

**PROPUESTA DE UN PROGRAMA DE INTEGRIDAD PARA  
LA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION  
EN CAMPO PALAGUA – PUERTO BOYACÁ**

**JORGE HELIO NIÑO LARA**

**PEDRO LUIS SUAREZ VILLAMIZAR**

**JAIME ENRIQUE NIÑO TOVAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA**

**ESPECIALIZACION EN INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS**

**BUCARAMANGA**

**2017**

# **PROPUESTA DE UN PROGRAMA DE INTEGRIDAD PARA LA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION EN CAMPO PALAGUA – PUERTO BOYACÁ**

**JORGE HELIO NIÑO LARA  
PEDRO LUIS SUAREZ VILLAMIZAR  
JAIME ENRIQUE NIÑO TOVAR**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Especialistas en Integridad de Equipos y Ductos**

**Director  
RODRIGO DOMÍNGUEZ PÉREZ  
Ingeniero de Petróleos  
Especialista en Ingeniería Ambiental**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA  
ESPECIALIZACION EN INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## CONTENIDO

|                                                                             | Pág. |
|-----------------------------------------------------------------------------|------|
| INTRODUCCIÓN .....                                                          | 17   |
| 1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALAGUA.....                                     | 19   |
| 1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....                                                   | 19   |
| 1.2 UBICACION DEL CAMPO .....                                               | 20   |
| 1.3 PLAN ESTRATÉGICO .....                                                  | 22   |
| 1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL UT-IJP.....                                   | 23   |
| 1.5 TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACION .....                                 | 24   |
| 1.5.1 Separador API General Agua – Aceite.....                              | 25   |
| 1.5.2 Bomba Dosificadora de Coagulante. ....                                | 27   |
| 1.5.3 Bomba dosificadora de Floculante.....                                 | 27   |
| 1.5.4 Foso 100.....                                                         | 27   |
| 1.5.5 Bombas de transferencia P-100 A/B/C. ....                             | 27   |
| 1.5.6 Bomba dosificadora de inhibidor de corrosión y de incrustaciones..... | 28   |
| 1.5.7 Piscina Intermedia.....                                               | 28   |
| 2. PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION – PIA .....                    | 30   |
| 2.1 TANQUE ESTABILIZADOR (TK-100).....                                      | 31   |
| 2.2 TANQUE DESNATADOR (TK-101) .....                                        | 32   |
| 2.3 TANQUE DE SUCCION DE FILTROS (TK-102) .....                             | 32   |
| 2.4 TREN DE FILTROS .....                                                   | 33   |
| 2.5 BOMBAS P-100 A/B/C.....                                                 | 34   |
| 2.6 BOMBAS P-101 A/B/C.....                                                 | 34   |
| 2.7 BOMBAS P-104 A/B/C.....                                                 | 35   |
| 2.8 BOMBAS P-109 A/B/C/D .....                                              | 35   |
| 2.9 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) .....                              | 36   |
| 3. PLANIMETRIA DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION .....        | 38   |

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 VISTA 3D PLANTA DE INYECCION DE AGUA – PIA .....                                           | 38 |
| 3.2 PID-PIA-01 ALMACENAMIENTO Y BOMBAS DE FILTROS.....                                         | 38 |
| 3.3 PID-PIA-02 PROCESO DE FILTRADO PIA.....                                                    | 39 |
| 3.4 PID-PIA-03 SISTEMA DE BOMBEO HACIA POZOS .....                                             | 39 |
| 4. DEFINICION DE LAS ZONAS DE ALTA CONSECUENCIA DE LA PIA ...                                  | 40 |
| 4.1 IDENTIFICACION DE AREAS DE ALTA CONSECUENCIA .....                                         | 40 |
| 4.2 USO DE LA INFORMACION SOBRE AREAS DE ALTA CONSECUENCIA .....                               | 42 |
| 4.3 AREAS DE ALTA CONSECUENCIA ADYACENTES A LA PIA .....                                       | 43 |
| 5. INSPECCION BASADA EN RIESGO RBI .....                                                       | 45 |
| 5.1 PROBABILIDAD DE FALLA (POF).....                                                           | 46 |
| 5.1.1 Frecuencia de falla genérica.....                                                        | 46 |
| 5.1.2 Factor del sistema de Gestión. ....                                                      | 47 |
| 5.1.3 Factores de daño (Df).....                                                               | 47 |
| 5.2 CONSECUENCIA DE FALLA (COF) .....                                                          | 48 |
| 5.3 ANALISIS DE RIESGO .....                                                                   | 50 |
| 5.3.1 Determinación del Riesgo.....                                                            | 50 |
| 5.4 MATRIZ DE RIESGO.....                                                                      | 51 |
| 5.5 INSPECCIÓN BASADA EN ANÁLISIS DE RIESGOS .....                                             | 52 |
| 5.6 OBJETIVOS.....                                                                             | 53 |
| 5.7 EFECTIVIDAD DE LA INSPECCION.....                                                          | 55 |
| 5.8 PLANIFICACION DE LA INSPECCION .....                                                       | 55 |
| 5.9 ANALISIS RBI DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA DE INYECCION DE<br>AGUAS DE FORMACION – PIA ..... | 56 |
| 5.9.1 Frecuencia de falla genérica.....                                                        | 56 |
| 5.9.2 Factor de daño.....                                                                      | 58 |
| 5.9.3 Categoría de efectividad de la inspección. ....                                          | 58 |
| 5.9.4 Factor del sistema de gestión. ....                                                      | 59 |
| 5.9.5 Factor de daño de reducción de espesor. ....                                             | 60 |
| 5.9.6 Factor de daño de corrosión externa. ....                                                | 62 |
| 5.9.7 Calculo de la consecuencia de falla.....                                                 | 64 |
| 5.9.8 Metodología del cálculo de consecuencia de falla.....                                    | 66 |

|                                             |    |
|---------------------------------------------|----|
| 6. PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO ..... | 69 |
| 7. CONCLUSIONES .....                       | 71 |
| 8. BIBLIOGRAFIA .....                       | 73 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                             | <b>Pág.</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Figura 1: Localización General del Campo Palagua .....                                      | 21          |
| Figura 2: Diagrama conceptual Plan Estratégico de Gerenciamiento de Equipos Estáticos ..... | 22          |
| Figura 3: Organigrama UT-IJP .....                                                          | 23          |
| Figura 4: Planta de inyección de agua - PIA .....                                           | 25          |
| Figura 5: Separador API General.....                                                        | 26          |
| Figura 6: Bomba dosificadora de químicos .....                                              | 27          |
| Figura 7: Bombas P-100 A/B/C .....                                                          | 28          |
| Figura 8: Piscina intermedia.....                                                           | 29          |
| Figura 9: Tanque estabilizador TK-100 .....                                                 | 31          |
| Figura 10: Tanque desnatador TK-101 .....                                                   | 32          |
| Figura 11: Tanque de succión de filtros .....                                               | 32          |
| Figura 12: Tren de filtros .....                                                            | 33          |
| Figura 13: Bombas P-101 A/B/C .....                                                         | 34          |
| Figura 14: Bombas P-104 A/B/C .....                                                         | 35          |
| Figura 15: Bombas P-109 A/B/C .....                                                         | 36          |
| Figura 16: Proceso planta de inyección de agua - PIA .....                                  | 37          |
| Figura 17: Áreas de alta consecuencia adyacentes a la PIA .....                             | 44          |
| Figura 18: Matriz de Riesgo .....                                                           | 52          |
| Figura 19: Factor de daño de reducción de espesor.....                                      | 60          |
| Figura 20: Factor de daño de corrosión externa .....                                        | 63          |
| Figura 21: Diagrama de flujo para el cálculo de la consecuencia de falla.....               | 65          |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                         | <b>Pág.</b> |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Tabla 1: Equipos sistema de inyección - PIA .....                       | 30          |
| Tabla 2: Frecuencia de falla genérica .....                             | 57          |
| Tabla 3: Fluido re referencia dentro de la PIA.....                     | 64          |
| Tabla 4: Metodología para el cálculo de la consecuencia de falla .....  | 67          |
| Tabla 5: Resumen de evaluación del riesgo de los equipos de la PIA..... | 68          |
| Tabla 6: Resumen de procedimientos de Inspección por equipos .....      | 69          |

