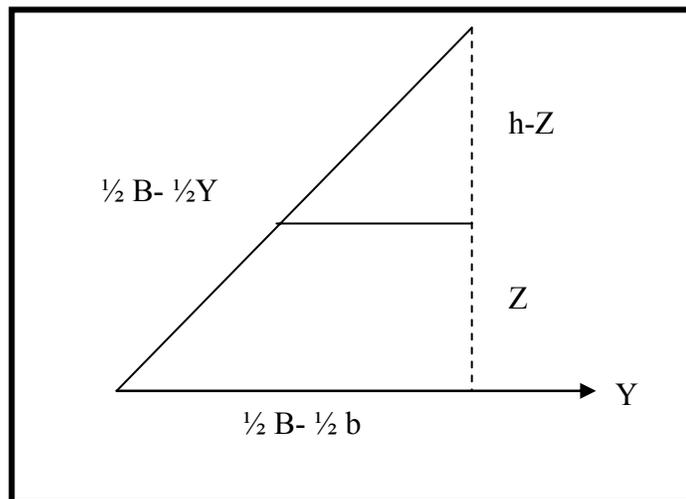


Figura 3.5 Triángulo semejante 1.

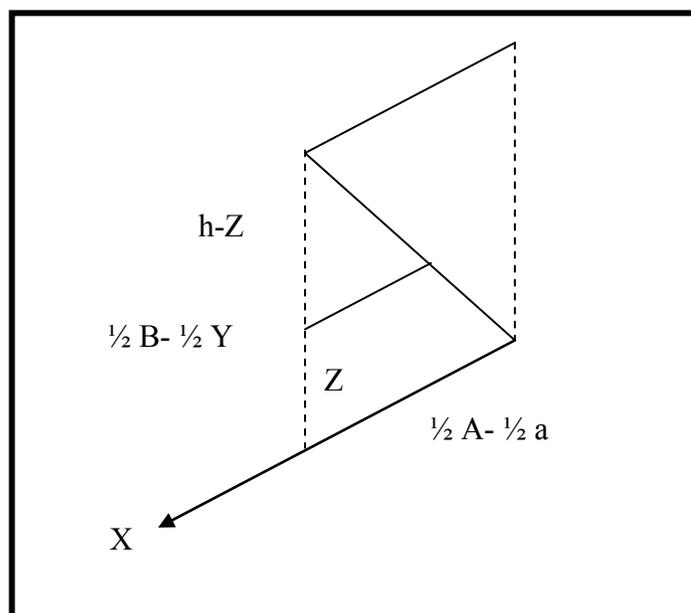


Figura 3.6 Triángulo semejante 2.

Del triángulo semejante de la figura 3.5 se deduce la siguiente ecuación:

$$\frac{h-Z}{\frac{1}{2}(B-Y)} = \frac{h}{\frac{1}{2}(B-b)} \quad \text{(Ec 3.1)}$$

Expresando Y en función de Z y despejando:

$$\frac{(h-Z)(B-b)}{h} = B-Y \quad \text{(Ec 3.2)}$$

$$Y = \frac{B - (B-b)(h-Z)}{h} \quad \text{(Ec 3.3)}$$

Análogamente para el triángulo semejante 2 de la figura 3.6:

$$X = \frac{A - (A-a)(h-Z)}{h} \quad \text{(Ec 3.4)}$$

Con estas ecuaciones se realiza un análisis matemático, el cual se encuentra en el anexo A.1, y se obtiene la siguiente ecuación:

$$V = h \left\{ BA - \frac{1}{2} [B(A-a) + A(B-b)] + \frac{1}{3} (B-b)(A-a) \right\} \quad \text{(Ec 3.5)}$$

utilizando un patron de referencia (figura 3.7)

$$V = L \operatorname{sen} \beta \left\{ BA - \frac{1}{2} [B(A-a) + A(B-b)] + \frac{1}{3} (B-b)(A-a) \right\} \quad \text{(Ec 3.6)}$$

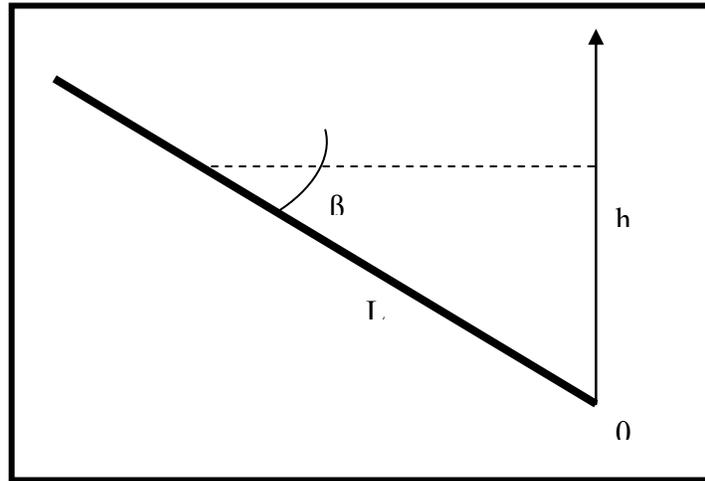


Figura 3.7 Patrón de referencia.

Donde:

L^* = patrón de medición (m)

$\text{sen}\beta = h/L$

$h = L \text{sen}\beta$ (m)

* Varilla graduada

La Ec. 3.6 finalmente se aplicó para ambas fosa con sus medidas correspondientes y se programó en una hoja Excel, la cual se muestra en la figura 3.8

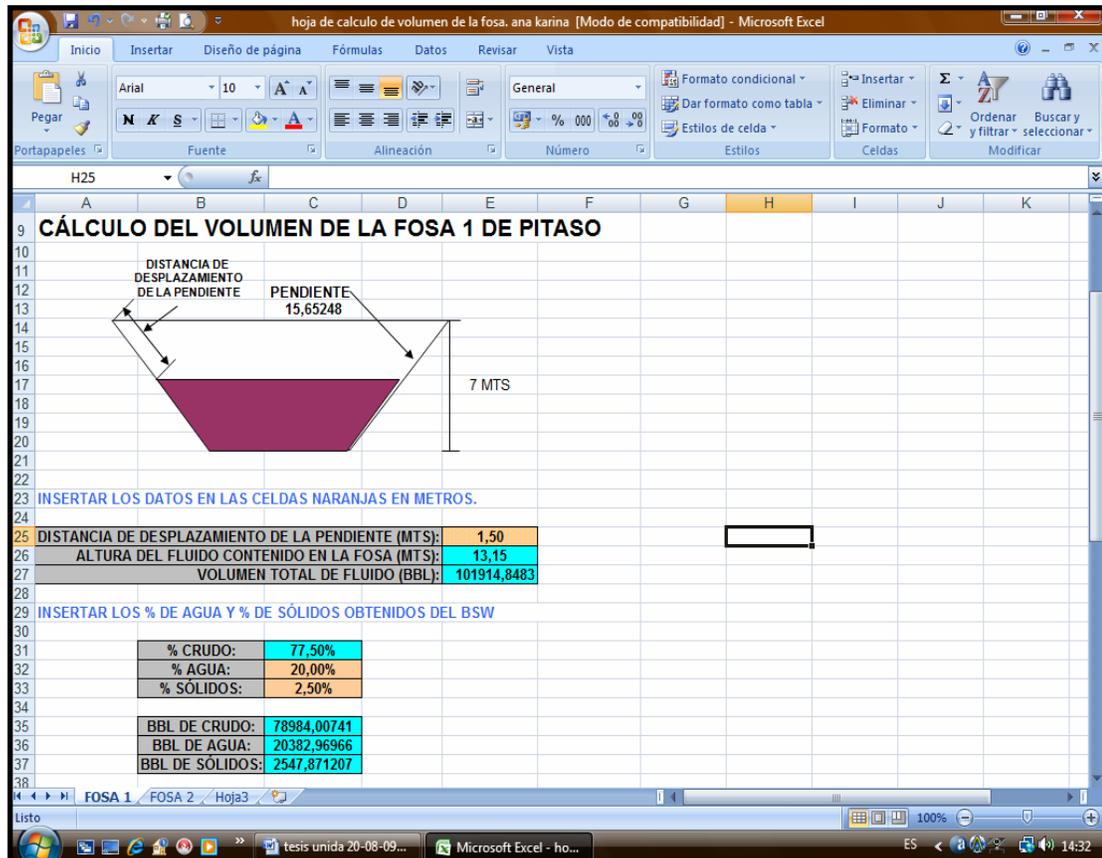


Figura 3.8 Hoja de cálculo del volumen de la fosa 1 de PITASO.

3.1.4 Diagnóstico de las instalaciones de PTCO, PITASO y la fosa de PITASO

El diagnóstico de instalaciones se realizó para conocer los equipos que se emplean en la Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO), la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO) y la fosa de PITASO, para ello se hizo un recorrido por todas las instalaciones, se documentó el funcionamiento y el estado de los equipos, las operaciones que allí se realizan, se tomaron fotos de los equipos y finalmente se realizó un reporte sobre esta actividad. La finalidad de esta actividad fue conocer un poco las instalaciones adyacentes a la

fosa que contribuyó con el diseño de estrategia para la disposición de los fluidos allí contenidos. A continuación se describen las operaciones de cada instalación.

3.1.4.1 Planta de tratamiento de crudo de Oritupano (PTCO)

La planta de tratamiento de crudo de Oritupano se encarga de llevar a especificación de venta el crudo procedente de los pozos y de las estaciones de descarga.

Al inicio del proceso, la corriente de ORED-2 llega a un free water (actualmente fuera de servicio), puesto que esta corriente contiene un alto porcentaje de agua, luego pasa al tanque pulmón junto a las corrientes de ORED-4, LED-1, LED-6 y los flujos. Estas corrientes entran previamente dosificadas con un demulsificante y un antiespumante, los cuales contribuyen a romper la emulsión. El agua separada es enviada a la planta de PITASO. La corriente que sale del tanque pulmón es transferida a 4 bombas de procesos, donde a la salida de dichos equipos centrífugos se le aplica un humectante de sólidos y un demulsificante.

Posteriormente, la corriente a una temperatura de 80 °F aproximadamente es pasada por una serie de hornos en paralelo al final de los cuales sale a unos 180 °F.

Seguidamente, pasa a los tanques cortadores o lavadores (4 en total), donde la corriente permanece durante un tiempo de residencia dependiendo de los niveles de los tanques, donde se retira el agua restante (llevada a PITASO) y se lleva el crudo a una especificación menor a 0,5% de agua.

Una vez pasada por los tanques cortadores/lavadores, el crudo es llevado al tanque de despacho o directamente a los tanques de almacén, a estos últimos también llega crudo fuera de especificación del tanque rechazo, dichos tanques almacenes

reciben esta corriente cuando el crudo de los tanques cortadores/lavadores sale con un porcentaje muy bajo de agua ($\ll 0,5\%$ de agua) y es mezclado en proporciones hasta llegar a un valor que no supere al porcentaje de especificación de venta. Una vez que el crudo sale de los tanques de almacén es trasladado mediante las bombas de oleoductos a la Unidad LACT (Lector Automático de Crudo Tratado) para ser vendido.

Diariamente, a los tanques cortadores/lavadores se le realizan BSW para verificar la efectividad de la dosificación aplicada. PTCO trabaja con crudos cuya gravedad API esta comprendida entre 15 y 16 °API. Añadido a esto, se realizan pruebas de concentración (ppm) en el crudo y el agua de PITASO y PTCO, utilizando un paquete colorimétrico disponible en el laboratorio de PTCO.

Adicionalmente, se realiza la prueba de la pasta detectora de agua a los tanques cortadores mediante el uso de una cinta metálica que se cubre con pasta Kolor Kut que cambia de color ocre a rojizo en presencia de agua, la cinta se lanza en el tope de la torre y se desliza hasta el fondo, esto permite conocer el volumen de agua que se encuentra en los tanques.

A continuación se muestra el reporte de los equipos de PTCO:

a) Free water

La función del free water (actualmente fuera de servicio) es separar el crudo del agua de la corriente de ORED 2. Debido a que el crudo que llega de esta estación de descarga es de muy baja gravedad API, se crea una orimulsión que facilita su desplazamiento. Antes de entrar al free water se dosifica con 30 litros/día del antiespumante AFO-1818 y 30 litros/día de demulsificante DEM-1700. Una vez separada la dos fases, el agua se envía a PITASO y el crudo se envía por una línea al tanque pulmón (actualmente fuera de servicio) o directamente a los hornos.

b) Tanque pulmón

El tanque pulmón posee una capacidad nominal de 20.000 bls, dicho tanque recibe de un mismo oleoducto los crudos de LED-1, LED-6, ORED-4 y los flujos, los cuales se dosifican previamente con 50 litros/día del demulsificante DEM-1962; el crudo proveniente del free water, una vez en el tanque, permanece con un tiempo de residencia de 6 a 8 horas aproximadamente, tiempo en el cual se separa el agua del crudo, el agua se lleva a PITASO y el crudo pasa por las bombas de procesos. Dependiendo de los resultados de los BSW de los tanques cortadores o lavadores, se realiza un BSW al tanque pulmón.

c) Bombas de proceso

La serie de bombas de procesos están comprendidas por cuatro bombas centrífugas las cuales proporcionan la energía cinética necesaria para desplazar el crudo hacia los hornos. Una vez que sale de las bombas, el crudo se trata con 100 litros/día de demulsificante DEM 1700-1, 100 litros/día de humectante de sólidos PQB-5550 y 100 litros/día de demulsificante DEM-1926.

d) Hornos

Una vez tratada la corriente pasa a la sección de los hornos los cuales funcionan de forma paralela. El crudo entra con una temperatura entre 70 a 80 °F y sale de los hornos con una temperatura entre 180 a 200 °F, el aumento de temperatura permite disminuir la viscosidad de la corriente de crudo y separar aun más el crudo del agua en los tanques cortadores o lavadores.

e) Tanque cortador o lavador

Luego que el crudo sale de los hornos se unifican en un mismo oleoducto y es llevado al patio de tanques cortadores o lavadores, en los cuales se distribuye a 4 tanques de capacidad nominal de 20.000 bls cada uno, éstos poseen en su parte superior un emanador de gases, allí el crudo permanece un tiempo aproximado de 6 a 8 horas dependiendo de la producción en las cuales el crudo se separa aun mas del agua y es llevado a la especificación de 0,5% de agua. El agua separada es llevada a PITASO para ser tratada. En estos tanques se practican pruebas de BSW para verificar tanto el corte de agua como el funcionamiento de los tratamientos químicos aplicados. Dichas pruebas las realizan los operadores de PTCO.

f) Tanque despacho

Al tanque despacho entra el crudo en especificación de venta procedente de los tanques cortadores o lavadores, el tanque posee una capacidad nominal de 20.000 bls y un tiempo de residencia de 4 a 6 horas. El crudo entra al tanque con una temperatura comprendida entre 170 y 180 °F; posteriormente, sale con una temperatura de 160 °F aproximadamente. El crudo procedente de los tanques cortadores puede pasar directamente a los tanques de almacén sin pasar por el tanque despacho.

g) Tanque almacén

PTCO cuenta con dos tanques de almacén cuya capacidad nominal es de 55.000 bls cada uno, estos dos tanques están conectados entre sí, y a su vez ambos se comunican con el tanque de rechazo, la finalidad de esta unión es la de mezclar una pequeña cantidad de crudo fuera de especificación con el crudo ya en especificación

para cumplir con las metas propuestas de producción, se hace con pequeñas cantidades para no alterar de forma significativa la especificación de venta del crudo.

h) Tanque rechazo

El tanque de rechazo se encarga de recibir los crudos que están fuera de especificación procedentes de los tanques cortadores o lavadores, a su vez recibe el crudo recuperado de las piletas de la fosa. Este tanque posee una capacidad nominal de 20.000 bls. El crudo permanece allí hasta que sea necesario mezclarlo con los crudos de los tanques almacenes.

i) Bombas de oleoductos

La sección de bombas de oleoductos o bombas warren son de tipo tornillo y manejan un caudal nominal de 21.600 bls/día. Dicha sección alberga una serie de 5 bombas, las cuales proveen energía cinética al crudo para ser llevado de los almacenes a la Unidad LACT (venta).

j) Unidad LACT

La unidad LACT se encuentra en LED-13 y se encarga de la venta del crudo en especificación; el crudo llega a un cantaran, de allí pasa a unos medidores que registran la presión y el bombeo diario: acumulado del día anterior, acumulado del día actual y el acumulado total. Los registros se monitorean en la sala de control de PTCO. La venta se realiza a PDVSA, la cual se encarga de procesarlo y separarlo en sus componentes como gasoil, nafta, etc.

k) Sistema contra incendios

Esta unidad posee dos tanques de almacenamiento de agua fresca proveniente de un pozo profundo en la instalación, los cuales están conectados a un sistema de bombas. Solamente se utiliza en casos de incendios dentro de la planta. Periódicamente, se realizan pruebas de eficiencia a la red en general.

l) Bombas de PITASO

Esta unidad posee dos tanques de almacenamiento de agua fresca proveniente de un pozo profundo en la instalación, los cuales están conectados a un sistema de bombas. Solamente se utiliza en casos de incendios dentro de la planta. Periódicamente, se realizan pruebas de eficiencia a la red en general.

3.1.4.2 Planta de inyección y tratamiento de agua salada de Oritupano (PITASO)

A esta planta entran las corrientes de agua procedentes de ORED-2, ORED-7, del tanque pulmón y los tanques cortadores/lavadores de PTCO, en su primera etapa las corrientes llegan a los tanques pulmones en donde se dosifican con un biocida y un inhibidor de corrosión, posteriormente se envía mediante bombas de transferencia al tanque Skimer en el cual también entra el agua que se recupera de la fosa PITASO, allí permanecen con un tiempo de residencia que depende de los niveles del tanque, luego el agua es trasladada a los tanques almacenes (2 unidades) y el crudo que se logra retirar es llevado al tanque de crudo y seguidamente trasladado a el tanque rechazo de PTCO. El agua que sale de los tanques almacenes se envían a los pozos inyectores mediante las bombas de inyección. A esta planta se le realizan monitoreos de O₂ y H₂S de forma semanal, de CO₂, BSR y Fe quincenalmente, O/W, TSS de

forma diaria y mensualmente se analizan el cupón de nivel de corrosión, residual, RPI y milipore.

A continuación se muestra el reporte de los equipos de PITASO:

a) Tanque pulmón

Los tanques pulmones de PITASO, cuya capacidad nominal es de 20.000 bls cada uno, reciben aguas procedentes de ORED-2, PIAS-2, ORED-7, del tanque pulmón de PTCO y de los 4 tanques cortadores de PTCO. Antes de entrar estas corrientes a los dos tanques pulmones se le realizan pruebas de O₂, H₂S, CO₂, BSR, O/W, TSS, cupón, Fe y residual de productos químicos que se aplican para verificar las condiciones a las cuales ingresan estas aguas a la planta, adicionalmente, se le aplica a la unificación de estas corrientes 116 litros/día del inhibidor de corrosión y 24 tambores/mes de biocida mediante bacheo semanal realizado por la empresa encargada.

b) Bombas de transferencia

Son seis bombas eléctricas de tipo centrifugas que se encargan de llevar el agua de los tanques pulmones a el tanque skimer.

c) Tanque skimer

El tanque skimer tiene una capacidad nominal de 20.000 bls. A este tanque llegan las corrientes de los dos tanques pulmones que se encuentran en la planta y el agua que se extrae de la fosa de PITASO, estas corrientes entran de manera independiente una de la otra, una vez allí permanecen un tiempo de residencia entre 6 a 8 horas dependiendo de los niveles del tanque. Este tanque posee puntos de cupones para medir los niveles de corrosión, los cuales se monitorean mensualmente.