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO A: Identificación de equipos estáticos y rotativos

ANEXO B: Diagramas de proceso P&D

ANEXO C: Evaluación RBI por equipos

ANEXO D: INT-P-001 Procedimiento para la inspección de tanques de almacenamiento

ANEXO E: INT-P-002 Procedimiento para la inspección de filtros a presión

ANEXO F: INT-P-003 Procedimiento para el mantenimiento de bombas centrífugas

ANEXO G: INT-P-004 Procedimiento para el mantenimiento de bombas de pistones  
Marca FWI

ANEXO H: INT-P-005 Procedimiento para la inspección de tuberías de proceso

ANEXO I: Plan de inspección y mantenimiento

## RESUMEN

**TITULO:** PROPUESTA DE UN PROGRAMA DE INTEGRIDAD PARA LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN EN CAMPO PALAGUA – PUERTO BOYACA.<sup>1</sup>

**AUTORES:** JORGE HELIO NIÑO LARA, PEDRO LUIS SUAREZ VILLAMIZAR, JAIME ENRIQUE NIÑO TOVAR<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Inspección Basada en Riesgo, Probabilidad de Falla, Consecuencias de Falla, Criticidad, Velocidad de corrosión.

**DESCRIPCIÓN:** Este proyecto parte de la necesidad de implementar un programa de integridad basándose en la metodología de la Inspección Basada en el Riesgo descrita en la práctica recomendada API RP 581, para la planta de inyección de aguas de formación en Campo Palagua. Esta metodología sistemática de análisis, permite estimar el nivel de riesgo al que están sometidos los equipos y tuberías, realizando un análisis técnico de las acciones que resulten de planificar y ejecutar dicho Plan de acción, evaluando que tan efectivo es el plan de inspección trazado para reducir dichos riesgos.

La metodología que se siguió propone realizar el análisis de criticidad, determinando la probabilidad de falla según los mecanismos de falla descritos en la práctica recomendada y el análisis de consecuencias que se realizó según la Matriz de Valoración de Riesgos-RAM implementada por la unión temporal UT-IJP, para posteriormente determinar el nivel de riesgo de cada una de los equipos y las líneas del sistema.

El resultado es una estrategia para la valoración del riesgo de la planta de inyección de aguas de formación PIA, determinando las condiciones actuales de la planta y estableciendo un programa de inspección que permita la reducción del nivel de riesgo, garantizando la operatividad de la planta y la disminución de paradas no programadas.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería metalúrgica, Director: Rodrigo Domínguez Pérez, Ingeniero de Petróleos.

## SUMMARY

**TITLE:** PROPOSAL OF AN INTEGRITY PROGRAM FOR THE “RESIDUAL WATER TREATMENT AND INYECTION FACILITY” IN PALAGUA OILFIELD AT PUERTO BOYACA.<sup>3</sup>

**AUTHOR:** JORGE HELIO NIÑO LARA, PEDRO LUIS SUAREZ VILLAMIZAR, JAIME ENRIQUE NIÑO TOVAR<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Risk Based Inspection, Probability of Failure, Consequences of Failure, Criticality, Corrosion Rate.

**DESCRIPTION:** This project begins from the need of the implementation of an integrity program founded on the risk based inspection methodology described in the recommended practice of the API RP 581, for the “Residual Water Treatment and Injection Facility” in Campo Palagua. This systematic methodology of analysis, allows to estimate the level of risk to which the equipment and the pipes are submitted, making a technical analysis of the actions that result from planning and executing the “action plan” of reference, and evaluating its effectiveness in terms of risk reduction.

The methodology followed suggests to perform the criticality analysis, in order to determine the probability of failure according to the mechanisms of failure described in the recommended practice and the analysis of consequences performed according to the Risk Assessment Matrix (RAM) implemented by the “Union Temporal UT-IJP”, to determine the level of risk of each of the equipment’s and pipes of the system.

The result is an assessment strategy of risks of the “Residual Water Treatment and Injection Facility” (PIA), determining the current conditions of the facility and establishing an inspection program that allows the reduction of the risk level, guaranteeing the operation of the facility and the reduction of unscheduled stops.

---

<sup>3</sup> Project of degree

<sup>4</sup> Physical-Chemistry Engineering Faculty. Metallurgical Engineering School, Director: Rodrigo Dominguez Perez, Petroleum Engineer

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera una parte esencial es la disposición final del agua de formación generada del proceso de deshidratación del crudo. En campos maduros como lo es Campo Palagua-Caipal el porcentaje pronosticado de agua de formación producida para el año 2016<sup>1</sup> es del 56% del total de la producción, de ahí, se fundamenta la importancia de mantener un sistema de tratamiento y de inyección de aguas de formación.

Para realizar el proceso de inyección de aguas de formación se utilizan equipos estáticos y rotativos los cuales con su operación continua requieren de la implementación de metodologías de gerenciamiento de la integridad buscando aumentar la confiabilidad de los equipos, priorizando las actividades de mantenimiento y de inspección hacia los equipos de mayor criticidad, dando como resultado un mayor rendimiento y una disminución en los costos de reparaciones de los mismos.

Actualmente las técnicas de gestión de mantenimiento más aplicadas para la inspección en plantas están basadas en la evaluación del riesgo a nivel económico, ambiental, salud y seguridad, lo cual hace necesaria la implementación combinada de algunas de estas herramientas junto con la aplicación de técnicas que establezcan patrones de inspección de los distintos sistemas.

El *Instituto Americano del Petróleo (API)*<sup>2</sup> desarrolló una metodología que utiliza el análisis de riesgo para priorizar y gerenciar los programas de inspección de equipos en servicio, la cual se conoce como Inspección Basada en Riesgo (Risk Based Inspection - RBI)<sup>3</sup>, que permite determinar los equipos o sistemas que

---

<sup>1</sup> Actualización potencial de producción de Campo Palagua-Caipal - enero de 2016

<sup>2</sup> API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

<sup>3</sup> API RECOMMENDED PRACTICE 581 THIRD EDITION<sup>3</sup> Risk-based Inspection Methodology

requieren priorizar las actividades de mantenimiento.

Es aquí donde el proyecto ***PROPUESTA DE UN PROGRAMA DE INTEGRIDAD PARA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACIÓN EN CAMPO PALAGUA PUERTO BOYACÁ***, permitirá determinar el nivel de criticidad de los diferentes equipos y líneas de este sistema, y así establecer las actividades de inspección y mantenimiento que permitan mantener la confiabilidad y funcionalidad del sistema.

La metodología planteada para ejecutar esta propuesta del análisis RBI, se inicia con la determinación del grado de criticidad de cada uno de los equipos y líneas del sistema de la planta de inyección de aguas de formación, calculando la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma, donde posteriormente estos resultados se cruzarán en la matriz de criticidad y así se determinará el nivel de riesgo de cada elemento.

Como resultado se obtendrá un programa de integridad basado en procedimientos de inspección y mantenimiento que cumple con los estándares internacionales, garantizando la confiabilidad y mantenibilidad de los distintos elementos de la planta de inyección de aguas de formación, basándose en la información existente y la adicional que se requiera con la cual se pueda determinar las actividades planteadas para cada equipo.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALAGUA**

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

El campo Palagua fue descubierto por la compañía Texas Petroleum Company en el año de 1954, con la perforación del pozo Palagua-1. La perforación de este pozo comenzó el 4 de noviembre de 1954, y alcanzó una profundidad de 5774', fue completado el 30 de noviembre del mismo año como productor de petróleo de la formación Guaduas, produciendo en la prueba oficial 427 BOPD (*Barriles de crudo diarios*) y un °API (*gravedad API*) de 18.2. La Concesión Palagua 638 otorgada a la Texas Petroleum Company inició el periodo de explotación comprendido entre el 8 de noviembre de 1956 hasta el 7 de noviembre de 1986, fecha en la cual fue entregado y administrado por ECOPETROL hasta el año 2001.

Entre los años 1991 y 1992 ECOPETROL perforó los pozos Palagua-194 y Palagua-195 completando un total de 188 pozos terminados oficialmente, de los cuales para esa fecha (88 eran pozos activos, 22 productores inactivos, 4 inyectores de agua, y 74 abandonados definitivamente).

Continuando con la estrategia de aumento de la producción del Campo Palagua en 1992 se realizó un proyecto basado en un piloto de inyección de vapor en 5 pozos del bloque 145, obteniendo regulares resultados debido a un incremento considerable del corte de agua en los pozos asociados al proyecto piloto.

En el año de 1994 se construye y coloca en funcionamiento la Planta de Inyección de Aguas residuales (PIA), con capacidad para 12000 bls.

Para el año 2000 y teniendo en cuenta los procesos de adjudicación de campos para producción incremental adelantado por ECOPETROL, se firma el Contrato de Producción Incremental (CPI) Palagua con la Unión Temporal Ismocol – Joshi –

Parko (UT-IJP), el cual fue realizado el 20 de diciembre de 2000. La ejecución del contrato inicio el 14 de Julio del 2001 momento en el cual la Unión Temporal asumió las funciones de Operador del CPI PALAGUA y que a la fecha continúa desarrollando.

En el segundo semestre del año 2003 se culminó la perforación por parte de la Unión Temporal IJP de tres pozos de desarrollo (Perforación direccional) con el fin de llegar a zonas del yacimiento existente que hasta el momento no habían sido drenadas. Estos requisitos de perforación direccional estaban incluidos dentro del programa de inversiones que debía realizar la empresa operadora UT-IJP dentro del contrato de producción incremental. Los pozos perforados con esta técnica fueron el P-196 completado oficialmente en mayo 4 del 2003, el P-197 completado oficialmente en Julio 25 del 2003 y el P-198 completado oficialmente en junio 19 del 2003.

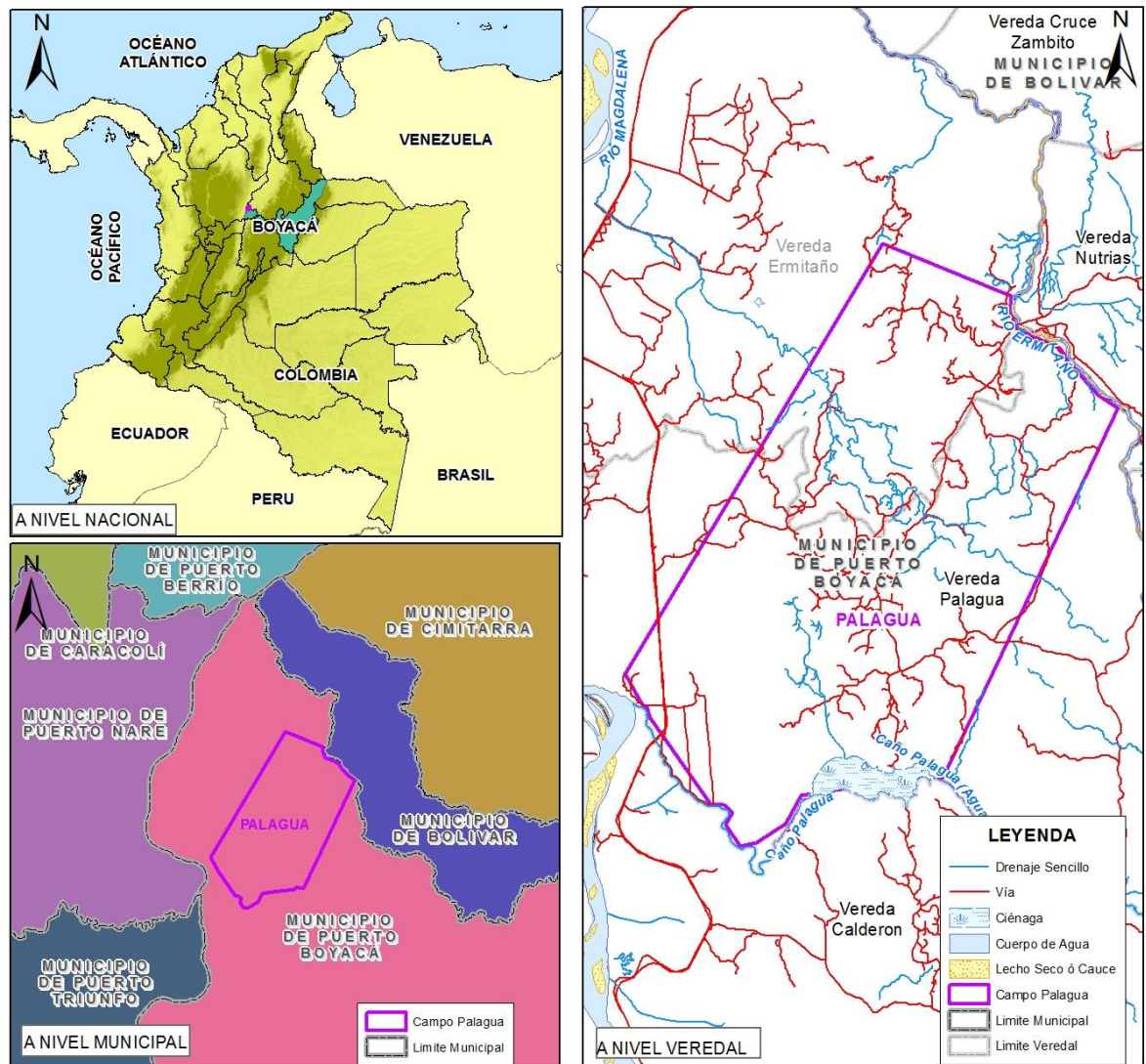
En promedio diario, durante el año 2016 la producción de aceite ha sido de 6.669 barriles y de 10.298 de barriles de agua de formación inyectados.