Adicionalmente, se la realizan pruebas fisicoquímicas y cultivos de bacterias sulfatos reductoras de forma semanal. Posteriormente, el agua pasa por los separadores IGF para retirar la mayor cantidad de crudo posible del agua (actualmente fuera de servicio) y también cuenta con una línea que envía el agua directamente a los tanques almacenes, mientras que el crudo es transferido al tanque de crudo sin pasar por los separadores IGF.

d) Separador IGF

La planta cuenta con dos separadores IGF, los cuales se encargan de eliminar aun mas los residuos de crudo que sale del tanque skimer. Esto se realiza arrastrando la capa de crudo que se encuentra en la superficie. El crudo desplazado entra al tanque de rechazo, mientras que el agua pasa a los tanques de almacén, contribuyendo a obtener una calidad de agua más limpia. Actualmente, estos equipos se encuentran fuera de servicio, por lo tanto el agua que sale del tanque skimer pasa directamente a los tanques almacenes y el crudo se envía al tanque de crudo.

e) Tanque de crudo

A este tanque entra toda la capa de crudo que se encuentra en el tanque skimer, posee una capacidad nominal de 3.000 bls y es el tanque más pequeño debido a la poca cantidad de crudo que se extrae del tanque skimer. Luego, dicho crudo se traslada al tanque de rechazo de PTCO para ser tratado, ya que es un crudo fuera de especificación. Anteriormente, la empresa encargada le aplicaba una dosificación de desmulsificante para mejorar la separación del agua, actualmente, esta inyección de químico no se esta realizando.

f) Tanque almacén

PITASO, cuenta con dos tanques almacenes cuya capacidad nominal es de 10.000 bls, una vez que llega el agua allí pasa un tiempo de residencia dependiendo de los niveles de los tanques. A la salida de los tanques de almacén se realizan pruebas de O₂, H₂S y BSR de forma semanal y CO₂ de forma quincenal. Por último, el agua pasa a las bombas de inyección.

g) Bombas de inyección

Son seis bombas centrifugas, de las cuales cinco son eléctricas y una de combustión. La función de estos equipos es llevar el agua a los pozos inyectoros.

h) Tubo múltiple de campo

Cuando el agua sale de las bombas de inyección pasa a un múltiple de campo que se encuentra al frente de la planta, este se encarga de distribuir el agua a los diferentes pozos inyectoros entre los cuales tenemos el ORI 172, ORI 174, ORI 143, ORI 59, ORI 107, ORI 146, entre otros.

i) Pozo inyector ORI-172

Es uno de los pozos que recibe agua de PITASO y se encuentra a pocos metros del tubo múltiple de campo.

3.1.4.3 Fosa de PITASO

La fosa de PITASO recibe de forma diaria fluidos de distintas procedencias, dichos fluidos permanecen en la fosa hasta que son recuperados con la bomba

correspondiente. Se puede afirmar que allí se encuentran tres componentes principalmente: crudo, agua y sedimentos o sólidos. La fosa se encuentra dividida en dos fosas: la fosa 1 con una profundidad de 7 mts y la fosa 2 con una profundidad de 5 mts, ambas se comunican por la parte inferior donde el agua de la fosa 2 pasa a la fosa 1 mediante el principio de los vasos comunicantes. Esta fosa se diseñó inicialmente con la finalidad de tener solo crudo en la fosa 2 y agua en la fosa 1.

Actualmente, esto no se aplica puesto que en la fosa 1 se encuentra un colchón de crudo que se recupera mediante las bombas 6x4x6. El muro de concreto que las separa sirve como guía para comenzar a recuperar tanto agua como crudo, debido a que las 2 fosas no deben unirse. Este muro cuenta con una serie de barreras plásticas que se levantan cuando la fosa llega a un nivel crítico, la finalidad de estas barreras es impedir que las fosas se unan y dar chance a que comience la recuperación de crudo.



Figura 3.9 Vista de la fosa de PITASO.

En las instalaciones, se encuentran 3 piletas a las cuales llega el crudo recuperado mediante la bomba 6x4x6 de la fosa 1, allí se le agrega gasoil para aumentar su gravedad API y posteriormente ser trasladado al tanque rechazo de PTCO junto con el crudo de la fosa 2. El agua se recupera mediante la bomba

eléctrica, dicha agua es llevada directamente (sin tratamiento químico o físico) al tanque skimer de PITASO. La fosa cuenta con una zona de descarga de camiones que son los vehículos encargados de llevar los fluidos a la fosa.

A continuación se muestra el reporte de los elementos de la fosa de PITASO:

a) Fosa 1

La fosa 1 tiene una profundidad de 7 metros, un ancho de 54 metros y un largo de 74 metros. Tiene una capacidad de 102.314,47 bls y recibe todas las descargas de los camiones, además del excedente del Hot Oil. De esta fosa, se recupera crudo fuera de especificación mediante bombas 6x4x6, las cuales envían el crudo a las piletas. El agua también se recupera mediante una bomba eléctrica cuya succión se encuentra sumergida a 1 metro del fondo de la fosa. El recupero de fluidos se realiza dependiendo del nivel que ella posea.

b) Fosa 2

La fosa 2 tiene una profundidad de 5 metros, un ancho de 32 metros y un largo de 54 metros, tiene una capacidad de 30.162,8 bls, en esta fosa se encuentra el medidor de nivel.

c) Piletas

Las tres piletas de la fosa son las que reciben el crudo que se recupera de la fosa, cuando se enciende la bomba siempre esta una piletta recuperando, una calentando y una bombeando, el crudo recuperado se bombea hacia el tanque rechazo de PTCO, porque que esta fuera de especificación.

d) Bombas de crudo de la fosa 1

La bomba 6x4x6 es la encargada de llenar las piletas que se encuentran en los alrededores de la fosa, cuenta con un flotador que sostiene la succión de la bomba, este equipo se enciende cuando la fosa se encuentra con altos niveles, el crudo que sale de esta bomba se encuentra fuera de especificación, por ello es llevado al tanque rechazo de PTCO.

e) Bombas de crudo de la fosa 2

Las bombas 6x4x6 son las que se encargan de la recuperación el crudo de la fosa 2 y de las piletas, este crudo es llevado hasta el tanque rechazo. Estas dos bombas poseen un bombeo de 17.800 bls/día, la recuperación del crudo se realiza cuando la fosa posee niveles altos.

f) Bomba de recuperación de agua

Estas bombas de recuperación son eléctricas y se encargan de llevar el agua de la fosa hasta PITASO para ser tratada, la manguera de succión de la bomba se encuentra a 1 metro del fondo de la fosa 1. Este equipo se enciende cuando los niveles de la fosa se encuentran altos.

g) Camiones

Son camiones cisternas que se encargan de recoger fluidos procedentes de derrames, pozos productores, tanquillas, de las plantas, taladros, entre otros. Tienen una capacidad de 160 bls, poseen medidores de nivel externos, los cuales permiten

conocer un aproximado de la cantidad de fluido que posee el camión. Todos los fluidos que estos camiones recogen son depositados en la fosa de PITASO. Alrededor de 5 a 9 camiones depositan sus fluidos por día.

h) Descarga de camiones

La zona de descarga de los camiones tiene 3 entradas donde las unidades se conectan a través de una manguera que poseen en su parte trasera, una vez conectados se procede a abrir la llave para comenzar la descarga en aproximadamente 30 minutos de un camión con 160 bls de fluido. Cuando los fluidos poseen una cantidad de sólidos considerable no se utiliza esta descarga sino que la manguera se coloca directamente en la fosa, con la finalidad de no obstruir las tuberías de descarga.

i) Hot Oil

El camión de Hot Oil se encarga de suministrar gasoil a la fosa para mejorar su viscosidad y a su vez facilitar la movilidad del crudo que allí se extrae, el gasoil se aplica directamente a las piletas cuando se está recuperando crudo de la fosa, si hay un remanente se vierte directamente a la fosa.

j) Medidor de nivel

El medidor de nivel es el que registra la cantidad de agua y crudo que se encuentra en la fosa 2, los datos suministrados por este aparato se observan en la sala de control de PTCO. Actualmente se encuentra fuera de servicio.

3.2 Caracterización fisicoquímica de los fluidos contenidos en la fosa de pitaso

La caracterización fisicoquímica de los fluidos (agua y crudo), se realizó mediante la toma de muestra tanto de los camiones como de los fluidos que allí están depositados. Las muestras de fluidos de los camiones se tomaron directamente de la manguera de succión de los vehículos y se le realizaron análisis fisicoquímicos, esto se realizó por un periodo de una semana, los métodos para la caracterización fisicoquímica del agua son:

a) Alcalinidad de las aguas de formación

- Verificar que todos los implementos estén limpios y exentos de agua.
- Tomar 5 ml de la muestra cuando es aguas de formación y cuando se trata de dulce se usan 50 ml de muestra.
- Se agregan 2 ó 3 gotas de fenolftaleína.
- Si la muestra se torna de color rosado, se titula con una solución de H_2SO_4 0,02 N hasta que se torne incolora.
- Anotar el volumen consumido de H_2SO_4 0,02 N y de muestra.
- Agregar 2 gotas de anaranjado de metilo.
- Continuar titulando sin enrasar la bureta, hasta pasar de amarillo a naranja.
- Anotar el volumen consumido en la titulación.
- Calcular la alcalinidad en ppm con la siguiente ecuación:

$$\text{Alc} = \frac{V_{\text{H}_2\text{SO}_4} \times 1000}{V_m} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Alc: alcalinidad parcial fenolftaleínica (ppm).

$V_{\text{H}_2\text{SO}_4}$: volumen consumido de H_2SO_4 (ml).

V_m : volumen de la muestra (ml).

Los resultados obtenidos con las determinaciones de la alcalinidad fenolftaleínica y total permiten calcular los tres tipos de alcalinidad presentes en muchas aguas: alcalinidad como hidróxido, carbonato y bicarbonato.

La alcalinidad de carbonato (CO_3) está presente cuando la alcalinidad fenolftaleínica es diferente a cero pero es menor que la alcalinidad total.

La alcalinidad como hidróxido (OH) está presente si la alcalinidad fenolftaleínica es mayor que la mitad de la alcalinidad total.

La alcalinidad como bicarbonato (HCO_3) está presente si la alcalinidad fenolftaleínica es menor que la mitad de la alcalinidad total.

Se selecciona el valor menor de P ó (T-P), luego la alcalinidad como carbonato es igual al doble de este valor. Cuando el valor menor es P, el balance (2P-T), es hidróxido. Todos los resultados se expresan como CaCO_3 .

La conversión matemática de los resultados se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Convertidor matemático.

Resultado de la valoración.	Alcalinidad hidróxido como CaCO_3 .	Alcalinidad carbonato como CaCO_3 .	Concentración bicarbonato como CaCO_3 .
7. $P=0$	8. 0	9. 0	10. T
11. $P < 1/2T$	12. 0	13. 2P	14. T-2P
15. $P = 1/2T$	16. 0	17. 2P	18. 0
19. $P > 1/2T$	20. 2P-T	21. 2(T-P)	22. 0
23. $P=T$	24. T	25. 0	26. 0

Donde:

P: alcalinidad fenolftaleínica.

T: alcalinidad total.

b) Dureza total

Este análisis se realiza con equipos HACH, siguiendo el siguiente procedimiento.

- Se toma 10 ml de muestra y se diluyen a 50ml con agua destilada.
- Se agrega indicador visual HACH,(sobre Man Ver) y 2ml de solución buffer Ph = 10.
- Se titula con cartucho de EDTA 0,8 N HACH, utilizando microbureta, el punto final de la titulación es en cambio de rojo a azul.
- Se obtiene el factor de titulación que va a depender del volumen de muestra utilizada, el cual aumentará si el valor de los dígitos del punto final en la microbureta no excede a 100, y en éste caso se tomará en cuenta la dilución para el volumen total.

El factor de titulación se rige por la siguiente tabla 3.3 establecida por HACH en función de volumen de muestra y concentración.

Tabla 3.3 Factor de titulación.

Rango (mg/L CaCO ₃)	V (muestra en ml)	Conc. EDTA (N)	Factor de Titulación (f)
10-40	100	0.08	0,1
40-160	25	0.08	0,4
100-400	100	0,8	1
200-800	50	0,8	2
500-2000	20	0,8	5
1000-4000	10	0,8	10

La dureza total se expresa en ppm de CaCO₃ y se obtuvo mediante la siguiente ecuación:

$$Dt = \text{lectura final} \times f \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde:

Dt: dureza total (en ppm CaCO₃).

f: factor de titulación.

c) Dureza cálcica Ca⁺²

Este análisis se lleva a cabo con equipo HACH, siguiendo el procedimiento:

- Se toman 10ml de muestra y se diluyen hasta 50ml con agua destilada.
- Se agrega indicador visual HACH (sobre Calver) y 2ml de Hidróxido de Potasio (KOH).
- Se titula utilizando microbureta HACH con un cartucho de EDTA 0,8 M, el punto final es un cambio de Rosado a Azul.

- Si el valor de los dígitos del punto final en la microbureta es menor a 10, se aumenta el volumen de muestra, tomándose en cuenta esta dilución para el valor de volumen total.

El factor de titulación también se obtiene mediante de la tabla HACH utilizada para dureza total.

La dureza cálcica se obtiene en ppm de Ca^{+2} según la siguiente fórmula:

$$Dc = \text{lectura pto. final} \times f \times 0,4 \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

Dc: dureza cálcica (ppm de Ca^{+2}).

f: factor de titulación (tabla 3.3).

d) Dureza magnésica Mg^{+2}

Este análisis se basa por el procedimiento de analitos de HACH en la diferencia de los ppm de la dureza cálcica multiplicando por el factor 0,243, según la siguiente relación:

$$Dm = DT - Dc \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

Dm: dureza magnésica (ppm de Mg^{+2}).

Dt: dureza total (ppm CaCO_3).

Dc: dureza cálcica (ppm CaCO_3).

e) Sulfato SO_4^-

- Acondicionamiento de la muestra.
- Llenar una celda con 25 ml de muestra.

- Filtrar las muestra muy coloreadas o turbias.
- Añadir el contenido de una bolsita de SulfaVer.
- Mover hasta mezclar.
- Pulsar SHIFT TIMER 7 para que inicie un periodo de reacción de cinco minutos.
- Llenar una segunda celda con 25 MI de muestra (blanco).
- Colocar el blanco en el porta celdas.
- Presionar ZERO la pantalla indicara 0 mg/L SO₄.
- Antes de cincos minutos desde que el cronometro avise se coloca la muestra en el porta celdas.
- Se presiona READ/ENTER.
- La pantalla indicará el resultado en mg/L SO₄.

f) pH

- Agregar la muestra en un vaso de precipitado de 100 ml.
- Lavar el electrodo con agua destilada y secarlo con papel suave.
- Introducir el electrodo en el vaso de precipitado que contiene la muestra.
- Leer el valor de pH en la escala del equipo y tomar la temperatura de la muestra.

NOTA: Si el valor de pH difiere en forma apreciable del valor del buffer con que se verificó inicialmente, se debe verificar el pH-metro con un buffer cercano al valor leído de la muestra [11].

Los resultados de estos análisis se muestran a en la tabla 4.1.

En lo que respecta a los hidrocarburos de la fosa, se tomaron muestras de crudo en la capa superficial e intermedia utilizando un dispositivo que consistía en un recipiente y una extensión (crudo superficial e intermedio) y la bomba de succión de

crudo, a estas muestras se le realizaron análisis de % de agua y sedimentos (BSW) y los datos obtenidos se muestran en el tabla 4.5.

Para la toma de muestras de agua se utilizó la bomba de agua cuya boca de succión se encuentra a 1 metro del fondo de la fosa, las tomas se realizaron interdiarias durante 8 días, se le realizaron análisis fisicoquímicos, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.4.

La estimación de los cortes de los fluidos se estimaron mediante pruebas de BSW en el laboratorio de la empresa durante un periodo de un mes, para ello se utilizó una botella de bronce la cual se lanzó a 2 pies, 3 pies y 5 pies por debajo de la superficie del crudo, adicionalmente se le realizaron pruebas de estimación de propiedades del crudo, los resultados de todas estas pruebas realizadas se encuentran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Monitoreo del porcentaje de agua y sedimentos (BSW) de la fosa de PITASO.

FECHA	HORA	DISTANCIA DEL PUNTO DE MUESTREO (pies)	NIVEL DE LA PENDIENTE (m)	BSW		
				% AGUA	% CRUDO	% SEDIMENTO
06/10/2008	10:45 a.m.	2	5,60	18	80	2
		3		14,40	84	1,60
		5		14	84	2
08/10/2008	02:00 p.m.	2	4,39	20,40	78	1,60
		3		14,80	84	1,20
		5		15,40	83	1,60
10/10/2008	01:30 p.m.	2	3,81	4,40	94,80	0,80
		3		12,80	86	1,20
		5		15,80	83	1,20
13/10/2008	09:30 a.m.	2	3,50	12,40	86	1,60
		3		14	84	2
		5		12,20	86	1,80
15/10/2008	09:30 a.m.	2	3,20	14	84	2
		3		12,80	86	1,20
		5		13	85	2
17/10/2008	09:30 a.m.	2	3,20	9,80	89	1,20
		3		10,80	88	1,20
		5		15,40	83	1,60

Tabla 3.4 Monitoreo del porcentaje de agua y sedimentos (BSW) de la fosa de PITASO (continuación).

FECHA	HORA	DISTANCIA DEL PUNTO DE MUESTREO (pies)	NIVEL DE LA PENDIENTE (m)	BSW		
				% AGUA	% CRUDO	% SEDIMENTO
20/10/2008	09:00 a.m.	2	3,15	13,40	85,00	1,60
		3		14	84	2
		5		15,40	83,00	1,60
22/10/2008	03:00 p.m.	2	2,65	14,40	84	1,60
		3		15,40	83	1,60
		5		15,40	83	1,60
24/10/2008	11:30 a.m.	2	2,56	11	87	2
		3		15	83	2
		5		15	83	2
27/10/2008	10:30 a.m.	2	2,51	12	86	2
		3		8,80	90,00	1,20
		5		15	83	2
29/10/2008	02:45 p.m.	2	2,20	10,60	89,00	0,40
		3		14,60	83,00	2,40
		5		13,60	84,00	2,40
31/10/2008	11:00 a.m.	2	2,46	8,40	90,00	1,60
		3		8,40	90,00	1,60
		5		11	87,00	2

Posteriormente se estimaron las propiedades del crudo de la fosa, para ello se efectuaron análisis de porcentaje de agua y sedimentos (BSW) por el método de centrifugación, gravedad API, Viscosidad FANN, densidad y floculación de asfaltenos, estas propiedades permiten determinar el tipo de crudo que se encuentra en la fosa, se utilizaron métodos para la caracterización fisicoquímica del petróleo los cuales se muestran a continuación:

a) Porcentaje de agua y sedimentos (método por centrifugación, ASTM D 96)

- Se agregan 5 ml de xileno (solvente) y 5 ml de la muestra a dos tubos centrifuga y se agitan vigorosamente hasta homogenizar la mezcla.
- Sumergirlos en un baño de agua a 130°F por 10 minutos, y se agitan por 10 segundos, luego se colocan en una centrifuga a una velocidad de 1500 rpm y un tiempo de 10 minutos.
- Se lee el volumen combinado de agua y sedimentos en cada tubo, y se vuelven a centrifugar los tubos. Después de 3 lecturas consecutivas que den resultados equivalentes (la diferencia entre ellas debe ser menor que una subdivisión del tubo), la suma de los volúmenes de agua y sedimentos de los dos tubos es reportada como “*porcentaje de agua y sedimentos*” por el método de centrifugación.
- Cuando sea necesario, puede utilizarse un demulsificador para promover la separación, la cual deberá premezclarse con el solvente.

b) Medición de la gravedad API (método hidrométrico ASTM D 1298)

- Ajustar la temperatura de la muestra en su envase.

- Colocar el cilindro, limpio, seco y a la temperatura ambiente, sobre un plano horizontal libre de corrientes de aire que varíen la temperatura de la muestra en más de 5 °F.
- Añadir muy lentamente la muestra en el cilindro, removiendo cualquier burbuja de aire en la superficie con papel secante.
- Introducir el termómetro y agitar cuidadosamente la muestra, manteniendo toda la columna de mercurio sumergida en el líquido. Anotar la lectura una vez establecida la temperatura, sacar el termómetro y eliminar nuevamente cualquier burbuja de aire.
- Sumergir el hidrómetro en la muestra dejándolo descender nuevamente, cuando esté permanezca en reposo presionarlo para que descienda dos divisiones de la escala y luego dejarlo que flote libremente, pero sin que toque las paredes del recipiente. Se mantiene el vástago del hidrómetro seco para evitar lecturas erróneas.
- Leer la gravedad °API, anotando la lectura más próxima al punto en el cual el nivel del líquido intercepta la escala del hidrómetro. Medir nuevamente la temperatura, introduciendo el termómetro en la muestra.
- Corregir la medición de gravedad a la temperatura estándar de 60 °F, utilizando las tablas respectivas de los factores de corrección (en el anexo B.2 tabla 2).

c) Medición de la densidad (método del picnómetro)

- Pesar el picnómetro vacío, el cual debe estar seco y limpio.
- Llenarlo con la muestra y colocarle su tapa; el líquido debe salir por el orificio de la tapa.
- Pesar el picnómetro lleno y determinar la densidad del crudo a la temperatura ambiente.

- Colocar el picnómetro con muestra en un baño de circulación a la temperatura deseada (100 y 130°F), limpiar el exceso de muestra que sale por el orificio debido a la expansión del líquido. El picnómetro se mantiene en el baño hasta que alcance la temperatura (se observa cuando deja de fluir muestra por el orificio). Se deja enfriar y se pesa nuevamente.

d) Floculación de asfaltenos (IP 143-57)

- Pesar unos 5 gramos (gr) de crudo, añadirlos en un vaso de precipitado de 50 ml.
- Llenar una bureta con n-heptano.
- Titular la muestra de crudo con el n-heptano, agregando inicialmente 0,2 ml de n-heptano y agitando manualmente la mezcla.
- Tomar una porción de esta mezcla con un gotero y colocar una gota sobre un papel filtro. Observar la presencia de una aureola dentro de la gota formada en el papel filtro, la cual indica la precipitación de los asfaltenos del crudo. Anotar a un lado de la gota el volumen usado de n-heptano.
- Si no hay presencia de esta aureola, seguir titulando con volúmenes de heptano y repetir el paso anterior.

El punto de floculación o umbral de precipitación de asfaltenos se determina por:

$$\% \text{ Umbral de floculación} = (m_{\text{heptano}} / m_{\text{total}}) * 100 \quad \text{(Ec. 3.11)}$$

Donde:

m_{heptano} : peso de heptano gastado (gr).

m_{total} : peso del crudo + heptano (gr).

e) Medición de la viscosidad FANN

- Añadir 350 ml de la muestra al recipiente del viscosímetro.
- Colocar el recipiente debajo del aparato, y sumergir el rotor hasta la marca de referencia, se arranca el motor dándole agitación a la muestra, hasta que la temperatura sea uniforme.
- Tomar las lecturas del dial, comenzando por las revoluciones altas y luego bajas.
- Repetir la operación a 100 y 130°F.

Utilizar la tabla 1 del anexo B.1, para hacer los cálculos de la viscosidad en centipoise (cp).

Los resultados de estas pruebas se presentan en la tabla 4.6.

En la hoja de cálculo de volumen de la fosa se introdujeron los datos de la tabla 3.4 y los resultados se muestran en la tabla 4.2.

3.2.1 Comportamiento del agua de la fosa de PITASO a lo largo del tiempo en las instalaciones de PITASO

Con la finalidad de conocer la influencia del agua de la fosa de PITASO al ser incorporada a las corrientes de PITASO, se procedió a recolectar los datos de todos los análisis físicoquímicos realizados a las corrientes de dicha planta en un periodo de tiempo comprendido entre el 01 de septiembre del 2008 hasta el 28 de febrero del 2009, a dichos datos se le sacaron en promedio mensual para facilitar su análisis, básicamente se seleccionaron los datos de colonias de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) en PITASO específicamente en los puntos de muestreo como: salida de fosa, entrada a tanque Skimer y salida del tanque Skimer (tabla 4.7), cantidad de CaCO_3 en PITASO a la entrada del tanque Skimer (tabla 4.8), los niveles de corrosión presente en PITASO enfocándose en la entrada y salida del tanque Skimer (tabla 4.9), la

concentración en ppm de crudo en agua en PITASO tomando los puntos de muestra a la salida de la fosa, a la entrada y salida del tanque Skimer (tabla 4.10). También se compararon las concentraciones en ppm de crudo en aguas de inyección (tabla 4.11).

3.3 Elaboración de propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento del agua salada como del crudo contenido en la fosa de pitaso

En las operaciones de Petroritupano, el agua se produce en grandes cantidades, la mayor parte de esta se destina a la fosa de PITASO, aquí permanece hasta que es recuperada y enviada a la planta de inyección y tratamiento, allí se le da un acondicionamiento parcial y es destinada a los pozos inyectoros de la empresa. Para evitar ocasionar un impacto ecológico y en los equipos de la planta se ve la necesidad de crear un proceso que mejore la calidad del agua y se disminuyan los problemas de corrosión en los equipos. Para ello se estudio las prácticas actuales que se le efectúan al agua en la planta, la inyección a pozos y el pre-tratamiento antes de la entrada a la planta.

3.3.1 Estudio de opciones

3.3.1.1 Prácticas actuales realizadas en PITASO

En la actualidad el agua que llega a los tanques pulmones de PITASO recibe un tratamiento con el bacheo semanal de biocida de la casa química encargada puesto que el agua que entra a la planta posee un alto porcentaje de bacterias sulfato reductoras (BSR), principales causantes de los problemas de corrosión en las instalaciones, a su vez también se le aplica mediante dosificación el inhibidor de corrosión de la misma casa química para contrarrestar los niveles de corrosión en los equipos, para monitorear las colonias de bacterias se realizan cultivos quincenalmente

y análisis fisicoquímicos mensualmente con el fin de comprobar la efectividad de los químicos aplicados.

El agua contenida en la fosa se recupera mediante las bombas eléctricas que se encuentran en los alrededores, es llevada directamente al tanque skimer. El agua procedente de la fosa no recibe tratamiento químico alguno, tampoco posee un cupón para monitorear los niveles de corrosión asociadas al agua. Luego de pasar por el tanque skimer se lleva a los tanques almacenes para finalmente ser destinada a los pozos inyectoros. Los pozos se escogen de acuerdo a la porosidad de las rocas de los pozos, las arenas, etc, estos estudios los realiza el Departamento de Yacimientos. PITASO cuenta con 28 pozos inyectoros de los cuales 10 se encuentran activos, el esquema de distribución de múltiples de pozos inyectoros se muestran en la figura 3.10.

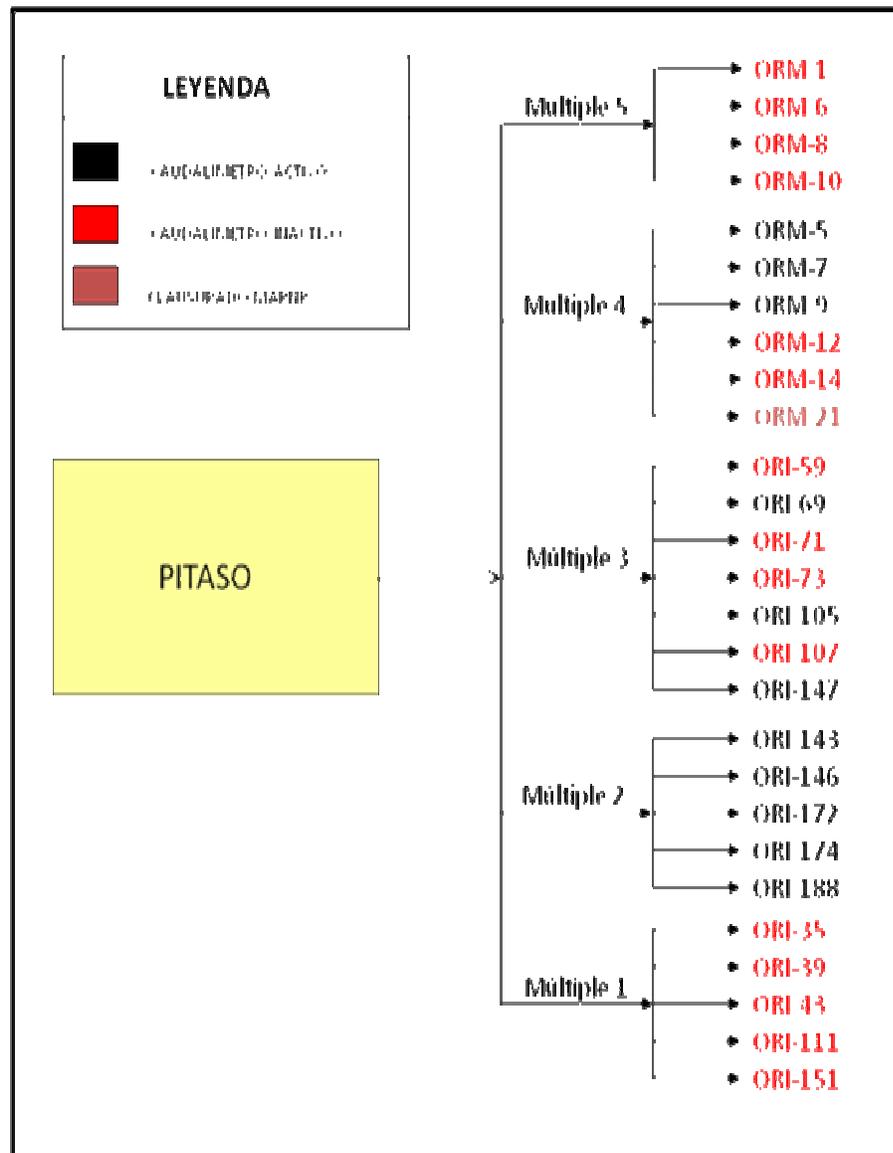


Figura 3.10 Esquema de distribución de múltiple de pozos inyectoros.

Las instalaciones cuentan con unos tanques IGF que se encargan de retirar en su mayoría las trazas de crudo del agua, actualmente no se encuentran conectadas. El objetivo principal de los tratamientos de agua es para evitar la alteración de los ecosistemas, debido a que esta agua salada eventualmente llegara a acuíferos, ríos y lagos.

La planta cuenta con el esquema de monitoreo de la figura 3.11:

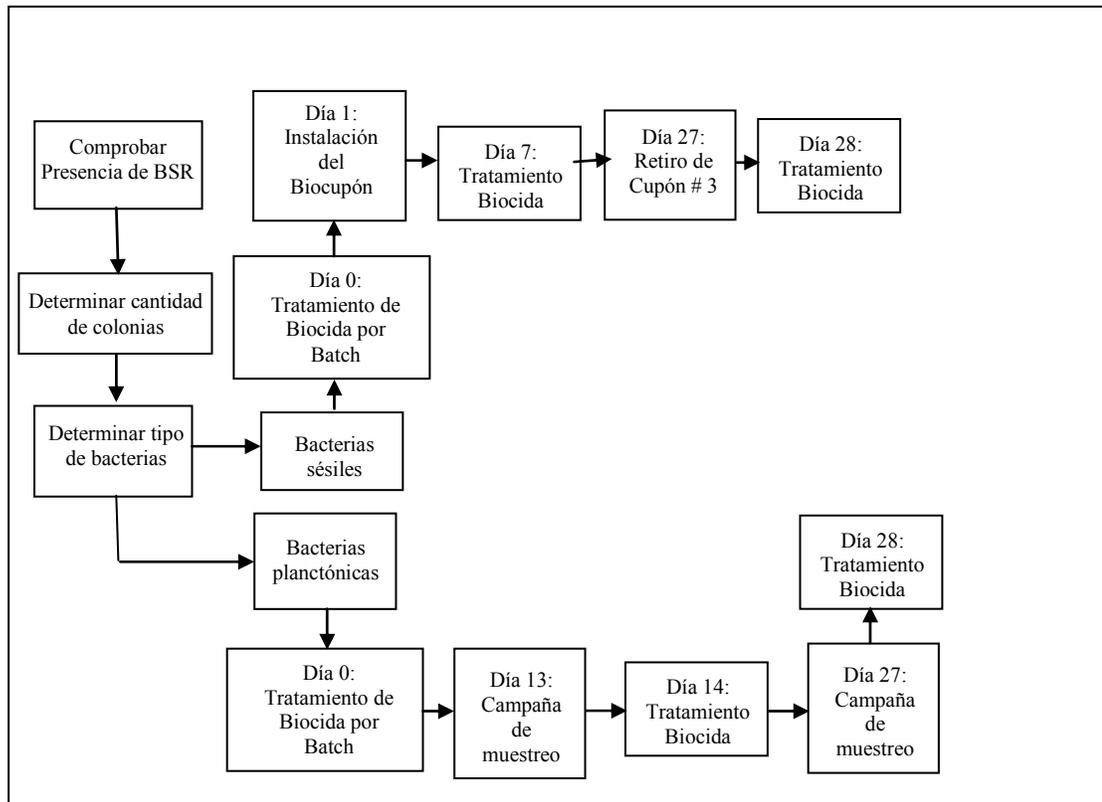


Figura 3.11 Esquema de monitoreo de PITASO.

3.3.1.2 Inyección a pozos

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos. Mientras que de un pozo se extrae petróleo, en otro realizado cerca del anterior se inyecta agua, lo que provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas. Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de unos pozos hasta, aproximadamente, un 33% de su capacidad. Dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia puede llegar al 60%.

Para realizar la selección de esta técnica primeramente se debe realizar un levantamiento de los pozos que se encuentran en la zona con el fin de conocer su ubicación específica en el campo, el estado actual, etc. Los datos de caudal y presión máxima de los pozos inyectores se encuentran en las pruebas de inyectibilidad que se le realizan a dichos pozos al momento de transformarlos a inyectores. La ubicación de los pozos se sacan de los mapas que la empresa posee, se muestran en el anexo C.1. De los 55 pozos inyectores que se encuentran en la zona de Oritupano, 12 de ellos reciben agua de la Planta de Inyección de Agua Salada 2 (PIAS 2), 15 de la Planta de Inyección de Agua Salada 4 (PIAS 4), 26 de la Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada (PITASO) y 1 que recibe agua tanto de PIAS 2 como de PITASO. Los caudales de inyección promedio diario de cada planta se muestra en la tabla 3.5 (promedios tomados de los resúmenes mensuales de los pozos inyectores):

Tabla 3.5 Caudal de inyección promedio diario de los pozos inyectores de PIAS-2, PIAS-4 y PITASO.

Pozos inyectores	Q (bls/día)
PIAS-2	136.000
PIAS-4	140.000
PITASO	143.000

Donde: Q: caudal de inyección promedio diario

3.3.1.3 Pre-tratamiento antes de la entrada a la planta

El pre-tratamiento antes de ingresar a la planta es un método efectivo para obtener un agua menos dañina tanto para PITASO como para el ambiente, estas plantas tienen la capacidad de eliminar los sólidos y el crudo antes de que estos

contaminantes entren a PITASO, en general estas plantas pueden manejar un caudal de entrada de hasta 540 mts³/hr. El agua se introduciría desde una tubería a través de un brida de entrada al equipo portátil los sólidos quedarían atrapados en un tamiz para su mejor manejo y durante su extracción una serie de boquillas de gran eficacia y potencia proceden a su lavado para eliminar la mayor parte de las sustancias orgánicas existentes. Las plantas de pre-tratamiento son totalmente cerradas, son de bajo costo de inversión, ofrece un funcionamiento seguro, fácil mantenimiento e instalación. PITASO cuenta con el terreno necesario para su instalación y serviría de gran ayuda para eliminar tanto el crudo como los sedimentos que posee esta agua a un bajo costo de inversión.

3.3.2 Elaboración de estrategias para la disposición y tratamiento del agua salada de la fosa de PITASO

Las decisiones a tomar con respecto a qué hacer con el agua de la fosa de PITASO se basaran en las siguientes matrices de selección basadas en el tratamiento aplicar y a la disposición final.

3.3.2.1 Estrategias de tratamiento y disposición del agua de la fosa de PITASO

A continuación se proponen las siguientes matrices de selección de tratamiento de acuerdo a sus características fisicoquímicas.

a) Según a la cantidad de colonias de BSR (figura 3.12):

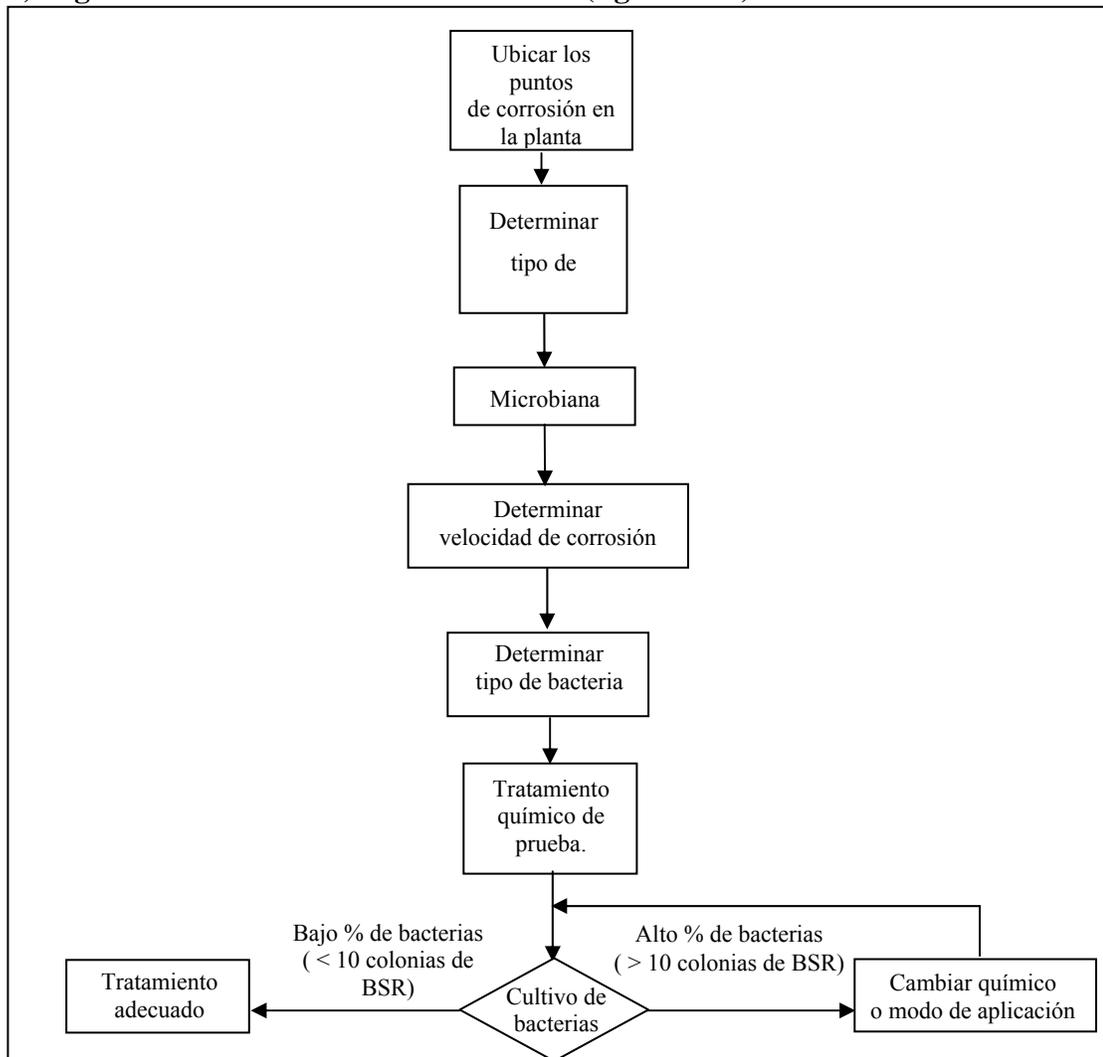


Figura 3.12 Tratamiento de agua según la cantidad de colonias de BSR.