## **1.2 UBICACION DEL CAMPO**

El campo Palagua se encuentra ubicado en la vereda Palagua, jurisdicción del Municipio de Puerto Boyacá, Departamento de Boyacá. Su principal acceso es por la carretera denominada Troncal de la Paz, a 35 km. de la

cabecera Municipal. La altura promedio es 137 m sobre el nivel del mar. El campo se ubica a 7 Km al oriente de la Estación Vasconia de ECOPETROL y al norte de la Ciénaga Palagua, principal recurso hídrico local. En la Figura 1 se presenta esquemáticamente la ubicación regional del campo Palagua.

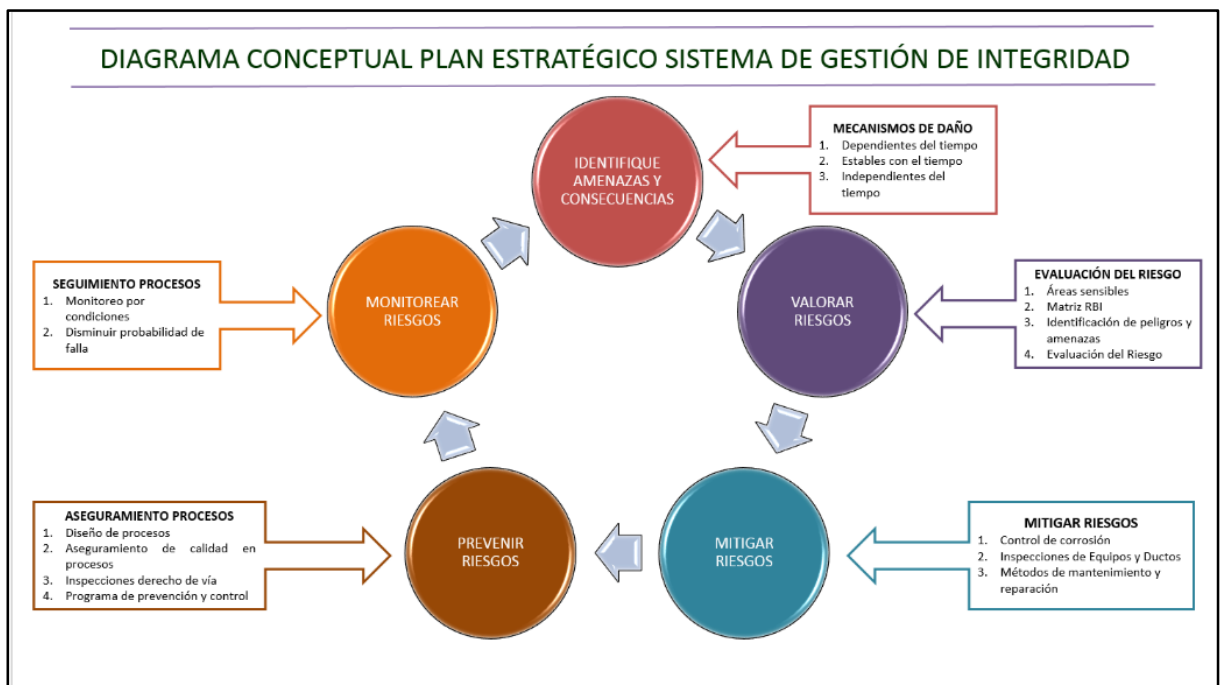
*Figura 1: Localización General del Campo Palagua*



### 1.3 PLAN ESTRATÉGICO

La UT-IJP teniendo en cuenta la estrategia del negocio requiere implementar un programa de preservación de activos bajo la concepción del Gerenciamiento de Integridad de Equipos Estáticos, basándose en la filosofía de identificación, inspección, diagnóstico, monitoreo, prevención y control de los riesgos presentes en el campo, el cual le permitirá determinar el estado de la integridad mecánica en que se encuentran los equipos, predecir su comportamiento, programar las actividades basado en la criticidad y usar de manera óptima los recursos asignados, permitiendo a la organización el compromiso para el cumplimiento de los objetivos estratégicos.

*Figura 2: Diagrama conceptual Plan Estratégico de Gerenciamiento de Equipos Estáticos*

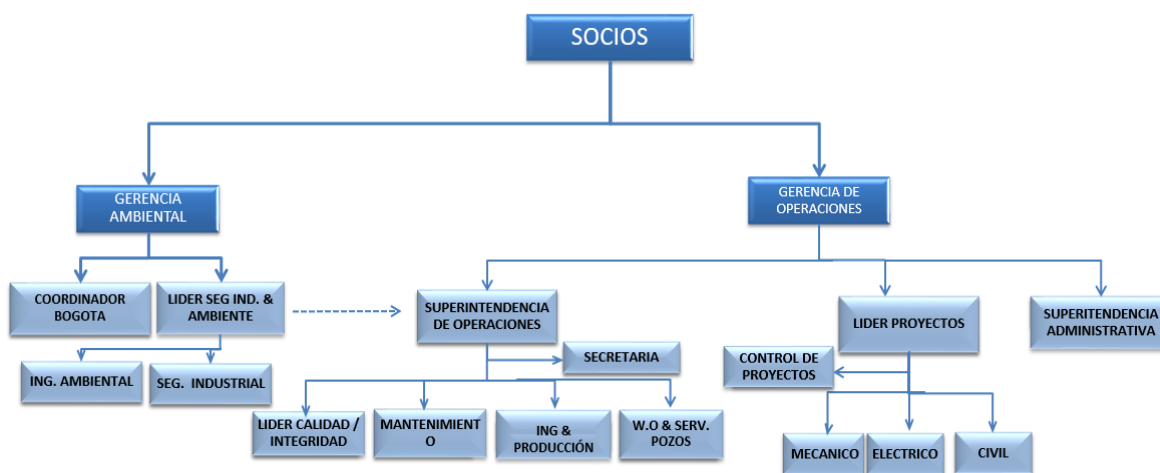


## 1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL UT-IJP

La Unión Temporal UT-IJP dentro de su organización para el desarrollo de las actividades propias de la operación, es dirigida por los socios del contrato de producción incremental CPI. Para el apoyo de las actividades se cuenta con dos gerencias, la gerencia ambiental que se encarga de la dirección de todos los procesos asociados al plan de manejo ambiental del campo y la gerencia operativa que dirige todos los procesos técnicos asociados a las etapas de extracción, recolección y transferencia en custodia del crudo producido en Campo Palagua.

La gerencia operativa en su afán de asegurar todos los procesos productivos del Campo Palagua cuenta con el apoyo técnico de los departamentos de producción, mantenimiento e integridad, este último encargado de minimizar las frecuencias de fallas de los equipos y de mitigar todos los mecanismos de falla asociados a los procesos. La descripción operativa del campo se muestra en la figura 3.

Figura 3: Organigrama UT-IJP



## **1.5 TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACION**

El tratamiento inicial al que eran sometidas las aguas residuales aceitosas generadas en la producción del campo Palagua, consistía en sistemas aeróbicos a través de piscinas de óxido-reducción que permitían reducir temperatura, oxigenar el agua y el control de algunos parámetros fisicoquímicos. El vertimiento final del sistema se realizaba por medio de una tubería que conducía el agua tratada hasta el Río Magdalena. Este procedimiento se practicó hasta el año 1994, cuando por exigencias de autoridades ambientales y en concertación, se tomó la decisión implementar la inyección del agua residual industrial en formaciones que fueron petrolíferas a través de pozos reconvertidos a inyectores seleccionados teniendo en cuenta la porosidad, permeabilidad característica de confinamiento del yacimiento. Para el tratamiento del agua producida, se construyó la Planta de Inyección de Aguas Residuales, la cual posee tanque estabilizador, un tanque desnatador, dos trenes de filtros y un tanque de cabeza hidrostática que alimenta las cuatro bombas de inyección y líneas de conducción hacia los pozos inyectores.

Con la puesta en funcionamiento de esta planta en el año 1994 y de acuerdo a la resolución No. 0262 del 16 de marzo de 2007 se otorga finalmente en ese año el permiso de inyección de agua de formación producida en Campo Palagua. Entre los años de 1994 y 2007 se aprobaban permisos temporales que permitían realizar esta inyección de agua realizándole un tratamiento previo antes de la inyección.

Con la emisión de la resolución 2386 de 18 de diciembre de 2013, Corpoboyacá renovó el permiso de reinyección de aguas de producción del Campo Palagua, en los pozos disposal (P-097, P-120, P-121, P-026) y, en los inyectores (P-194, P-195) con un caudal promedio de 11.626 barriles día de agua tratada.

Los Campos Palagua y Caipal durante el año 2016 ha producido en promedio aproximadamente 10.300 BWPD que requieren de un manejo adecuado y efectivo.

El agua de producción es el resultado de la deshidratación del crudo la cual es retirada de los separadores de prueba y general, de los tratadores térmicos y de los tanques de almacenamiento en la Batería No. 1 y en las Estaciones 2 y 4. Estos equipos de deshidratación del crudo tienen implementados controladores de nivel en la interface agua-aceite, los cuales accionan las válvulas de control que permiten el retiro del agua aceitosa o emulsionada. Toda el agua residual de la operación llega al sistema de tratamiento de agua residual por el separador API General de aceite-agua ubicado cerca de la planta de inyección de aguas.

*Figura 4: Planta de inyección de agua - PIA*



A continuación, se describe cada uno de los elementos previos antes de iniciar el proceso de tratamiento en la Planta de inyección de aguas de formación.

**1.5.1 Separador API General Agua – Aceite.** A este punto llega el volumen total

del agua residual del campo desde la Batería 1 y las Estaciones 2, 4 y Caipal. Su función principal es la de eliminar la mayor cantidad de grasas, aceites, sólidos asociados a la producción de petróleo todavía presentes en el mismo, las natas son recolectadas en un cárcamo auxiliar y de ahí enviadas con bomba centrífuga a un tanque destinado para recibir dichas natas con el objeto de ser nuevamente enviadas a producción. Los sólidos precipitados por la acción de productos químicos son retirados en los mantenimientos programados para tal fin y transportados hacia el patio de biorremediación para su almacenamiento y posterior tratamiento.

*Figura 5: Separador API General*



**1.5.2 Bomba Dosificadora de Coagulante.** Se encuentra ubicada en el separador API general agua - aceite, su función es inyectar coagulante que permite el agrupamiento de partículas en suspensión.

**1.5.3 Bomba dosificadora de Floculante.** Se encuentra ubicada en el separador API general agua - aceite, su función es inyectar floculante para favorecer la precipitación de partículas en suspensión.

*Figura 6: Bomba dosificadora de químicos*



*Fuente: Unión Temporal IJP – Operador Campo Palagua-Caipal*

**1.5.4 Foso 100.** A este compartimiento llega el agua por rebose inferior separador API general agua - aceite, para mantener un nivel estable que sirva de succión a las bombas de transferencia P-100 A/B/C.

**1.5.5 Bombas de transferencia P-100 A/B/C.** Estas bombas transfieren el agua desde el foso-100 al tanque estabilizador (TK-100) de capacidad de 5.000 barriles. Son accionadas por motores eléctricos y sus controles (manual o automático) se ubican en el tablero eléctrico adyacente. La señal para su operación automática es a través de un control de nivel con flotador ubicado en el foso-100. En el tablero de control eléctrico se selecciona una de las bombas P-100 A/B/C donde dos de estas

se encontrarán disponibles para trabajar como principales y la tercera estará disponible para actuar en segunda instancia en caso de incrementarse el volumen de agua que llega al foso-100 o cuando se presente una falla en alguna de las anteriores. La bomba que no fue seleccionada como principal permanece en “Stand-By” para prever cualquier eventualidad. En su línea principal de descarga se inyecta inhibidor de corrosión y de incrustaciones.

*Figura 7: Bombas P-100 A/B/C*



**1.5.6 Bomba dosificadora de inhibidor de corrosión y de incrustaciones.** Se encuentra localizada en la parte inicial de la planta, cerca de su tablero eléctrico, e inyecta inhibidor de corrosión antes de que el agua entre al tanque estabilizador TK-100.

**1.5.7 Piscina Intermedia.** Está ubicada cerca al separador API general y se utiliza como soporte de almacenamiento de agua en casos de contingencia, ya sea por problemas operativos (por ejemplo: ruptura ó polilla en la línea suministro a los pozos inyectoros) o por mantenimientos programados.

Cuando el nivel supera los 0.80 metros se procede a transferir el agua al separador API utilizando una bomba centrífuga auxiliar que se tiene instalada para tal fin.

*Figura 8: Piscina intermedia*



*Fuente: Unión Temporal IJP – Operador Campo Palagua-Caipal*

## 2. PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION – PIA

En la planta se realizan una serie de procesos tanto químicos como físicos, con el fin de mantener los parámetros de control dentro de las condiciones necesarias para la protección de los pozos receptores y de los equipos que conforman el sistema, los cuales se listan a continuación.