Otro factor a tomar en cuenta es la cantidad de minerales presentes en el agua, entre los minerales más comunes en el agua se tiene el calcio y magnesio principales causantes de la dureza del agua, la cual ocasiona incrustaciones en las tuberías que transportan dicha agua.

b) Según la cantidad de CaCO_3 presente en el agua (figura 3.13):

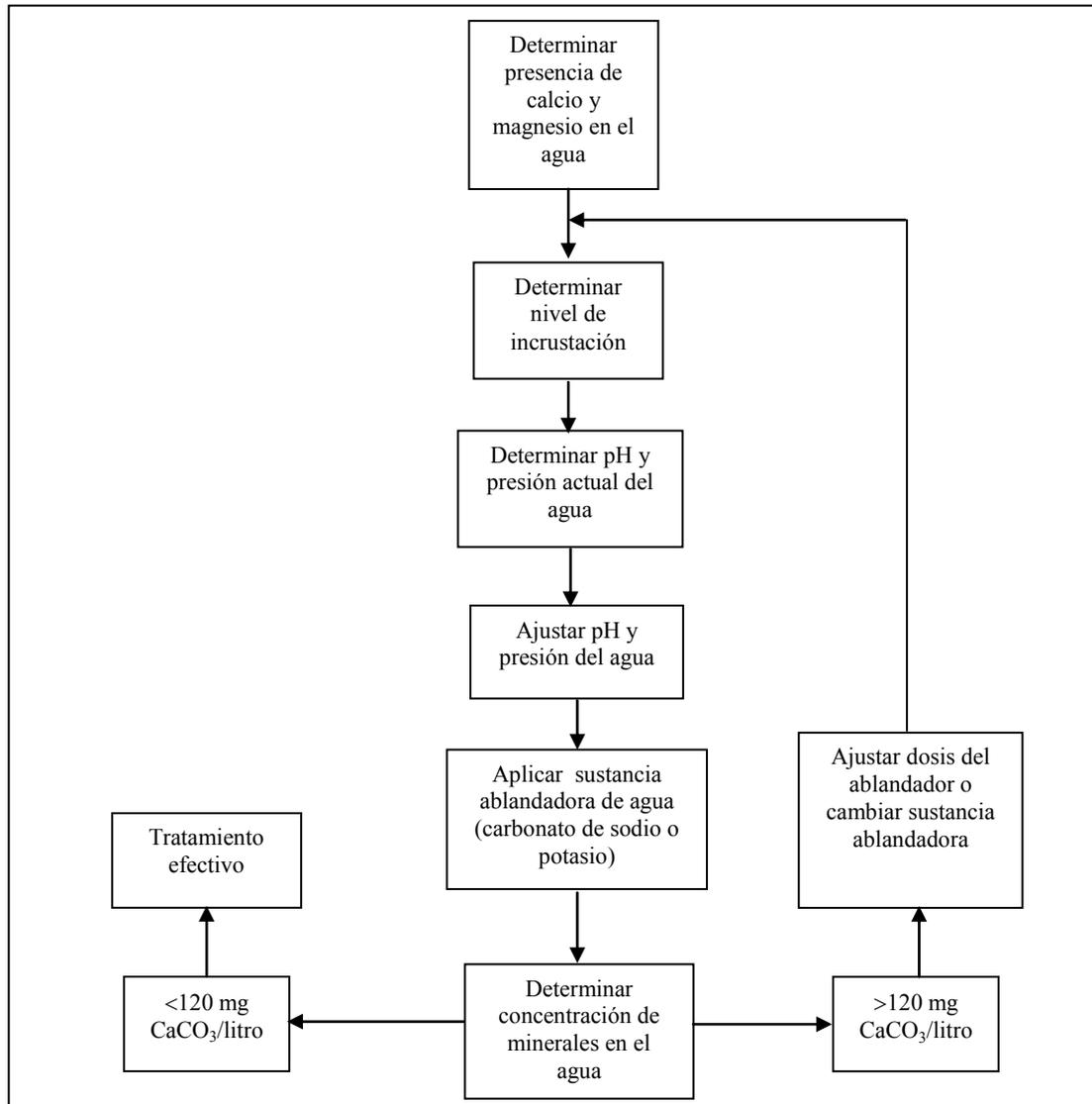


Figura 3.13 Tratamiento de agua según la cantidad de CaCO_3 .

Los niveles de corrosión también son importante en la planta, debido a que estos pueden dar una estimación del estado de los equipos, la corrosión en los equipos pueden ocasionar el reemplazo de estos cuyos costos son generalmente alto, para ello se propone la siguiente matriz de decisión para evaluar las velocidades de corrosión en la planta.

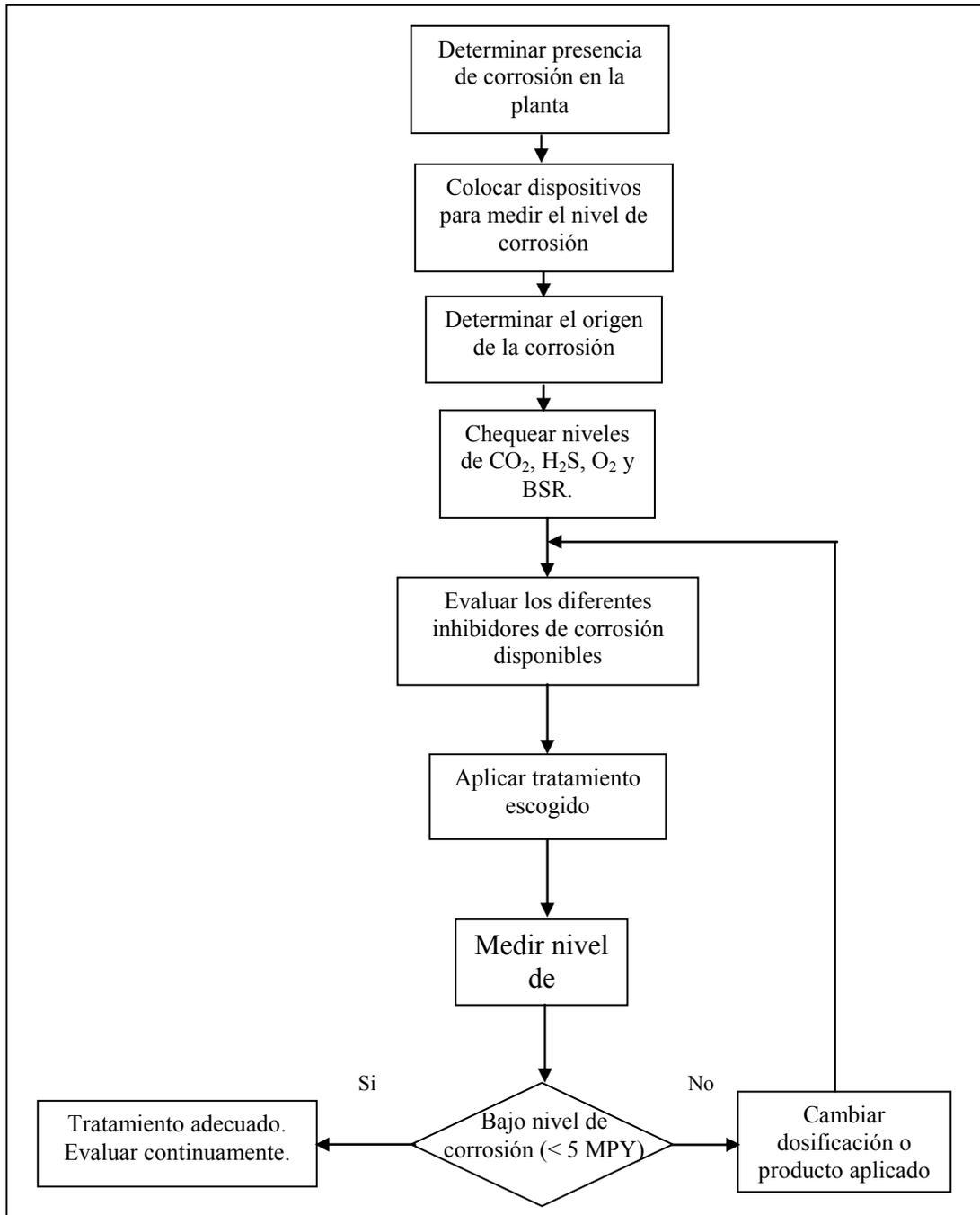
c) Según los niveles de corrosión (en MPY) presentados (figura 3.14):

Figura 3.14 Tratamiento de agua según los niveles de corrosión presentados.

Otra variable que se toma en cuenta en para disposición final de agua son los ppm de crudo en agua inyectados, en la cual se toma en cuenta las normas establecidas por la Minamb, así se cumple con las normas ambientales, para no alterar los ecosistemas a los que finalmente llegara esta agua.

d) Según la concentración (en ppm) de crudo en el agua (figura 3.15):

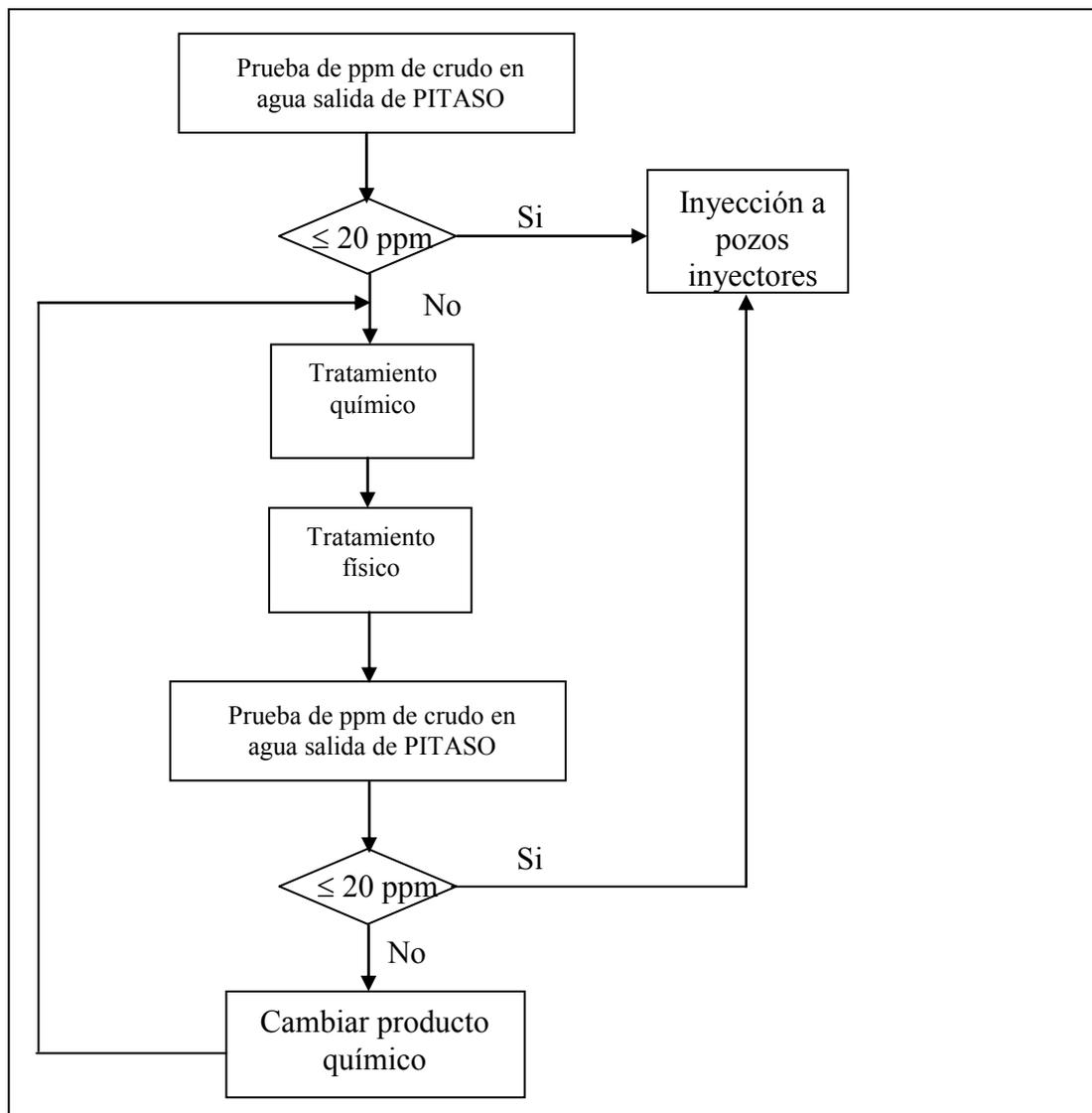


Figura 3.15 Tratamiento de agua según la concentración (en ppm) de crudo en agua.

Entre las posibles matrices de selección en cuanto a la disposición se tiene: la inyección directamente a pozos inyectoros, inyección indirecta a pozos inyectoros y el pre-tratamiento antes de la entrada a la planta con equipos portátiles de tratamiento.

e) Inyección directamente a pozos inyectoros (figura 3.16):

Al seleccionar esta opción de disposición de agua se puede utilizar la siguiente matriz dado caso que aumente el caudal promedio de inyección de agua con respecto al caudal promedio de inyección actual que maneja las plantas de inyección o se decida enviar el agua de la fosa directamente a los pozos inyectoros, con esta matriz se puede seleccionar cuales son los pozos adecuados para la reactivación.

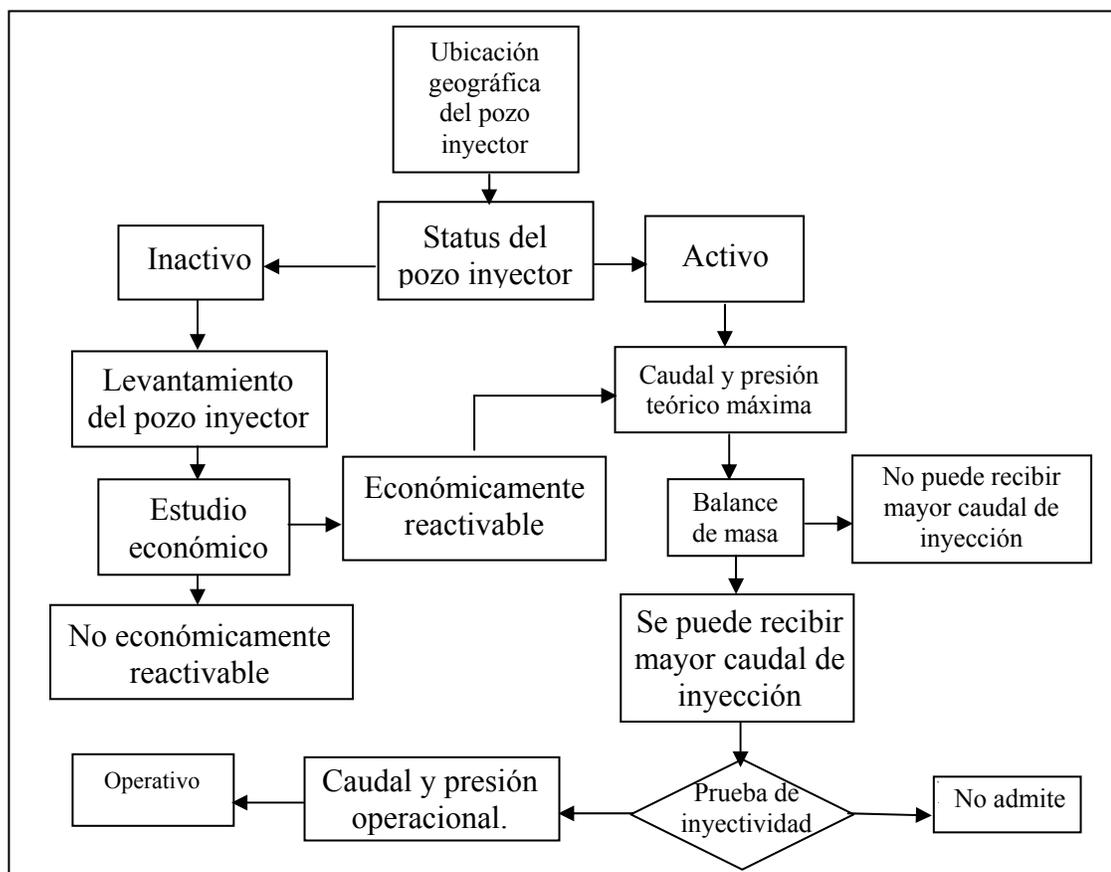


Figura 3.16 Disposición del agua mediante inyección directa a pozos inyectoros.

A los pozos inactivos se le realizara un estudio de yacimiento que incluye evaluaciones del fluido a inyectar vs porosidad, además de una evaluación económica debido a que muchos de estos pozos le faltan piezas como tuberías de unión, manómetros, caudalímetros, etc.

Es importante destacar que estas aguas de inyección deben cumplir con las normativas ambientales para aguas residuales de inyección, entre los cuales cabe destacar los ppm de crudo en aguas de inyección, cantidad de carbonatos, entre otros.

f) Inyección indirecta a pozos inyectoros (figura 3.17):

Con esta estrategia de disposición se busca utilizar varios de los equipos existentes en las instalaciones de PITASO.