*Tabla 1: Equipos sistema de inyección - PIA*

| ITEM | NOMBRE                | CLASIFICACION<br>EQUIPO | DESCRIPCION                                       |
|------|-----------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|
| 1    | TK-100-5000           | ESTATICO                | Tanque estabilizador de Capacidad 5.000 Bls       |
| 2    | TK-101-1500           | ESTATICO                | Tanque Desnatador de Capacidad de 1.500 Bls       |
| 3    | TK-102-500            | ESTATICO                | Tanque Succión de Filtros de Capacidad de 500 Bls |
| 4    | F1-150                | ESTATICO                | Filtro Cascara de Nuez                            |
| 5    | F2-150                | ESTATICO                | Filtro Antracita                                  |
| 6    | F3-150                | ESTATICO                | Filtro Cascara de Nuez                            |
| 7    | F4-150                | ESTATICO                | Filtro Antracita                                  |
| 8    | P-101 A               | ROTATIVO                | Bombas alimentadoras Desnatador                   |
| 9    | P-101 B               | ROTATIVO                | Bombas alimentadoras Desnatador                   |
| 10   | P-101 C               | ROTATIVO                | Bombas alimentadoras Desnatador                   |
| 11   | P-104 A               | ROTATIVO                | Bomba alimentadora de filtros                     |
| 12   | P-104 B               | ROTATIVO                | Bomba alimentadora de filtros                     |
| 13   | P-104 C               | ROTATIVO                | Bomba alimentadora de filtros                     |
| 14   | P-109 A               | ROTATIVO                | Bomba hacia pozos inyectoras                      |
| 15   | P-109 B               | ROTATIVO                | Bomba hacia pozos inyectoras                      |
| 16   | P-109 C               | ROTATIVO                | Bomba hacia pozos inyectoras                      |
| 17   | P-109 D               | ROTATIVO                | Bomba hacia pozos inyectoras                      |
| 18   | TUBERIA DE<br>PROCESO | ESTATICO                | Tuberías de proceso dentro de la PIA              |

La PIA opera actualmente con un caudal promedio de 10.300 barriles de agua por día con una presión de 850 libras / pulgada cuadrada, inyectando en la formación Tuné a una profundidad entre 2800 y 3100 pies.

A continuación, se presentan los diferentes elementos que componen la planta de inyección, describiéndose la función que cumplen y las generalidades de cada uno de ellos; en el anexo A se presentan sus fichas técnicas correspondientes.

## **2.1 TANQUE ESTABILIZADOR (TK-100)**

Tanque soldado con una capacidad de 5.000 Bls. Su función es almacenar y darle residencia al agua que proviene del foso 100 para que exista una mezcla homogénea de los productos químicos adicionados con anterioridad, de esta manera se estabiliza el agua, lo cual facilita la decantación de sólidos y la separación de aceites y grasas.

*Figura 9: Tanque estabilizador TK-100*



## 2.2 TANQUE DESNATADOR (TK-101)

Tanque soldado con una capacidad de 1500 Bls. Tiene una bota de gas a la entrada en donde se liberan la mayor cantidad de gases disueltos en el agua. El mecanismo remoción de grasas y aceites es por flotación, y para mejorar su eficiencia está provisto internamente de un anillo difusor de gas ubicado a 1.5 metros del fondo con un sistema de micro burbujas, cuya función es arrastrar las grasas hasta la parte superior retirando la mayor cantidad posible por la línea de desnate; esto con el fin de aliviar el trabajo del sistema de filtración, mejorar la calidad del tratamiento y evitar el taponamiento de la formación receptora.

*Figura 10: Tanque desnatador TK-101*



## 2.3 TANQUE DE SUCCION DE FILTROS (TK-102)

Tanque soldado con una capacidad de 500 Bls, su función principal es darle la columna hidrostática positiva requerida para la succión de las bombas P-104 A/B/C cuya función es enviar el fluido hacia los filtros.

*Figura 11: Tanque de succión de filtros*



*Fuente: Unión Temporal IJP – Operador Campo Palagua-Caipal*

## 2.4 TREN DE FILTROS

*Figura 12: Tren de filtros*



Reciben el agua de las bombas P-104 A/B/C. Su función es la de retener la mayor cantidad posible de aceites y sólidos que lleguen a los filtros. Para que el trabajo sea más eficiente, la pérdida de presión desde la entrada y la salida no debe ser mayor de 5 psi, una diferencia mayor indica colmatación del lecho y se debe realizar el proceso de retrolavado. Su presión de operación máxima es de 100 psi, y están

diseñados para una eficiencia de remoción de sólidos 85% a velocidades de filtrado de 3 a 5 gpm.

## **2.5 BOMBAS P-100 A/B/C**

La función de estas bombas es transferir el agua desde el API General al tanque estabilizador (TK-100). La señal para su operación automática es a través del tablero PLC y de acuerdo al nivel del tanque estabilizador. Cada bomba tiene una capacidad de desplazamiento nominal de 300 gpm.

Teniendo como base el volumen de agua que llega al foso 100, actualmente solo se requiere de la operación de 2 bombas; la tercera bomba se mantiene en Stand-by como relevo.

## **2.6 BOMBAS P-101 A/B/C**

*Figura 13: Bombas P-101 A/B/C*



Estas bombas transfieren el agua del tanque estabilizador TK-100 al tanque desnatador TK-101. La señal para su operación automática es a través tablero PLC

y de acuerdo al comportamiento de los niveles de los tanques, opera una, dos o las tres bombas.

## **2.7 BOMBAS P-104 A/B/C**

La señal para la operación de las bombas P-104 A/B es automática a través del tablero PLC y de acuerdo al comportamiento de los niveles tanque de succión de filtros (TK-102), opera una o las dos bombas. La bomba P-104 C se emplea para la operación del retrolavado de los filtros y permanece en stand by del sistema ya que las válvulas de succión y descarga en el múltiple permiten alternar su funcionamiento en caso de que se presente una eventual falla de alguna del grupo de bombas P-104.

*Figura 14: Bombas P-104 A/B/C*



## **2.8 BOMBAS P-109 A/B/C/D**

Son bombas de desplazamiento positivo marca FWI (Frank Wheatley Pump International) y son las encargadas de bombear el agua hacia los pozos inyectoros. Normalmente trabajan dos (2) bombas simultáneamente, y las otras dos (2) se encuentra en Stand-by.