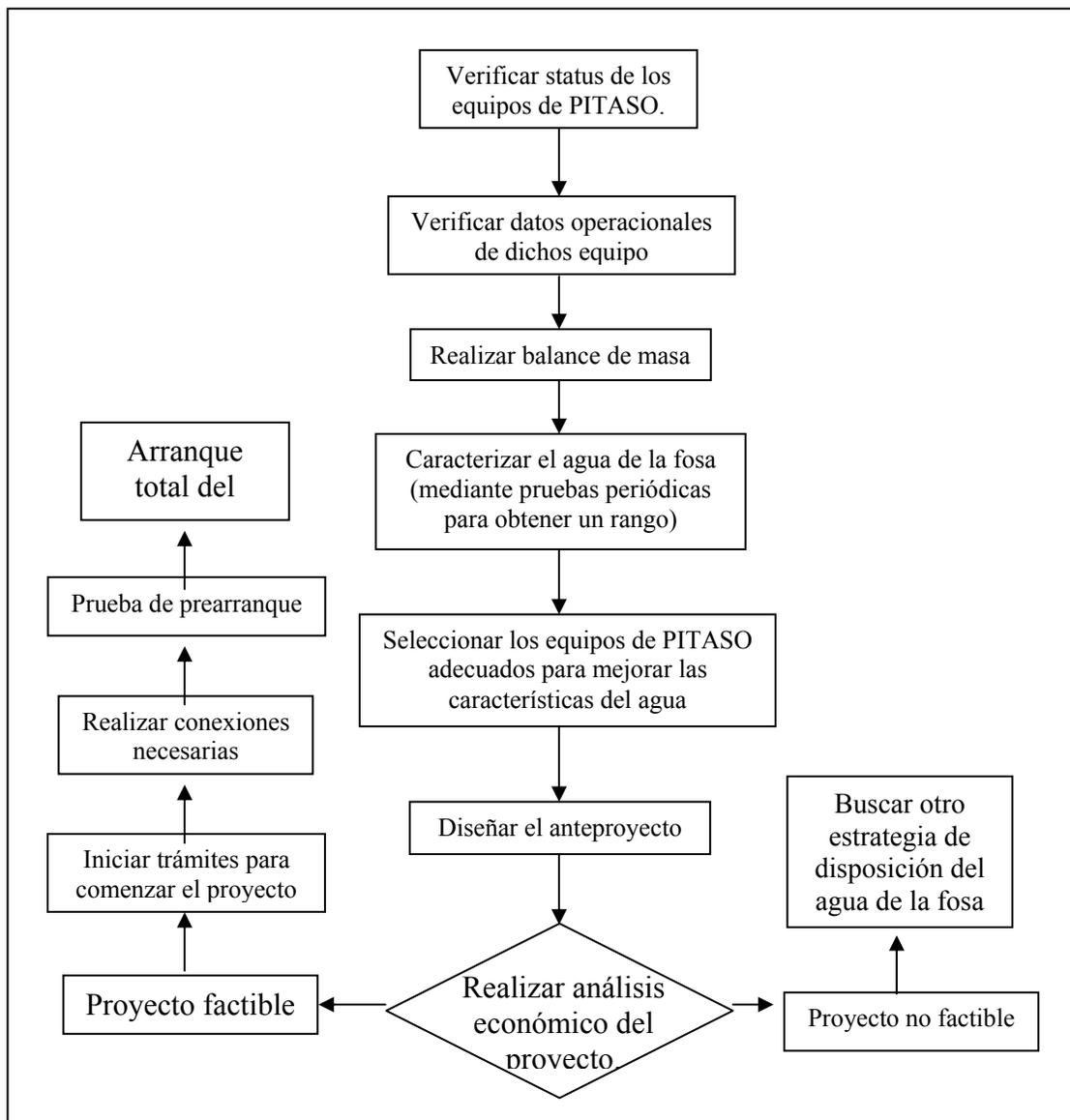


Figura 3.17 Disposición del agua mediante inyección indirecta a pozos inyectoros.

g) Pre-tratamiento antes de la entrada a la planta con equipos portátiles de tratamiento (figura 3.18)

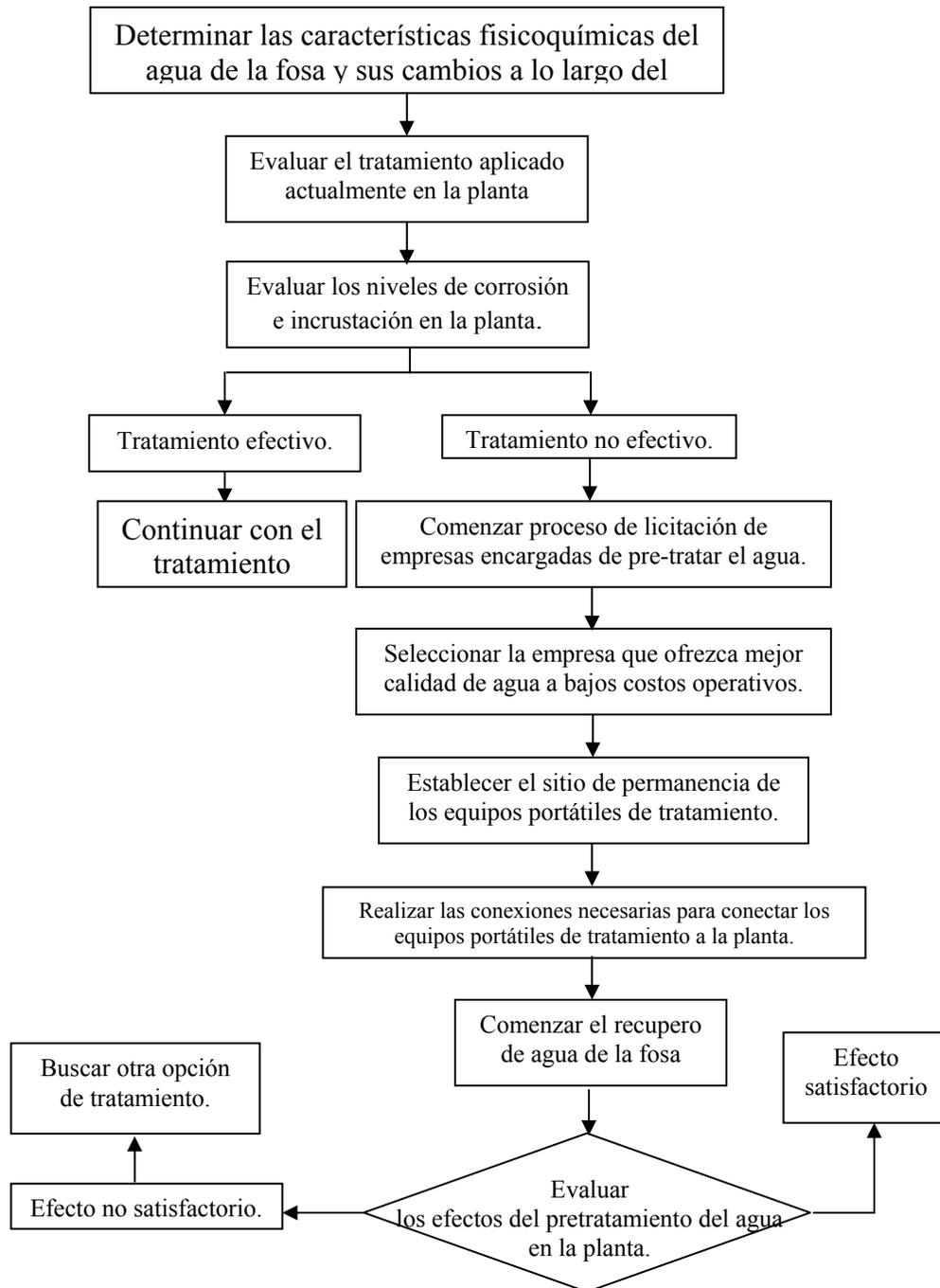


Figura 3.18 Disposición del agua mediante el pre tratamiento antes de la entrada a la planta con equipos portátiles de tratamiento.

3.3.3 Elaboración de propuestas estrategias para la disposición y tratamiento del crudo contenida en la fosa de PITASO

En busca de la optimización de la producción de crudo, se ve la necesidad de aprovechar todos los recursos disponibles para este fin, la fosa de PITASO ofrece una fuente significativa de este recurso no renovable, mediante los análisis fisicoquímicos realizados (tabla 4.6) a este crudo se ha podido determinar que es un crudo pesado con unos 11° API, una alta viscosidad comprendida entre 3.871,92 y 3.901,21 cp y una alta densidad cuyo rango se encuentra entre 0,9539 y 0,9686 gr/ml, se estima que del volumen total de los fluidos allí contenidos el crudo se encuentra en una proporción aproximada entre 78 y 94,80%, el agua se encuentra entre un 10 a 20% y los sólidos entre un 0,4 a 2,4%. En cuanto a la entrada y salida de volumen los cambios se encuentran sujetos a la dinámica de la empresa como tal, ya que a esta fosa llegan fluidos de pozos del área de trabajo, de las plantas y de cualquier derrame que pueda ocurrir durante la operación, en cuanto al recupero de fluidos de la fosa se encuentra íntimamente involucrada la producción, es decir, cuando la producción de crudo es baja se recupera crudo del tanque de rechazo para cumplir con las metas (siempre y cuando no altere la calidad del crudo de venta).

3.3.3.1 Estudio de opciones

3.3.3.1.1 Prácticas actuales realizadas en PTCO

Actualmente, el crudo recuperado de la fosa que ingresa a la planta es enviado primeramente a las piletas que se encuentran en el área, una vez llenada las piletas, el crudo es mezclado con gasoil mediante el camión HOT OIL para calentarla a unos 200 °F por 8 horas, posteriormente se espera un tiempo para que se enfríe el crudo y se decanta el agua que se separo del crudo en las piletas, ocasionalmente se le añade a las piletas humectantes de sólidos y un demulsificante, luego se distribuye los 100 bls

en las tres piletas, el gasoil se añade una vez a la semana en las piletas de la fosa, este producto aumenta la gravedad API y disminuye la viscosidad, posteriormente el crudo es enviado al tanque rechazo, de allí es mezclado con el crudo de venta (en un porcentaje que no supere el 0,5 % de agua), y finalmente es enviado a la unidad LACT para la venta. El crudo de la fosa no ingresa directamente a la planta por su alto contenido de sólidos ya que los crudo que ingresan a PTCO tienen unos porcentajes de sólidos muy mínimos.

3.3.3.1.2 Recuperación del crudo con tratamiento externo a la planta

Esta técnica es usada principalmente para la recuperación del crudo en las fosas tanto naturales como artificiales. Para realizar una recuperación con tratamiento externo a la planta se procede contratar un camión con equipos portátiles de tratamiento y recuperación de crudo, este camión básicamente contiene los siguientes equipos: una pileta o piscina en donde cae el crudo que se recupera de la fosa, este crudo se calienta para disminuir su viscosidad y se le agregan una dosificación de químicos (humectantes de sólidos, antiespumantes y/o demulsificantes) de acuerdo a las propiedades del crudo recuperado, luego el fluido pasa a una centrifuga horizontal cuya función es decantar la mayor cantidad de sólidos y finalmente pasa por una centrifuga de discos en la cual se retira el remanente de los sólidos presentes en la corriente, dejándolo así con una cantidad de sólidos aceptada por el cliente, posteriormente pasa a un intercambiador de calor de tubo y coraza (el fluido de calentamiento es vapor de agua) en el cual se calienta el fluido para favorecer la separación de las fases acuosa y aceitosa, de acuerdo a la calidad del crudo tratado se le puede agregar una dosificación de químicos apropiada para obtener un crudo más libre de agua y sedimentos. Cada equipo del camión portátil cuenta con dispositivos para toma de muestras a las cuales se le realiza la prueba de % de agua y sedimentos (BSW) para comprobar los cortes en cada etapa del proceso.

Antes de realizar la operación de recuperación de crudo con tratamiento externo a la planta se realizan pruebas para caracterizar el crudo contenido en la fosa, entre los análisis realizados se encuentran gravedad API, viscosidad, densidad y BSW, las muestras para estas pruebas se toman en el centro y esquinas de la fosa con un dispositivo parecido a una inyectora, este dispositivo permite tomar un perfil representativo de las fases allí contenidas, esto ayuda a definir las cantidades de crudo, agua y sedimentos presentes en la fosa.

3.3.3.1.3 Recuperación del crudo directo en la planta

Debido a que el crudo de la fosa posee un alto porcentaje de agua y sólidos no se ingresa directamente a la planta, para recuperar este crudo se procede primeramente a llenar las 3 piletas con el crudo de la fosa, paso seguido se calientan con el camión de Hot Oil por unas 8 horas hasta alcanzar una temperatura de 200° F, se le agrega un humectante de sólidos para que estos decanten y se espera un tiempo para que el crudo se enfríe y forme 2 fases (agua y crudo), posteriormente se procede a bombear al tanque de rechazo donde finalmente es mezclado con la corriente de crudo del tanque almacén en proporciones que no alteren la especificaciones de venta. Para que el crudo de la fosa ingrese directamente a la planta al tanque pulmón el cual se encarga de recibir las corrientes de las estaciones y los flujos debe poseer un bajo contenido de sólidos debido a que estos pueden ocasionar daños en los equipos de la planta y el contenido de agua afecta la calidad de venta del crudo.

Ventajas de ingresar directamente el crudo a la planta:

- No se requiere instalación de equipos adicionales.
- Representa una solución permanente del problema.

- Ayuda a aumentar la producción de la empresa.
- Ayuda a mantener los niveles de la fosa estables.
- Desventajas de ingresar el crudo directamente a la planta:
- Las características del crudo de la fosa varían a lo largo del tiempo.
- Requiere tratamiento químico para reducir los porcentajes de sólidos y agua.
- Evaluar constantemente las características del crudo de la fosa para ajustar los químicos aplicados.
- El crudo de la fosa es una emulsión muy estable, la cual es difícil de romper.

3.3.3.2 Elaboración de estrategias para la disposición y tratamiento del crudo de la fosa de PITASO

Las decisiones a tomar con respecto a qué hacer con el crudo de la fosa de PITASO se basaran en las siguientes matrices de selección basadas en el tratamiento aplicado al crudo y a la disposición final del mismo.

3.3.3.2.1 Estrategias de tratamiento y disposición del crudo de la fosa de PITASO

A continuación se proponen las siguientes matrices de selección de tratamiento químico de acuerdo a sus características fisicoquímicas del crudo, básicamente se seleccionara demulsificantes y humectantes de sólidos porque el crudo de la fosa posee un alto contenido de agua y de sólidos.

a) Según el tipo de emulsión (figura 3.19):

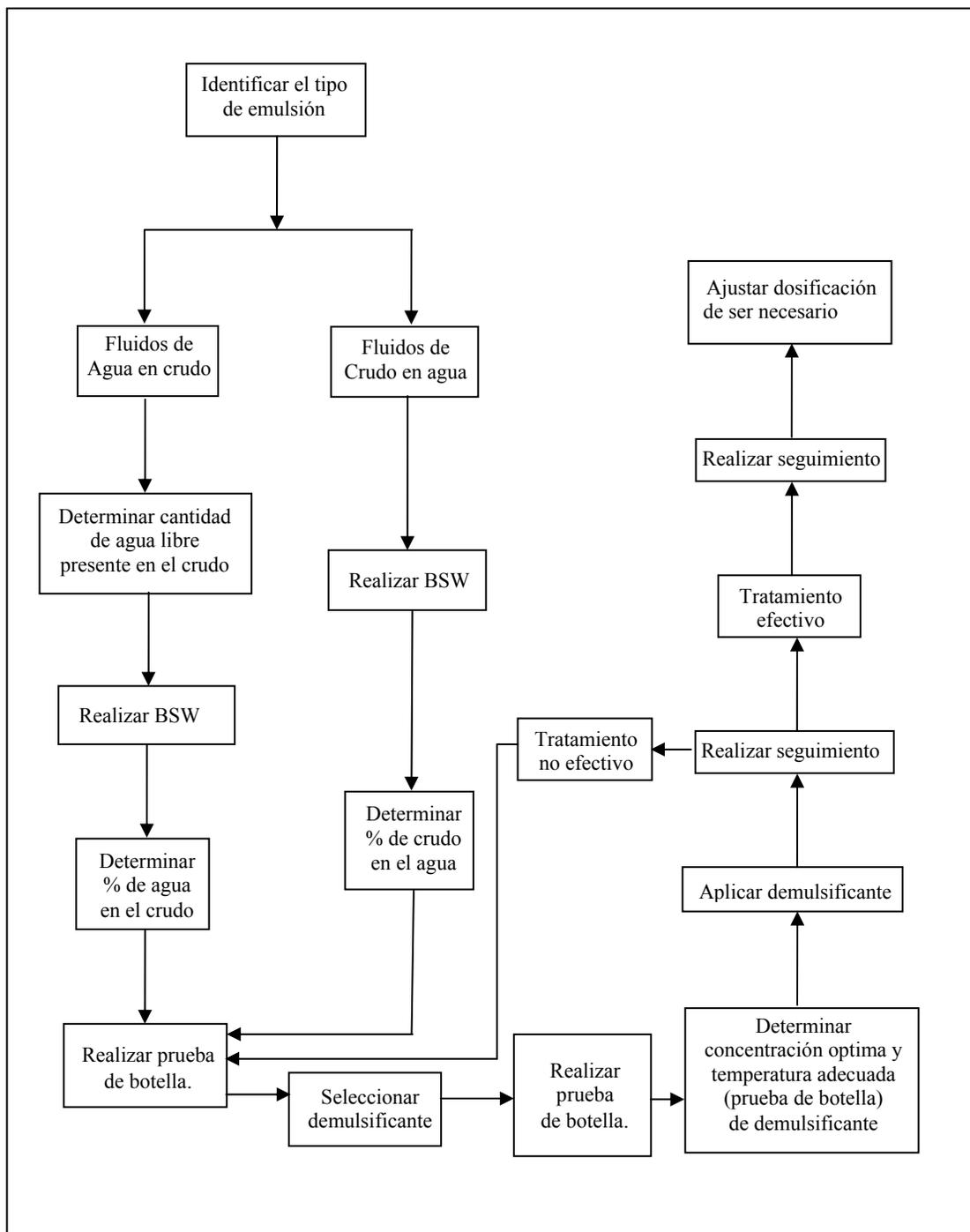


Figura 3.19 Tratamiento químico del crudo según el tipo de emulsión.

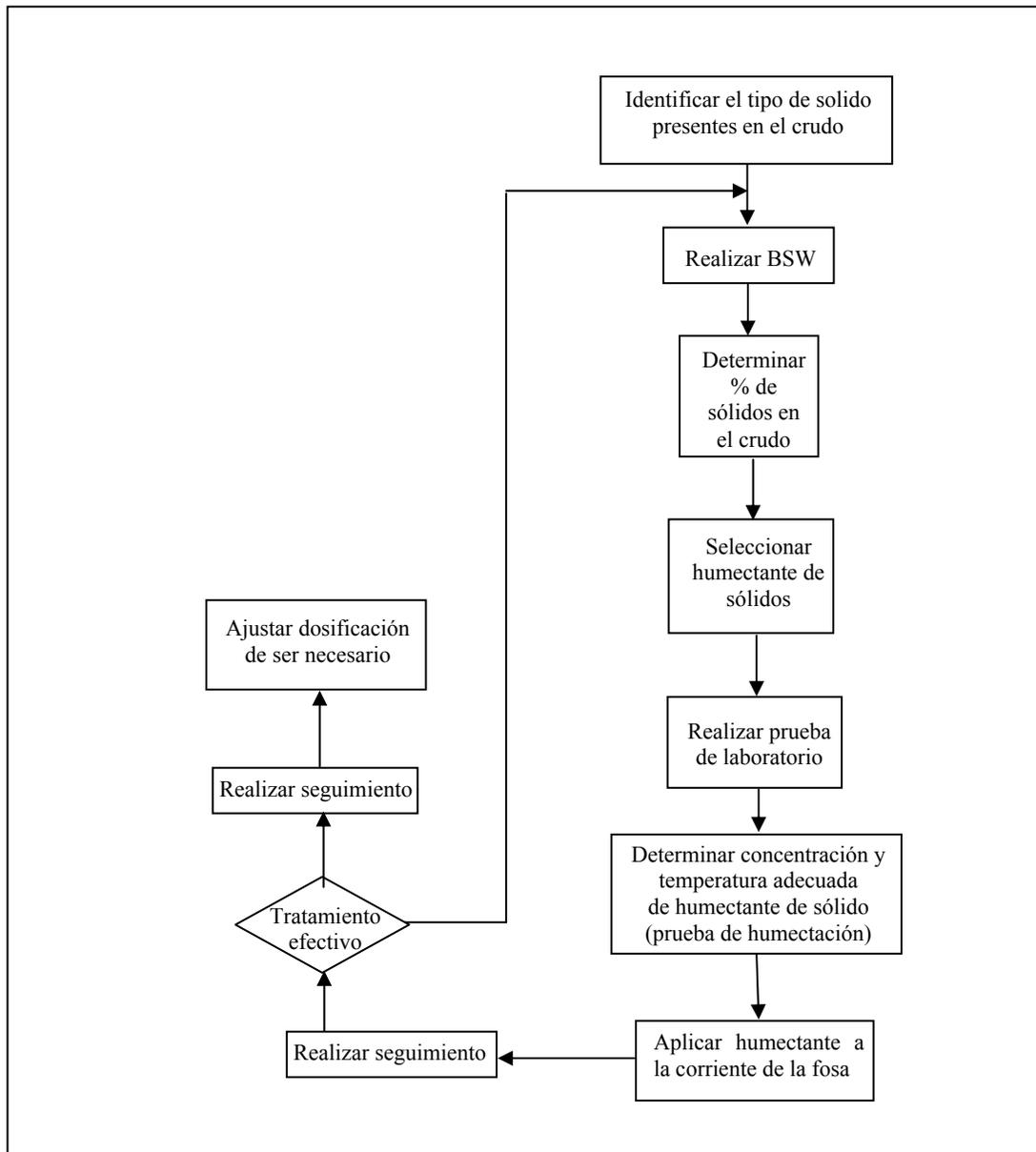
b) Según el humectante de sólidos (figura 3.20):

Figura 3.20 Tratamiento químico del crudo según el humectante de sólidos.

A continuación se proponen las siguientes matrices de selección de disposición de crudo, de acuerdo a sus características fisicoquímicas.

c) Ingreso del crudo directo a la planta (figura 3.21):

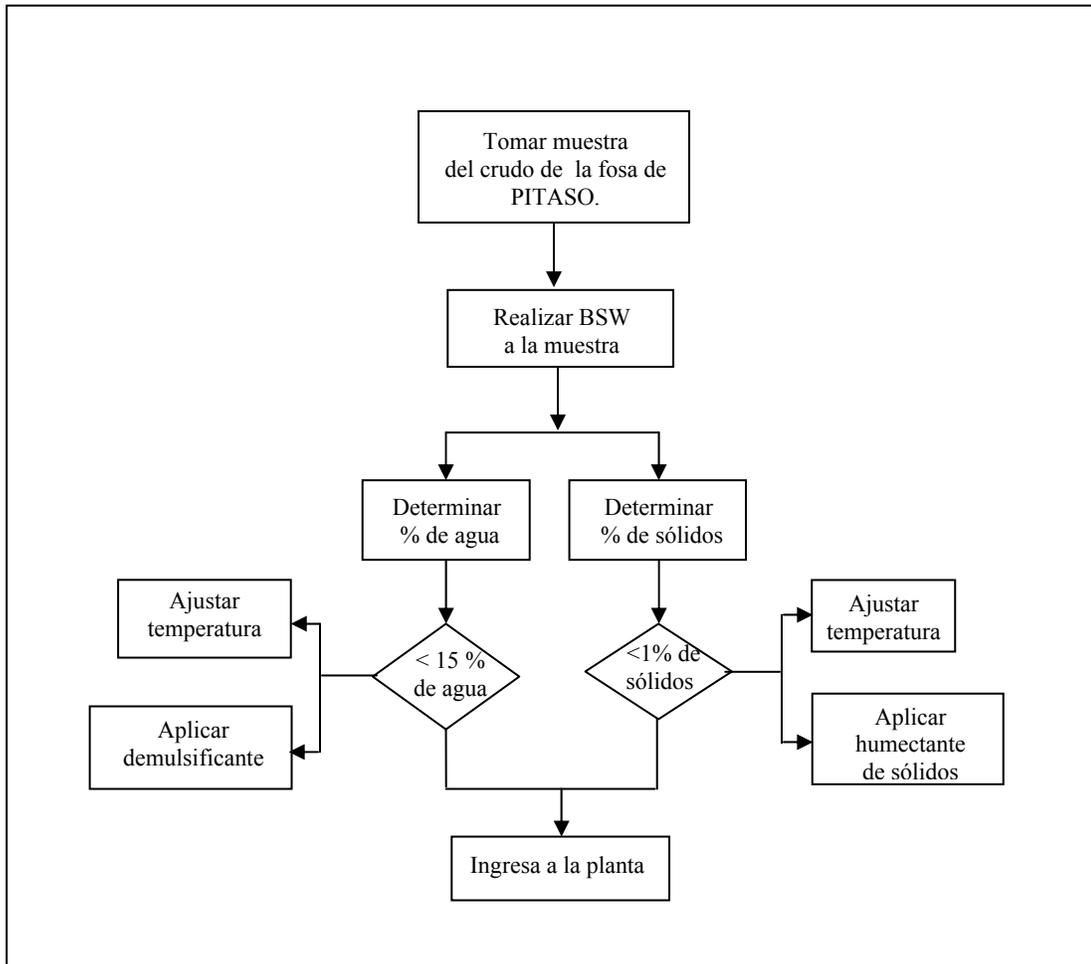


Figura 3.21 Disposición del crudo mediante el ingreso a la planta.

d) Recuperación del crudo con tratamiento externo a la planta (figura 3.22):

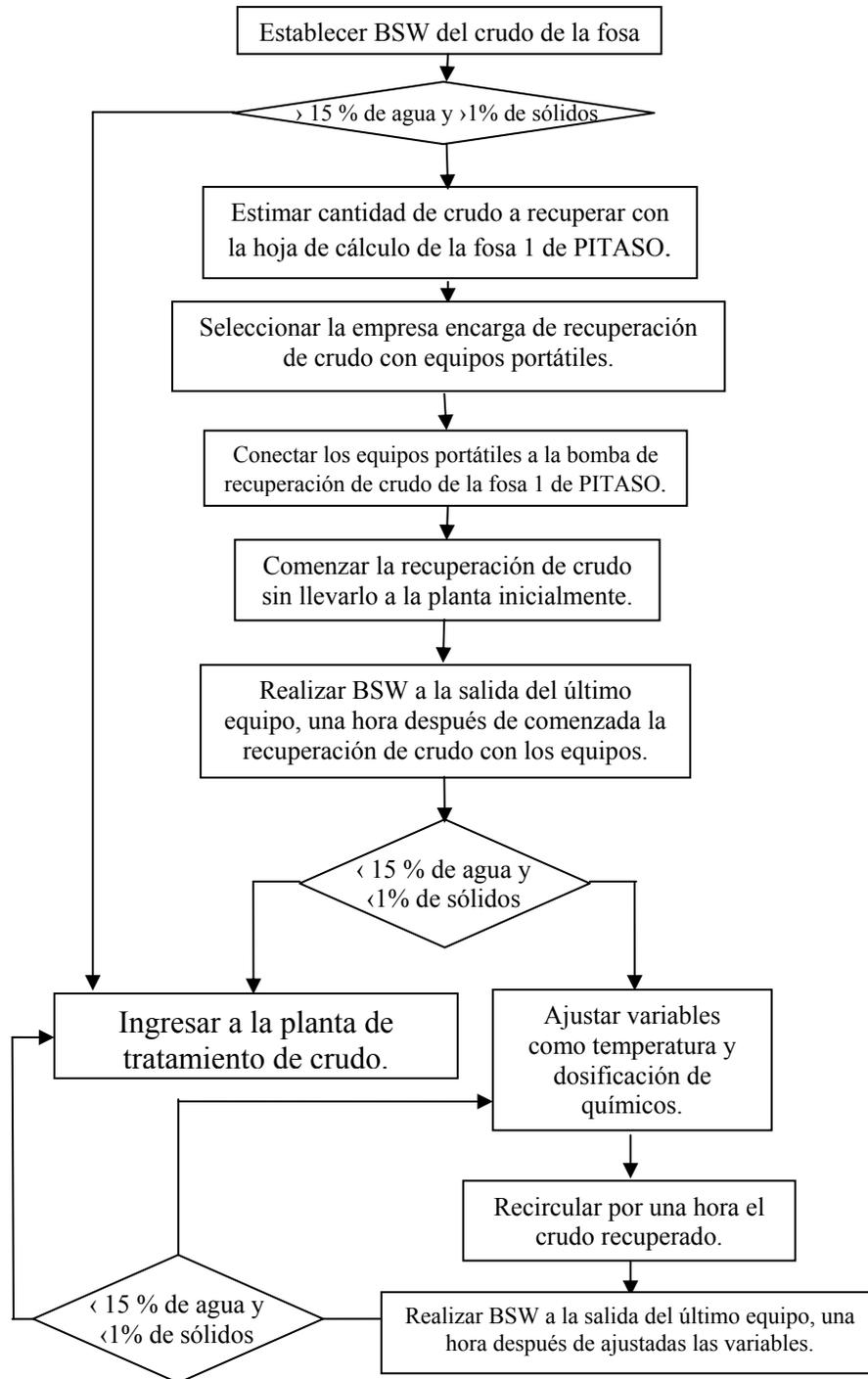


Figura 3.22 Disposición del crudo mediante la recuperación con tratamiento externo a la planta.

3.4 Selección de las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como del crudo contenido en la fosa de pitaso, según la normativa ambiental y su producción de fluidos

Para efectuar la selección de las propuestas se utilizarán matrices de decisiones elaboradas para tal fin.

3.4.1 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del agua salada de la fosa de PITASO

Para decidir que tratamiento se le va a aplicar al agua se utilizará la siguiente matriz (figura 3.23):

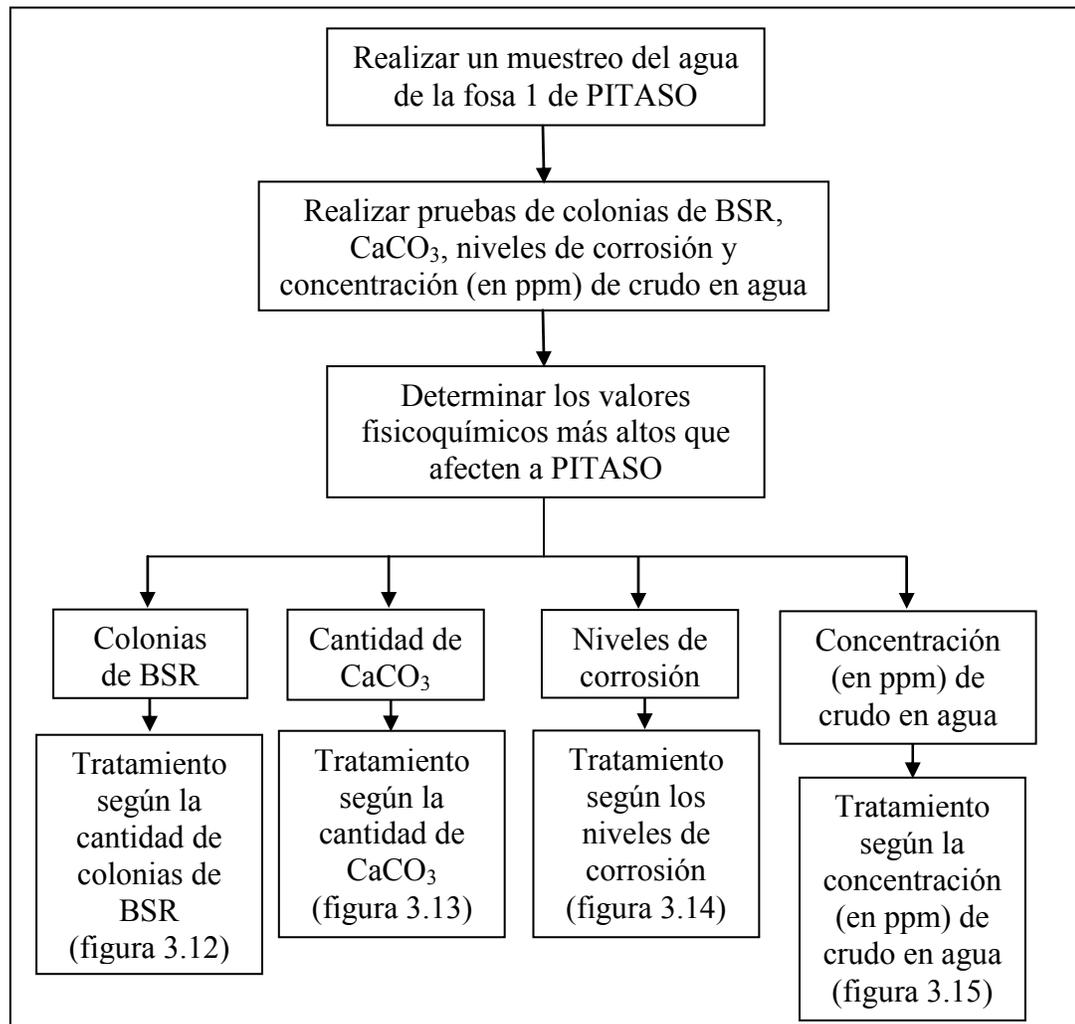


Figura 3.23 Matriz de selección del tratamiento del agua de la fosa 1 de PITASO.

Con respecto a la disposición del agua, la selección se ejecutara de acuerdo a la figura 3.24:

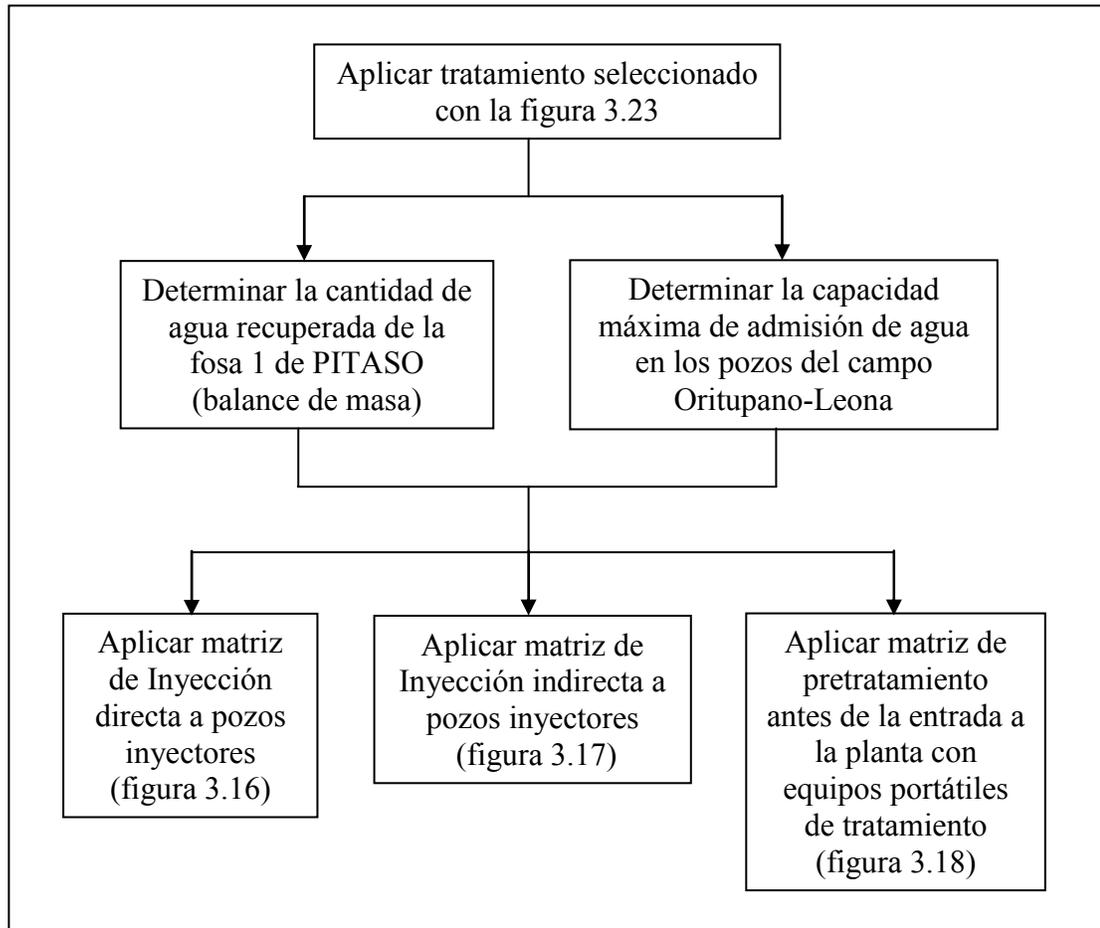


Figura 3.24 Matriz de selección de la disposición del agua de la fosa 1 de PITASO.

Una vez utilizadas las figura 3.23 posteriormente se comenzaría con el proceso de licitación de empresa (casa químicas, pretratamiento, etc.) encargadas de tratar el agua, la selección de la empresa se determinara por la calidad del agua obtenida y los costos operacionales que ocasionen dicho recupero. Si la calidad del agua obtenida con el tratamiento aplicado posee parámetros por debajo de los establecidos por el Minamb entonces se empleara la figura 3.24. Si los parámetros continúan por encima de los establecidos por la Minamb se procederá a ajustar las variables necesarias, si luego de un mes de prueba el agua continua con los parámetros altos, deberá hacerse

una evaluación del proceso para determinar el o los factores que están afectando el sistema.

3.4.2 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del crudo de la fosa de PITASO

Para decidir el tratamiento que se aplicará al crudo se empleará la siguiente matriz (figura 3.25):

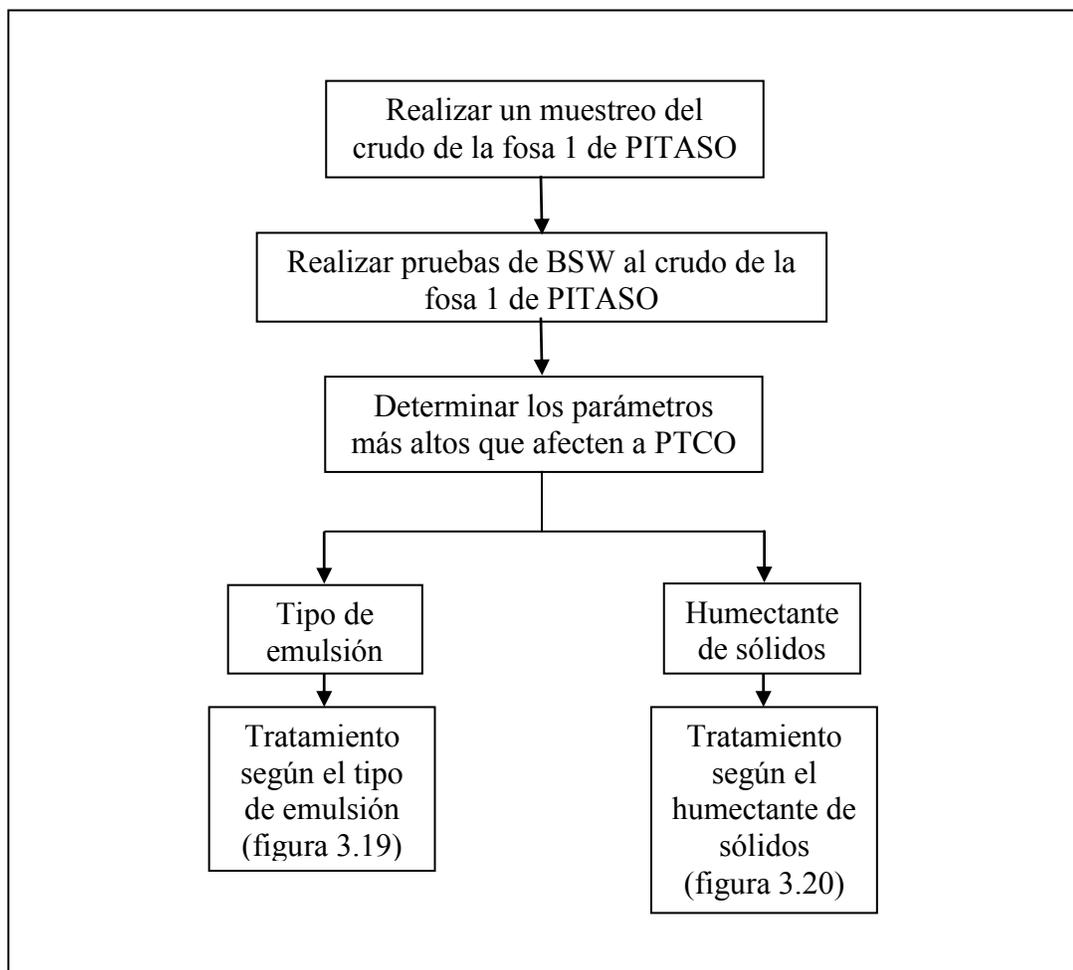


Figura 3.25 Matriz de selección del tratamiento de crudo en la fosa 1 de PITASO.