*Figura 15: Bombas P-109 A/B/C*



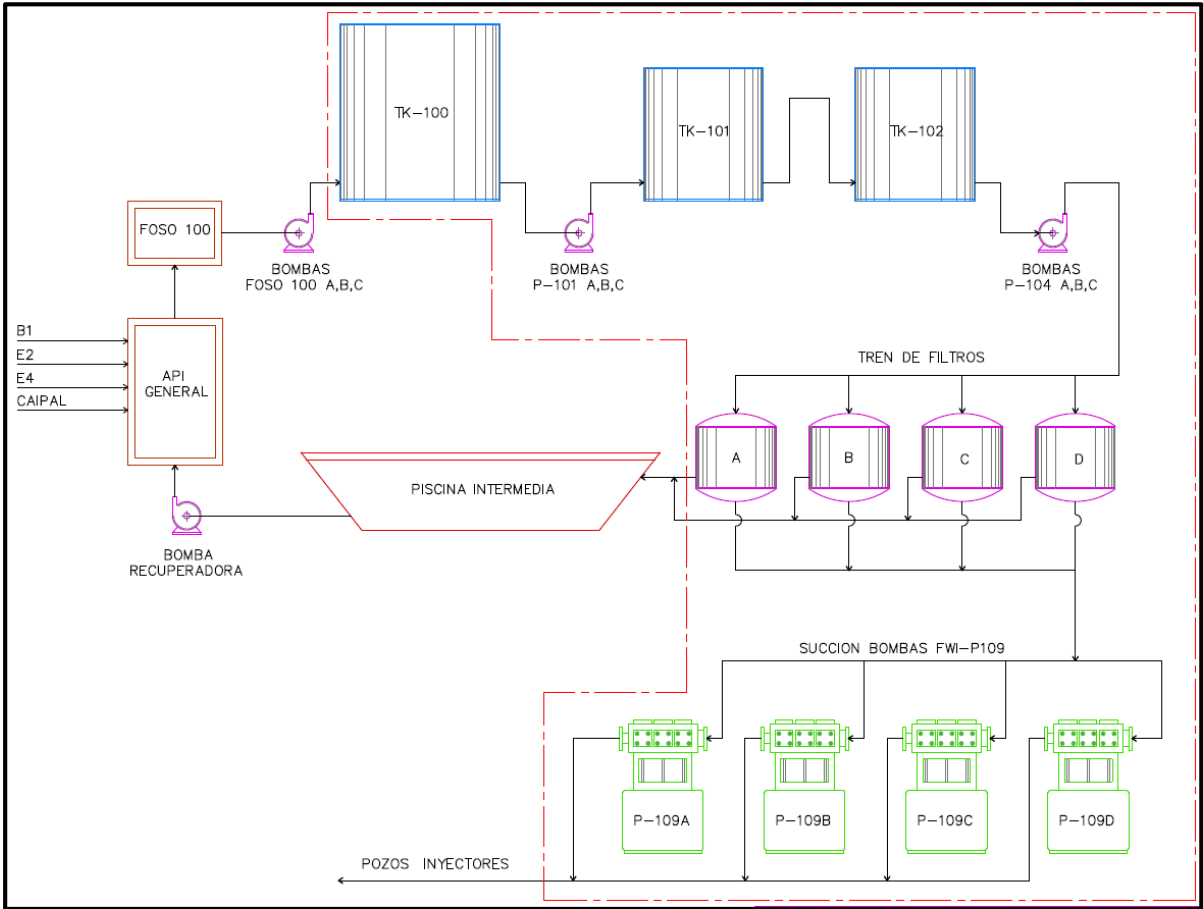
## **2.9 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)**

El control del proceso de encendido y apagado de bombas, así como las señales de los sensores de nivel, opera de forma automatizada a través de una lógica programada estructurada en un controlador tipo (PLC) encargado de todo el proceso de planta de inyección de aguas de formación PIA.

El PLC está programado para que controle la operación de las bombas de transferencia entre tanques, por medio del control de niveles de llenado por sensores.

Finalmente, después de ser tratada el agua de formación y de cumplir plenamente con los parámetros adecuados para no generar daños a la formación receptora el agua es reinyectada nuevamente al yacimiento por medio de los pozos reconvertidos a inyectoros P-026, P-097, P-120, P-194 y P-195.

Figura 16: Proceso planta de inyección de agua - PIA



### **3. PLANIMETRIA DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION**

Teniendo en cuenta la necesidad de identificar los equipos de procesos como las tuberías que intervienen en los mismos se realiza el levantamiento topográfico de la planta de inyección de aguas de formación – PIA y se generan los diagramas de procesos P&D.

Estos planos generados a partir de los levantamientos topográficos se muestran en el Anexo B.

#### **3.1 VISTA 3D PLANTA DE INYECCION DE AGUA – PIA**

La vista en 3D de la Planta de Inyección de Aguas de formación PIA, ilustra el proceso y la ubicación de cada uno de sus equipos y tuberías generado a partir del levantamiento topográfico previo y modelado en AutoCAD.

#### **3.2 PID-PIA-01 ALMACENAMIENTO Y BOMBAS DE FILTROS**

El proceso de almacenamiento y proceso de mejoramiento de la calidad del agua de formación para la posterior inyección se puede observar en el PID-PIA-01 el cual muestra el inicio del proceso de la PIA cuando ingresa el agua de formación proveniente del foso 100 al tanque estabilizador TK-100; posteriormente con la ayuda de las bombas P-101 A/B/C se envía el agua hacia el tanque desnatador TK-101 y tanque de succión de filtros TK-102. Este último básicamente sirve de cabeza de succión para las bombas P-104 A/B/C que transfieren el fluido hacia los filtros de Antracita y cascara de nuez.

### **3.3 PID-PIA-02 PROCESO DE FILTRADO PIA**

El funcionamiento de los filtros se fundamenta en la capacidad de los elementos granulares como la antracita y la cascara de nuez de retener las pequeñas partículas suspendidas en el agua de producción consideradas como contaminantes.

El sistema de filtración está integrado por dos cuerpos filtrantes en paralelo con el objeto de no detener la producción cuando, por haberse alcanzado la colmatación del manto, es necesario realizar el lavado del mismo. Las unidades cuentan con un sistema de control que permite realizar el proceso de retrolavado de los mismos y desalojar los elementos contaminantes ya colmatados el cual se realiza de forma manual.

### **3.4 PID-PIA-03 SISTEMA DE BOMBEO HACIA POZOS**

Finalmente, para el proceso de inyección de aguas de formación después de realizarle todos los procesos del mejoramiento de la calidad del agua, la PIA cuenta con 4 bombas en paralelo de pistón marca FWI (FRANK WHEATLEY INC) las cuales funcionan de acuerdo a los requerimientos programados en el PLC y teniendo en cuenta los niveles de almacenamiento del tanque estabilizador TK-100.

#### **4. DEFINICION DE LAS ZONAS DE ALTA CONSECUENCIA DE LA PIA**

Teniendo en cuenta los riesgos asociados a la operación y transporte de productos o subproductos generados de la separación y deshidratación del crudo la empresa UTIJP adopto un modelo de áreas de alta consecuencia HCA teniendo en cuenta la valoración del riesgo de la siguiente manera:

- a) La valoración de la consecuencia debe identificar y determinar las áreas, que pueden ser afectadas directa (Sobre el derecho de vía) o indirectamente (Fuera del derecho de vía).
- b) En todos los casos se deben establecer los potenciales volúmenes de derrame de líquidos peligrosos y deben calcularse considerando el componente dinámico y estático de la operación.
- c) La extensión de estas áreas afectadas debe determinarse con modelamientos que consideren topografía, tipo de suelo e hidrología considerando cuencas hidrográficas, afluentes de ríos y su velocidad entre otros. La extensión de estas áreas dependerá del tiempo de respuesta para contener el derrame.
- d) El análisis de riesgo de cada área debe establecer la priorización de la valoración de la consecuencia y así establecer prioridades de mitigación, monitoreo y prevención.

##### **4.1 IDENTIFICACION DE AREAS DE ALTA CONSECUENCIA**

Para la definición de estas áreas de alta consecuencia se deben considerar aspectos como:

- a) La densidad de población.
- b) Número de unidades habitacionales.
- c) Áreas recreativas y lugares públicos.
- d) La cantidad y calidad de recursos naturales (áreas ambientalmente sensibles, áreas con especies en peligro de extinción, entre otras).
- e) Boca tomas y pozos de acueductos utilizados para consumo humano.
- f) Planes de ordenamiento territorial.
- g) Instalaciones industriales.
- h) Las licencias ambientales.
- i) Requisitos y prescripciones establecidas por las entidades competentes y regulaciones nacionales vigentes.
- j) Vías navegables, vías férreas, autopistas, carreteras nacionales.

La identificación del impacto en áreas de alta consecuencia incluye acceder a la información que permite reconocer a estas áreas en un mapa, trazando sobre éste el sistema de equipos y tuberías y determinando en qué lugares una falla podría afectar las áreas de alta consecuencia, lo cual facilita la toma de decisiones en los planes de gerenciamiento de integridad en la UTIJP.