Los parámetros para comparar el tipo de emulsión y humectante de sólidos son los establecidos por PTCO (valores que puede manejar la planta). Una vez seleccionado el tratamiento que se aplicará al crudo se procederá a utilizar la figura 3.26:

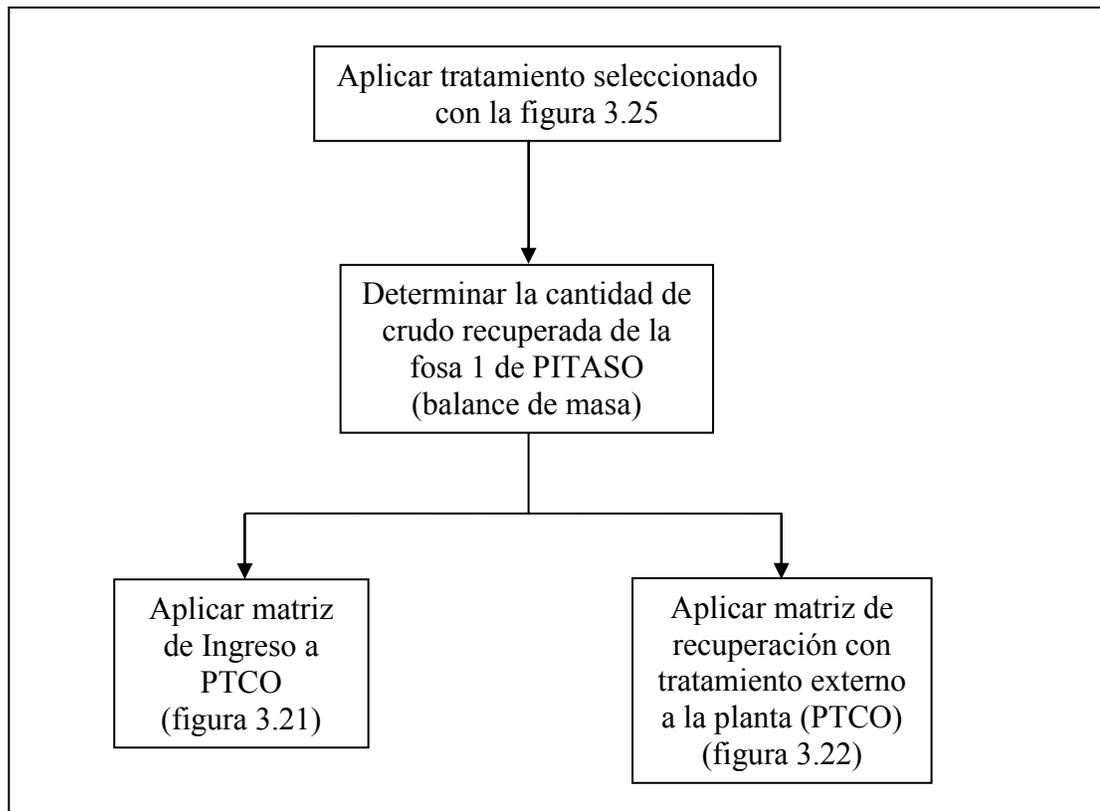


Figura 3.26 Matriz de selección de la disposición del crudo de la fosa 1 de PITASO.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Realización de una inspección detallada para la recolección de información mediante la observación directa de las instalaciones de las plantas de pitaso, ptcó y sus alrededores

4.1.1 Ubicación geográfica de la fosa de PITASO

Geográficamente, la fosa de PITASO se encuentra al lado de PITASO y PTCO, las cuales se encargan de disponer y tratar los fluidos contenidos en dicha fosa, posee un fácil acceso tanto para los camiones de descarga como para los operadores de las plantas. Su capacidad la convierte en la fosa más grande del campo Oritupano-Leona, esto le permite solventar emergencias como derrames en otras plantas y estaciones. La estructura de cemento de la fosa hace que sea difícil la toma de muestras para elaborar un perfil de comportamiento de los fluidos allí contenidos, pero a su vez facilita la separación de los sólidos mediante el método de decantación. La creación de la fosa de PITASO es un mal necesario, ya que si ésta no existiera los camiones no tendrían donde descargar los fluidos.

4.1.2 Procedencia de los fluidos

La mayoría de los fluidos que entran a la fosa son aguas de desecho provenientes de la actividad petrolera que la empresa realiza, principalmente de la inyección de pozos.

Estas aguas son ricas en sólidos, los cuales contribuyen a la contaminación del crudo de desecho y a la erosión de las líneas de tuberías de PITASO, también las lluvias contribuyen al aumento del nivel y de la contaminación de la fosa.

Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de los camiones que descargan en la fosa de PITASO.

Camión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alcalinidad como HCO_3^- (mg/l)	268	189	793	122	183	317	281	214	85	1.220
Dureza total (mg/l de CaCO_3)	2.700	40	890	1.790	2.850	2.320	2.600	2.950	250	110
mg/l de Ca^{+2}	720	8	248	688	716	716	720	900	72	36
mg/l de Mg^{+2}	219	9	65	17	257	128	194	170	43	22
mg/l de Cl^-	19.999	1.833	9.832	19.166	19.832	19.832	20.166	18.332	9.666	6.333
mg/l de $\text{SO}_4^{=}$	34	13	4	81	3	76	36	38	2	6
pH	7,29	7,98	7,79	9,07	6,96	7,18	7,34	7,01	7,43	8,03

Como pudo apreciarse en la tabla 4.1; los valores fisicoquímicos de los fluidos allí contenidos se encuentran fuera del rango permitido por la Minamb, lo cual indica que deben ser tratados antes de darle una disposición final, dando a que el impacto ambiental puede ocasionar eventualmente un daño ecológico irreversible a los ecosistemas que se encuentran en los alrededores del campo de Oritupano-Leona.

El agua salada, con su alto contenido de sales es responsable de crear el ambiente propicio para el desarrollo de Bacterias Sulfato Reductoras, las cuales promueven la corrosión en PITASO. Estas bacterias no se pueden eliminar en un 100%, pero se pueden controlar a niveles que los daños a la planta no sean tan

severos. Los CaCO_3 de los camiones analizados sobrepasan lo establecido por la Minamb (máximo 120 mg de CaCO_3/l) especialmente el camión # 8 con fluidos provenientes de flujo 2 y 9 (tabla 3.1), se deberían desviar estos fluidos a otras fosas asociadas para evitar los problemas de incrustación en los equipos de la planta. La diversidad de los fluidos que llegan a la fosa de PITASO deben ser monitoreados periódicamente para controlarlos antes de ingresar a las plantas de tratamiento del campo Oritupano-Leona.

4.1.3 Diseño de la hoja de cálculo del volumen de la fosa 1 de PITASO

La hoja de cálculo se diseñó utilizando un análisis matemático con la finalidad de estimar de forma sencilla la cantidad de crudo, agua y sedimentos que se encuentran en la fosa 1, aunque la forma más exacta de estimar estos cortes es tomar perfiles de la fosa en varios puntos para realizar un promedio de las mismas, lo cual no se realizó por la falta de equipos disponibles para la toma de muestras. Los BSW realizados a la fosa 1 (tabla 3.4) se ingresaron en la hoja de cálculo correspondiente y los resultados se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Cantidad de crudo, agua y sedimentos que se encuentran en la fosa 1 de PITASO estimada mediante la hoja de cálculo de volumen de la fosa 1 de PITASO.

FECHA	DISTANCIA DEL PUNTO DE MUESTREO (pies)	Volumen estimado de fluido contenido en la fosa (bls)	Volumen estimado de agua, crudo y sedimentos (bls)		
			CRUDO	AGUA	SEDIMENTO
06/10/2008	2	63.726,48	50.981,18	11.470,77	1.274,53
	3		53.530,24	9.176,61	1.019,62
	5		53.530,24	8.921,71	1.274,53
08/10/2008	2	72.244,48	56.350,69	14.737,87	1.155,91
	3		60.685,36	10.692,18	866,93
	5		59.962,92	11.125,65	1.155,91
10/10/2008	2	76.327,48	72.358,45	3.358,41	610,62
	3		65.641,63	9.769,92	915,93
	5		63351,81	12059,74	915,93
13/10/2008	2	78.509,79	67.518,42	9.735,21	1.256,16
	3		65.948,22	10.991,37	1.570,19
	5		67.518,81	9.578,19	1.413,18
15/08/2008	2	80.621,69	67.722,22	11.287,04	1.612,43
	3		69.334,65	10.319,58	967,46
	5		68.528,44	10.480,82	1.612,43
17/10/2008	2	80.621,69	71.753,30	7.900,93	967,46
	3		70.947,08	8.707,14	967,46

Tabla 4.2 Cantidad de crudo, agua y sedimentos que se encuentra en la fosa 1 de PITASO estimada mediante la hoja de cálculo de volumen de la fosa 1 de PITASO (continuación).

FECHA	DISTANCIA DEL PUNTO DE MUESTREO (pies)	Volumen estimado de fluido contenido en la fosa (bls)	Volumen estimado de agua, crudo y sedimentos (bls)		
			CRUDO	AGUA	SEDIMENTO
	5		66.916,00	12.415,74	1.289,95
20/10/2008	2	80.973,67	68.827,62	10.850,47	1.295,58
	3		68.017,88	11.336,31	1.619,47
	5		67.208,15	12.469,95	1.295,58
22/10/2008	2	84.493,51	70.974,55	12.167,06	1.351,89
	3		70.129,61	13.012,00	1.351,89
	5		70.129,61	13.012,00	1.351,89
24/10/2008	2	85.127,08	74.060,56	9.363,98	1.702,54
	3		70.655,48	12.769,06	1.702,54
	5		70.655,48	12.769,06	1.702,54
27/10/2008	2	85.479,06	73.511,99	10.257,49	1.709,58
	3		76.931,15	7.522,16	1.025,75
	5		70.947,62	12.821,86	1.709,58
29/10/2008	2	87.661,36	78.018,61	9.292,10	350,65
	3		72.758,93	12.798,56	2.103,87
	5		73.635,54	11.921,94	2.103,87
31/10/2008	2	85.831,04	77.247,94	7.209,81	1.373,29
	3		77.247,94	7.209,81	1.373,29
	5		74.673,00	9441,41	1.716,62

Si se observan los resultados, se puede notar que la cantidad de barriles de crudo estimados es alta, lo cual representa un alto potencial de recuperación de crudo.

4.1.4 Diagnóstico de las instalaciones de PTCO, PITASO y la fosa de PITASO

4.1.4.1 Planta de Tratamiento de Crudo de Oritupano (PTCO)

En el diagnóstico de la instalación de PTCO se pudo apreciar que las condiciones en que se encontraban los equipos de la planta, las bombas Warren que llevan el crudo desde PTCO hasta la unidad LACT presentan problemas, entre los cuales están: las filtraciones, fallas eléctricas, entre otros. Este diagnóstico permitió comprender el funcionamiento de la planta. Se observó que muchos de los equipos no trabajan eficientemente y deben ser evaluados para buscar una solución que permita mejorar el proceso. El mantenimiento de los tanques en la planta no es muy frecuente, lo que trae como consecuencia la pérdida de eficiencia al momento de tratar el crudo procesado en la planta.

4.1.4.2 Planta de Inyección y Tratamiento de Agua Salada de Oritupano (PITASO)

En las instalaciones de PITASO, se conoció que el tren de tratamiento comprendido por un tanque IGF y un tanque skimer no están en funcionamiento. Estos equipos son de vital importancia para disminuir los parámetros de concentración (en ppm) de crudo en agua, de sólidos suspendidos, entre otros, que están afectando el estado físico de los equipos de la planta. Durante el recorrido se pudo observar los efectos de la corrosión que los equipos de esta instalación presentan.

También es importante destacar la falta del mantenimiento en la planta de PITASO, ya que muchas de las piezas asociadas a los equipos como bridas, válvulas,

entre otros, deberían programarles actividades de mantenimiento para minimizar o controlar la presencia de la corrosión o en su defecto reemplazar dichas piezas dependiendo de su estado de deterioro. Es importante hacer un estudio para comprobar que la decisión que se tome con respecto a los equipos deteriorados sea la adecuada tanto económica como operacionalmente. Todo esto con la finalidad de que estos equipos cumplan su tiempo de vida útil estimada inicialmente.

4.1.4.3 Fosa de PITASO

La fosa de PITASO esta conformada por la fosa 1 y 2. Es importante destacar el muro de concreto que separa ambas fosas, ya que sirve de referencia para establecer el momento de recuperación del crudo. Cabe destacar, que estas dos fosas no deben unirse ya que provocaría un derrame en las tanquillas de PITASO, debido a que el crudo llegaría allí mediante los respiraderos que conectan la planta con la fosa. La fosa de PITASO, cuenta con unas barreras plásticas de contención que se levantan cuando las fosas se encuentran en su máximo nivel, esto permite que las dos fosas no se unan temporalmente dando así la oportunidad de comenzar la recuperación de fluidos para bajar los niveles de dichas fosas.

A continuación se muestra una foto de las barreras plásticas de contención de la fosa de PITASO:



Figura 4.1 Barreras plásticas de contención de la fosa de PITASO.

Si se observa el porcentaje promedio de agua en cada uno de los fluidos manejados en el campo Oritupano-Leona (tabla 4.3) no son muy diferentes al crudo de la fosa. Los crudos de las estaciones ORED-2, LED-1, LED-6 y ORED-4 son más limpios en cuanto al contenido de sólidos, ya que los tratamientos que reciben en las plantas correspondientes son efectivos, debido a que estos crudos pueden entrar a directamente a la planta. El crudo proveniente de ORED-2 es el que posee mayor cantidad de agua emulsificada (tabla 4.3), por ello esta corriente entra primeramente a un separador bifásico o Free Water, para posteriormente entrar al proceso de tratamiento.

Tabla 4.3 Porcentaje promedio de agua de las estaciones del campo Oritupano-Leona que entran a PTCO.

Mes	% promedio de agua			
	ORED 2	LED 1	LED 6	ORED 4
1	44	5,39	38	26
2	50	5,68	33	20
3	43	6,03	25	22
4	38	10,88	29	20
5	44	16,77	34	21
6	45	12,85	23	21
7	47	9	23	17

4.2 Caracterización fisicoquímica de los fluidos contenidos en la fosa de pitaso

En los análisis fisicoquímicos del agua de los camiones (tabla 4.1), se pudo apreciar que los fluidos descargados tienen un pH comprendido entre 6 y 10, el cual es aceptado por el Minamb (que establece que el pH se debe encontrar entre 6 y 9), también poseen una alcalinidad como HCO_3^- , con un rango entre 260 a 281 mg/l, una dureza total entre 1.810 y 2.700 mg/l de CaCO_3 (mayor que los 120 mg/l fijados por la Minamb), entre 520 y 804 mg/l de Ca^{+2} , un rango comprendido entre 75 y 196 mg/l de Mg^{+2} , los cloruros entre 13.999 a 21.332 mg/l (muy por encima de los 1.000 mg/l establecidos por la Minamb) y el SO_4^- en un rango de 14 a 26 mg/l, el cual se encuentra por debajo de los 1.000 mg/l establecidos por la Minamb.

Se pudo apreciar que la muestra del camión # 10 tiene una alcalinidad como HCO_3^- superior a las demás, el fluido de este camión proviene de los recorridos de ORED-4, PIAS-4 y tanquillas.

El camión # 8, posee dureza total mayor (mg/l de CaCO_3) y mayor cantidad de Ca^{+2} , dicha muestra proviene de los flujos 2 y 9.

El camión # 5, que contenía agua salada, posee mayor cantidad de Mg^{+2} .

El camión # 7, proveniente de ORM 185, posee mayor cantidad de Cl^- . Tanto este camión, como el 4, que transportaba fluidos de SAI 218, registro mayor cantidad de $\text{SO}_4^{=}$ y de pH.

Tabla 4.4 Caracterización fisicoquímica del agua de la fosa de PITASO.

Análisis	1	2	3	4
Alcalinidad como HCO_3^- (mg/l)	281	274	274	261
Dureza total (mg/l de CaCO_3)	2.700	2.190	2.470	1.810
mg/l de Ca^{+2}	756	752	840	520
mg/l de Mg^{+2}	196	75	111	123
mg/l de Cl^-	19.832	21.332	19.665	13.999
mg/l de $\text{SO}_4^{=}$	18	26	20	14
pH	6,91	6,83	6,86	7,65

En el agua analizada procedente de la fosa de PITASO (tabla 4.4), no se observaron cambios significativos en comparación con el agua de los camiones, aunque esto depende de los fluidos allí descargados y del clima de la zona.

Por su parte, el crudo se encuentra un 100% emulsificado (no posee agua libre), lo cual indica que es una emulsión muy estable. Se utilizó un rompedor de emulsión que ayudo a separar el agua del crudo y los cortes obtenidos se encuentran aproximadamente entre 79 y 91% de crudo neto, entre 9 y 21% de agua total y entre 1,2 y 1,6% de sedimentos (tabla 3.4). También se pudo apreciar que existe diferencia entre los resultados cuando las muestras se toman en puntos diferentes (tabla 4.5).

Tabla 4.5 Porcentaje de agua y sedimentos (BSW) del crudo contenido en la fosa de PITASO.

BSW	Muestra de crudo tomado en la bomba de succión	Muestra de crudo tomado en la superficie	Muestra de crudo tomado en el intermedio
% de agua	18	9	21
% de sedimentos	1,6	1,2	1,2

Tabla 4.6 Propiedades del crudo de la fosa de PITASO.

ANÁLISIS		MUESTRA			
		1	2	3	4
BSW (método por centrifugación)	% de agua	12	12	16	16
	% de crudo	86,8	86,4	82,8	82,8
	% sedimentos	1,2	1,6	1,2	1,2
Gravedad API		11,6	12,7	11,6	11,6
Viscosidad FANN (cp)		3.895,31	3.871,92	3.901,21	3.889,32
Densidad (gr/ml)		0,9597	0,9539	0,9686	0,9674
% Umbral de floculación de asfaltenos		64,39	61,66	62,701	62,34

Asimismo se hicieron pruebas de gravedad API, con lo cual se determinó que el crudo es pesado con tendencia a extra pesado, tiene una alta viscosidad (entre 3.871,92 y 3.901,21 cp), densidad (con un rango entre 0,9539 y 0,9686 gr/ml) y una gran dispersión de asfaltenos comprendida entre 61,66 y 64,39% (tabla 4.6).

Adicionalmente, se pudo determinar que estos cortes de BSW no varían notablemente en el tiempo, y se podría afirmar que existe entre un 70 a un 80% de crudo en la fosa de PITASO.

4.3 Elaboración de propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento del agua salada como del crudo contenida en la fosa de pitaso

4.3.1 Evaluación de propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento del agua salada contenida en la fosa de PITASO.

4.3.1.1 Prácticas actuales realizadas en PITASO

Los registros que posee la empresa muestran que el tratamiento químico aplicado para controlar las colonias de BSR ha funcionado hasta ahora.

Tabla 4.7 Colonias promedio de bacterias sulfato reductoras en PITASO.

LUGAR DE MUESTREO	MES (septiembre 2008- febrero 2009)						
	1	2	3	4	5	6	7
Salida fosa	4.000	550	10	100	505	5.500	100
Entrada Skimer	85	10	10	100	10	10	100
Salida Skimer	760,75	252,5	3,33	100	8	77,5	100

En la tabla 4.7, se puede apreciar que el agua de la fosa es la que contribuye con más colonias de BSR al inicio del proceso de tratamiento en PITASO; es importante destacar que el agua de la fosa no recibe tratamiento alguno antes de ingresar a la planta. Si se introducen los valores registrados de BSR a la salida del tanque skimer (tabla 4.7) en la matriz de selección según la cantidad de BSR (figura 3.12), se determinó que el agua está recibiendo un tratamiento adecuado para el control de estas bacterias.

Tabla 4.8 Cantidad de CaCO₃ a la entrada del tanque skimer de PITASO.

MES (septiembre 2008- febrero 2009)	CaCO ₃ (mg/l)	MES (septiembre 2008- febrero 2009)	CaCO ₃ (mg/l)
1	3.640	5	2.670
2	2.700	6	3.210
3	2.490	7	2.760
4	2.800	-----	-----

Comparando los datos obtenidos en los análisis del agua de la fosa (tabla 4.8), se puede apreciar que la cantidad de minerales presentes en el agua es muy alta (entre 1.810 a 2.700 mg/l de CaCO₃), al igual que el agua a la entrada del tanque Skimer. Estos datos están por encima del valor estimado de 120 mg/l de CaCO₃, definiéndose como agua dura, la cual causa problemas de incrustación en la planta. Utilizando la matriz de selección de tratamiento según la cantidad de CaCO₃ (figura 3.13), se determinó que hay que aplicar un químico ablandador para disminuir estos valores, ya que actualmente no se aplica esta dosificación.