La ubicación de las zonas de alta consecuencia puede cambiar con el tiempo debido a cambios en los datos de poblaciones y recursos ambientales, por lo cual debe actualizarse sobre una base anual. Se debe prestar especial atención a las invasiones de derecho de vía.

Las zonas de impacto de las áreas de alta consecuencia varían en tamaño y complejidad, por lo tanto, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos para estimarlas:

- 1) Las consecuencias en la salud y seguridad en el evento que se presente un derrame incluyendo la posible necesidad de evacuación.
- 2) La naturaleza y características del producto o productos transportados.
- 3) Las condiciones de operación de los equipos y tuberías (presión, temperatura, caudal, entre otros).
- 4) La topografía del terreno asociado a las áreas de alta consecuencia y a los segmentos de tuberías o ubicación de equipos.
- 5) El gradiente hidráulico de la tubería.
- 6) El diámetro de los equipos o tuberías, el volumen potencial de derrame y la distancia entre válvulas de seccionamiento o válvulas de corte.
- 7) La confiabilidad y exactitud del sistema de medición y de detección de fugas.
- 8) El tipo y característica del área de altas consecuencias que es cruzada por los equipos o segmentos de tuberías que se encuentren en su proximidad.
- 9) Las potenciales rutas, caminos, senderos, entre otros., entre la tubería y las áreas de alta consecuencia.
- 10) Las potenciales fuerzas naturales inherentes al área (zonas de inundación, deslizamientos de terreno, zonas de terremotos, áreas de hundimiento, entre otros).
- 11) La capacidad de respuesta (tiempo de detección, confirmación y localización de una fuga, tiempo y naturaleza de la respuesta, entre otros).

#### **4.2 USO DE LA INFORMACION SOBRE AREAS DE ALTA CONSECUENCIA**

La información relacionada con las áreas de alta consecuencia es fundamental para el programa de gestión de la integridad de Campo Palagua, por lo tanto, se deben desarrollar basadas en los siguientes aspectos:

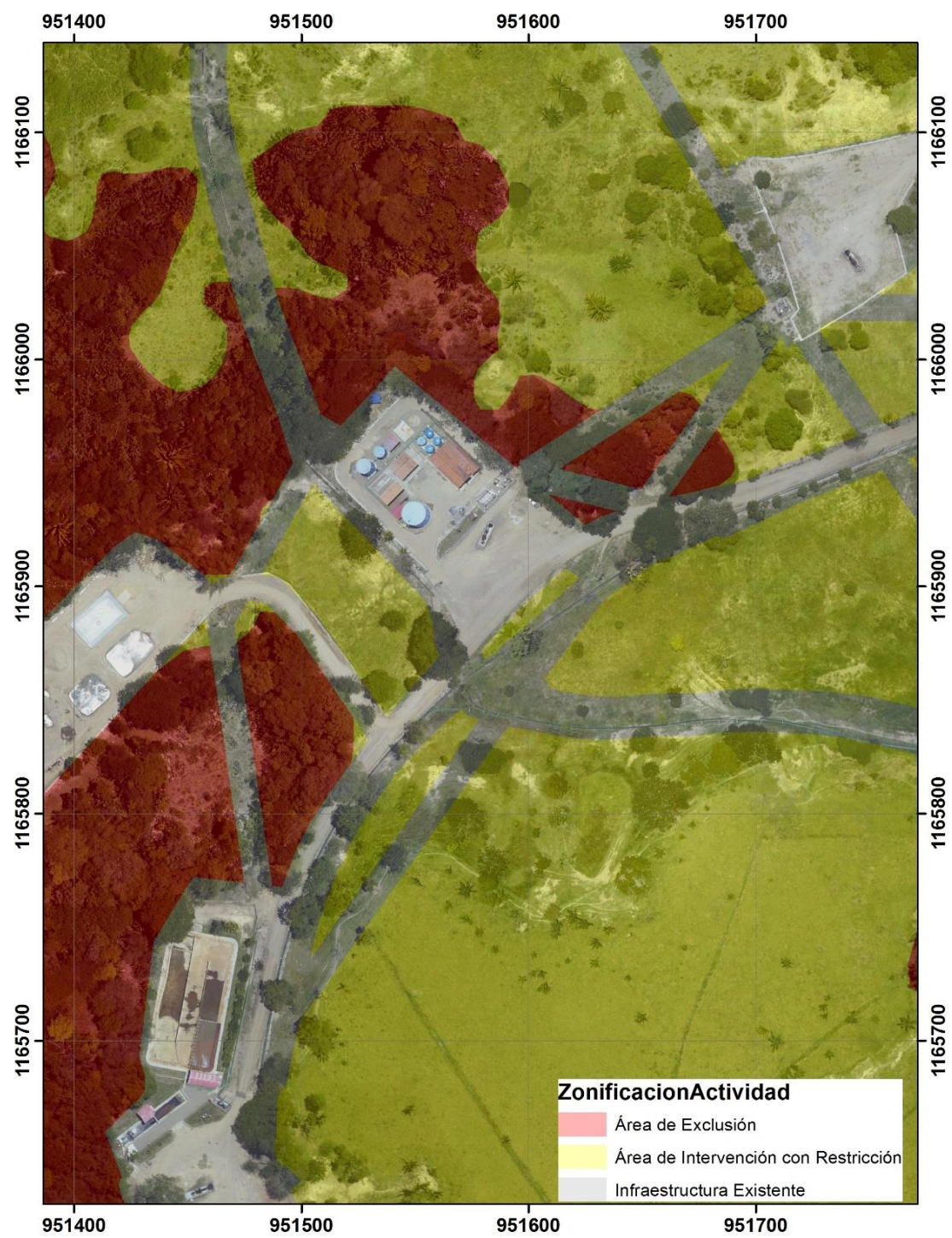
- a) Valoración de riesgos.
- b) Inspección y mitigación.
- c) Programas de manejo de las comunidades.
- d) Localización de posibles válvulas principales sobre las líneas.
- e) Modelamiento de sistema de respuesta de emergencias.
- f) Programas de prevención del daño.
- g) Programas de manejo ambiental.

#### **4.3 AREAS DE ALTA CONSECUENCIA ADYACENTES A LA PIA**

Teniendo en cuenta todos los aspectos relacionados para la determinación de las áreas de alta consecuencia la Unión Temporal IJP zonificó el campo Palagua en áreas sensibles de acuerdo a su plan de manejo ambiental. Esta zonificación tuvo en cuenta parámetros legales, ambientales, poblacionales, entre otros. El resultado de esa zonificación para la PIA, que es el área de interés de este estudio se muestra en la siguiente imagen.

La fotografía aérea muestra las áreas de alta consecuencia en color rojo, lo que indica que para este estudio en particular solo se tendría afectaciones ambientales en el escenario que ocurriera una pérdida de contención del fluido de los equipos o tuberías dentro de la PIA.

Figura 17: Áreas de alta consecuencia adyacentes a la PIA



## **5. INSPECCION BASADA EN RIESGO RBI**

La Inspección Basada en Riesgos (RBI) es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales (mecanismos de daño), los cuales pueden