Tabla 4.9 Niveles de corrosión (MPY) presente en PITASO.

LUGAR DE MUESTREO	MES (septiembre 2008- febrero 2009)						
	1	2	3	4	5	6	7
Entrada al tanque Skimer	0,38	4,64	1,31	0,51	1,08	2,26	3,57
Salida del tanque Skimer	27,75	6,25	104,98	86,08	13,09	0,21	0,38

Al evaluar la tabla 4.9 en la matriz de selección según los niveles de corrosión (figura 3.14) presentados en la planta, se observó que a la entrada del tanque skimer

el nivel de corrosión se encuentra por debajo de 5 MPY, mientras que a la salida de dicho tanque se exceden los límites establecidos por la Minamb. Por lo tanto, se debe cambiar la dosificación o el producto aplicado, aunque en los dos últimos meses los valores a la salida del tanque skimer han disminuido.

Tabla 4.10 Concentración (en ppm) de crudo en agua en PITASO.

LUGAR DE MUESTREO	MES (septiembre 2008- febrero 2009)						
	1	2	3	4	5	6	7
Salida de la fosa	26	50	229,38	80	65	78,89	55
Entrada al tanque Skimer	58,88	57,65	60,29	65	62,22	67,11	88,24
Salida del tanque Skimer	44,67	41,12	42,94	45,24	43,22	44,74	76,76

Si se colocan los valores de la tabla 4.10 en la matriz de selección según los ppm de crudo en agua (figura 3.15), se determina que a esta agua se le debe aplicar un tratamiento físico y químico para disminuir la concentración de crudo en el agua de PITASO, ya que ésta se encuentra por encima (entre 26 y 229,38 ppm) de lo establecido por Minamb (máximo de 20 ppm). Comparando los ppm de crudo en agua inyectados por PIAS-2, PIAS-4 y PITASO (tabla 4.11), también se observó que la concentración promedio de crudo en agua está por encima del límite establecido por el Minamb (20 ppm).

Tabla 4.11 Concentración (en ppm) promedio de crudo en agua inyectada por PIAS-2, PIAS-4 y PITASO.

MES (septiembre 2008- febrero 2009)	Concentración promedio (en ppm)		
	PIAS-2	PIAS-4	PITASO
1	42,42	24,19	49,52
2	33,96	25,17	61,03
3	31,13	26,93	45,16
4	44,77	22,35	28,39
5	47,58	23,87	30,16
6	34,55	25,41	28,31
7	29,35	22,84	29,03

Para mejorar las prácticas actuales se sugiere aplicar un tratamiento al agua de la fosa para mejorar su calidad. Por medio de la matriz de selección de tratamiento del agua de la fosa (figura 3.23), se determinó que se debe aplicar un tratamiento para disminuir los valores de las colonias de BSR, de los CaCO_3 , y de la concentración de crudo en agua.

4.3.1.2 Inyección a pozos

Del diagnóstico realizado a los pozos inyectoros (tabla 3 del anexo B.3), se observó que la mayoría de los pozos inyectoros pertenecientes a la empresa Petroritupano se encuentran inactivos debido a la falta de muchas piezas tales como: tuberías de conexión, arbolitos (conjunto de válvulas de bloqueo), manómetros, entre otros.

De los pozos de PIAS-2, 10 se encuentran inactivos y 3 activos, pero actualmente, existe un proyecto para reactivar 3 de los pozos inactivos (ORM-30, ORM-33 y ORM-38).

PIAS-4, cuenta con 11 pozos inactivos, 3 activos y 1 clausurado por el Minamb, mientras que PITASO cuenta con 15 pozos inactivos, 10 activos y 1

clausurado por el Minamb. El pozo ORI-174 recibe agua tanto de PIAS-2 como de PITASO. Se conoce que muchos de estos pozos no están operativos debido a la entrada en servicio de los pozos macro inyectores, los cuales reciben una cantidad de agua superior a la de cualquier otro pozo.

Entre los pozos macro inyectores se encuentran el ORI-188 y ORI-172 de PITASO, que reciben entre ambos un caudal promedio diario de inyección de 100.000 bls/día. Por otra parte, el ORI-174, ORI-175 y ORI-184 de PIAS-2, reciben un caudal promedio diario de inyección de 120.000 bls/día entre ellos.

Por último, el ORI-176, ORI-180 y ORI-185 pertenecientes a PIAS-4, toman un caudal promedio diario de inyección de 130.000 bls/día entre ellos.

Las características fisicoquímicas de estas aguas de inyección son difíciles de establecer debido a la gran cantidad de variables que participan en su composición (producción de los pozos productores, lluvias, derrames, entre otros).

En los registros que la empresa posee, se muestra que la cantidad de agua que se inyecta a los pozos inyectores, es menor a la que pueden recibir teóricamente, según las pruebas de inyectabilidad realizadas previamente. Por lo tanto, actualmente no es necesario inyectar el agua de la fosa directamente o indirectamente a los pozos inyectores, estas opciones se podrían utilizar en un futuro si la cantidad de agua que maneja la planta aumenta considerablemente o si aumentan los problemas causados por el ingreso del agua de la fosa, así entonces se utilizaría la matriz de selección de inyección directamente a los pozos inyectores (figura 3.16) o matriz de selección de inyección indirecta a los pozos inyectores (figura 3.17).

4.3.1.3 Pre-tratamiento antes de la entrada a la planta

Para que el pre-tratamiento sea efectivo se debe establecer primeramente la cantidad de crudo en agua con el cual debe salir de dicha planta, para ello, se debe realizar un análisis fisicoquímico al agua de la fosa de PITASO para verificar que la cantidad de ppm no afecte significativamente a las operaciones dentro de la planta.

Por otra parte, la cantidad de sedimentos a la salida de la planta de pre-tratamiento debe ser lo mas baja posible para que no contribuyan a la obstrucción de los equipos de la planta de PITASO. Finalmente, se deben controlar los parámetros químicos como CO_2 , H_2S y O_2 , ya que son los principales agentes causantes de corrosión en PITASO.

4.3.2 Evaluación de propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento del crudo contenido en la fosa de PITASO

4.3.2.1 Prácticas actuales realizadas en PTCO

El monitoreo del crudo de la fosa de PITASO (tabla 3.7) muestra que este fluido se encuentra fuera de especificación dado el alto contenido de sólidos presentes. Los crudos de las estaciones del campo Oritupano-Leona entran a la planta con un bajo porcentaje de sólidos (comparado con el crudo de la fosa de PITASO), ya que los sólidos en el crudo de las estaciones son eliminados casi en su totalidad por la aplicación del humectante de sólidos durante el proceso. Cuando el crudo de la fosa es recuperado se emplean los camiones Hot Oil para mejorar su viscosidad, el porcentaje de agua y sedimentos. Luego de este proceso, el crudo es ingresado a la planta, ocasionalmente se le agrega el contenido de tanques de químicos mientras están en las piletas esperando para ingresar a PTCO. Si se introducen los valores de la tabla 3.4 en la figura 3.19, se puede observar que el tipo de emulsión es de agua en crudo, por lo tanto se debe determinar la cantidad de agua libre y el tipo de demulsificante adecuado para tratar el crudo y mejorar su especificación. Si se requiere aplicar un humectante de sólidos se utilizaría la figura 3.20 para reducir este parámetro.

4.3.2.2 Recuperación del crudo con tratamiento externo a la planta

La fosa de PITASO posee el espacio necesario para la instalación de camiones con equipos portátiles de tratamiento y recuperación de crudo. A pesar de los gastos operacionales que esta técnica ocasionaría, esta sería una inversión bien recompensada dada la cantidad de crudo que se puede recuperar de la fosa (tabla 4.2) y la especificación obtenida de estos camiones, ya que es muy similar a la de los crudos de las estaciones que entran a PTCO, por ende, el crudo de la fosa no alteraría las actividades en la planta puesto que los equipos que allí se encuentran son capaces de procesar el crudo de los camiones de tratamiento. Luego de realizado el monitoreo del crudo de la fosa (tabla 3.4), se determinó que posee un porcentaje superior al 15% de agua y al 1% de sedimentos, por lo tanto, de acuerdo a la figura 3.26 se debe contratar a una compañía que se encargará de la recuperación de dicho crudo para que posteriormente pueda ingresar a PTCO con los parámetros que esta planta establece (< 15% de agua y < 1% de sedimentos).

4.3.2.3 Recuperación directa del crudo en la planta

La utilización de esta técnica permite obtener una solución permanente al problema de la recuperación de crudo de la fosa de PITASO. Para aplicar esta estrategia se necesitaría un estudio para realizar las conexiones requeridas para llevar el crudo desde la fosa de PITASO hasta PTCO, adicionalmente, se necesitaría conocer donde deben colocarse los puntos de inyección de químico para realizar el tratamiento requerido. Los puntos para la toma de muestras serán de gran utilidad para realizar el monitoreo del crudo y así detectar el momento en el que se requiere ajustar las dosis de químicos. Otra forma de ingresar el crudo dentro de la planta es mezclarlo en proporciones muy pequeñas, evitando la instalación de los puntos de inyección y muestreo. Por último, ingresando los valores de la tabla 3.4 en la figura 3.21, se determina que luego de instalar los puntos de inyección de químicos en las

conexiones desde la fosa de PITASO hasta PTCO, se debe realizar un ajuste a la temperatura, al demulsificante y al humectante de sólidos.

4.4 Seleccionar las propuestas estratégicas para la disposición y tratamiento tanto del agua salada como el crudo contenida en la fosa de pitaso, según la normativa ambiental y su producción de fluidos

4.4.1 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del agua salada de la fosa de PITASO

Para la selección del tratamiento de agua se empleó la matriz de selección de tratamiento del agua de la fosa 1 de PITASO (figura 3.23). Luego de tomadas y analizadas fisicoquímicamente las muestras del agua de dicha fosa, se puede observar que los factores más altos son las colonias de BSR, la cantidad de CaCO_3 y la concentración (en ppm) de crudo en agua (tabla 4.12).

Tabla 4.12 Cuadro de comparación entre los valores máximos permitidos por la Minamb y el rango promedio mensual de las pruebas efectuadas al agua de la fosa.

Prueba	Valor máximo permitido por Minamb	Rango promedio mensual
BSR (colonias)	10	10 – 5.500
CaCO_3 (mg/l)	120	1.810 – 2.700
Concentración (en ppm) de crudo en agua	20	26 - 229,38
Niveles de corrosión (MPY)	5	0,21 – 104,98

Adicionalmente, se observó que a la salida del tanque skimer los niveles de corrosión (tabla 4.9) se encuentran fuera del rango (entre 0,21 y 104,98 MPY), por lo tanto, debe ser controlada dentro del tanque, ya que el agua de la fosa de PITASO altera estos valores al ingresar a dicho tanque. De acuerdo a la figura 3.54, se debe aplicar al agua recuperada de la fosa de PITASO un tratamiento según la cantidad de

BSR (figura 3.12), según la cantidad de CaCO_3 (figura 3.13), según los niveles de corrosión (figura 3.14) y de la concentración (en ppm) de crudo en agua (figura 3.15). Por último, una vez seleccionado el tratamiento adecuado anteriormente mencionado, se debe recurrir a la figura 3.24 con la finalidad de determinar la disposición final del agua; como se aprecia en el estatus de los pozos inyectoros de PIAS-2, PIAS-4 y PITASO (anexo B.3), el caudal de agua inyectada por las plantas asociadas a los pozos inyectoros se encuentra por debajo de la capacidad operacional máxima de dichos pozos por lo tanto sería de utilidad aplicar la figura 3.16.

4.4.2 Selección de propuestas para el tratamiento y disposición del crudo de la fosa de PITASO

La elección del tratamiento se basó en los resultados obtenidos de la tabla 3.4, en la cual se observó que los porcentajes de agua y de sólidos son elevados, por lo tanto, se deben aplicar los tratamientos de las figuras 3.19 y 3.20 seleccionando los químicos a utilizar según las propiedades estimadas del crudo (tabla 4.6) y de acuerdo a la matriz de selección del tratamiento del crudo de la fosa 1 de PITASO (figura 3.25). Una vez escogido el tratamiento adecuado para llevar al crudo de la fosa de PITASO a los porcentajes recomendados tanto de agua como de sólidos, se procede a estimar la cantidad de crudo a recuperar utilizando la hoja de cálculo de la fosa 1 de PITASO. Posteriormente, la tabla 4.2 muestra que la cantidad de crudo de dicha fosa es muy grande para ser manejada por una planta de tratamiento externo, por lo que se sugiere seleccionar la técnica de ingreso directo a la planta PTCO (figura 3.21) para evitar los gastos operacionales que ocasionaría un tratamiento externo del crudo de la fosa. Seguidamente, se debe tomar en consideración el porcentaje de sólidos, debido a que PTCO no maneja porcentajes de sedimentos tan altos como los del crudo de la fosa de PITASO. Por último, debido a su poca fluidez, se debe tener en cuenta la viscosidad del crudo de la fosa, ya que es un factor del cual depende su transporte a través de las líneas de tubería.

4.5 Conclusiones

1. La fosa de PITASO posee una gran cantidad de agua (aproximadamente 10.526,50 bls) y crudo (aproximadamente 68.283,65 bls), los cuales pueden ser aprovechados por las plantas que se encuentran cerca de ella. La mayoría de los fluidos que entran a esta fosa son procedentes de los pozos, estaciones de flujo y descarga, entre otros.
2. El agua procedente de la fosa se clasifica como agua dura, debido al elevado contenido de CaCO_3 .
3. El crudo de la fosa de PITASO se clasifica como pesado, no posee agua libre, con una alta viscosidad (entre 3.871,92 y 3.901,21 cp) y densidad (entre 0,9539 y 0,9686 gr/ml) y un porcentaje de umbral de floculación de asfaltenos entre 61,66 y 64,39 %.
4. Al agua de la fosa de PITASO se le debe aplicar tratamientos químicos para disminuir los valores de las colonias de BSR, la cantidad de CaCO_3 , los niveles de corrosión y la concentración (en ppm) de crudo en agua y con respecto a la disposición final se sugiere la inyección directa a los pozos inyectoros del campo Oritupano-Leona.
5. El crudo de la fosa de PITASO debe ser tratado según el tipo de crudo y el humectante de sólidos para mejorar la especificación de este crudo, en cuanto a la disposición final de este crudo se sugiere el ingreso a PTCO, siempre y cuando el crudo de la fosa no altere las actividades de la planta.

4.6 Recomendaciones

1. Periódicamente, se debe realizar un diagnóstico de las instalaciones para registrar las modificaciones que se hacen y para conocer el estado actual de los equipos que allí se encuentran.
2. Al momento de la recuperación del crudo de la fosa, luego de llenar las piletas, se recomienda agregar demulsificantes y humectantes de sólidos, esperar un tiempo prudencial para que estos actúen debidamente.
3. El registro de los camiones debe ser obligatorio, puesto que muchos de ellos descargan sus fluidos en la fosa de PITASO y no se registran en las planillas de camiones de PTCO, a cada planilla se le debe anexar una columna donde se coloque la cantidad de fluidos que descargan y así llevar un registro más detallado de los fluidos que allí se descargan, también se sugiere restringir la cantidad de camiones que descargan en las fosas, esto con la finalidad de no sobrepasar los niveles de diseño de la fosa 1 de PITASO, evitando posibles derrames.
4. También es importante monitorear las cantidades de O_2 , H_2S y CO_2 ya que la presencia de estos componentes sumado a las colonias de BSR son potencialmente peligrosa para la integridad de los equipos de PITASO.
5. Los equipos que las plantas de PITASO y PTCO poseen se encuentran en su mayoría en funcionamiento, sin embargo, los que se encuentran fuera de servicio deben ser activados para mejorar los procesos dentro de dichas plantas.

6. Debido a la dureza del agua, se le debe aplicar un tratamiento para evitar incrustaciones en los equipos de la planta; a su vez debe ser tratada para disminuir los ppm de crudo en agua presente en esta corriente (entre 26 y 229,38 ppm) hasta llegar a los ppm permitidos por la Minamb (máximo 20 ppm).

BIBLIOGRAFÍA

[1] Sotillo, M., **“Desarrollo e implementación de un sistema de gestión de control de corrosión basado en análisis de riesgo en los sistemas de tratamiento de crudo y agua del campo Junín”** Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, estado Anzoátegui (2006).

[2] Meneses, M., **“Diseño de un proceso para el mejoramiento y reutilización del efluente de la Unidad de Tratamiento de Aguas Industriales en un Complejo de Mejoramiento de crudo”** Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, estado Anzoátegui (2007).

[3] Villavicencio, P., **“Evaluación de la tecnología de co-procesamiento en hornos de cemento aplicada a hidrocarburos contenidos en fosas de desechos petroleros ubicados en el Distrito Gas Anaco de PDVSA”** Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, estado Anzoátegui 2006).

[4] D’Orazio, F., **“Análisis económico aplicado a la industria petrolera”** Editorial LibrosEnRed, Venezuela (2007).

[5] Martínez, A., **“La faja 65 años de su descubrimiento”** Editorial Sincrudos de Oriente SINCOR, Venezuela (2000).

[6] Parra, E., **“Petróleo y gas natural”** Ediciones Akal, España (2002).

[7] Rivera J. **“Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos”** Informe técnico, San Tome, estado Anzoátegui (1983).

[8] Limas, L., **“Estaciones de la empresa Petrobras”** Informe técnico, Oritupano, estado Monagas (1999).

[9] Gray, N., **“Calidad del agua potable, problemas y soluciones”** Editorial Aula Magna, España (1997).

[10] Rivas, G., **“Tratamientos de aguas industriales”** Editorial Vega, España (1978).

[11] Santilli, O., **“Manual de laboratorio SKANSKA”** Informe técnico, Argentina (2005).

[12] Sarabia, O., **“Fosas Industriales”** Informe técnico, San Tome, estado Anzoátegui (1983).

[13] Henley, E., **“Operaciones de separación por etapas de equilibrio en Ing. química”** Editorial Reverte, México (2000).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TITULO	PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN ADECUADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA FOSA DE PITASO DEL CAMPO ORITUPANO-LEONA
SUBTITULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CDIGO CULAC / E MAIL
ANA KARINA GARCÍA PLANCHART	CVLAC: 16.251.988 E_MAIL: Karina52483@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Propuesta

Estrategias

Tratamiento

Fluidos

Fosa De Pitaso

Oritupano-Leona

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	INGENIERIA QUÍMICA

RESUMEN (ABSTRACT):

En este trabajo el objetivo principal fue aprovechar el agua y el crudo de una fosa para mejorar la producción de las plantas de la empresa Petroritupano, para ello se realizó un diagnostico de las instalaciones de PITASO, PTCO y sus alrededores, se caracterizaron los fluidos (agua y crudo) contenidos en la fosa de PITASO, posteriormente se elaboraron las propuestas de estrategias para la disposición y tratamiento de los fluidos de la fosa y finalmente se seleccionaron las propuestas estratégicas de disposición y tratamiento para el agua y el crudo utilizando las matrices de decisión, elaboradas tomando en consideración las normas ambientales y la producción de los fluidos.

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

APELLIDOS Y NOMRES	ROL/CÓDIGO CVLAC/ E_MAIL				
LUIS MORENO	ROL	CA	AS	TU	JU
				X	
	CVLAC	4.902.046			
	E_MAIL				
SHIRLEY MARFISI	ROL	CA	AS	TU	JU
					X
	CVLAC:	4.077.552			
	E_MAIL				
ANA COLMENARES	ROL	CA	AS	TU	JU
					X
	CVLAC:	3.955.146			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DIA
2009	10	22

LENGUAJE: SPA

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

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Propuesta de estrategias.doc	Application / msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre – Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui

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

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

ANA KARINA GARCÍA PLANCHART

AUTOR

LUIS MORENO

TUTOR

SHIRLEY MARFISI

JURADO

ANA COLMENARES

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS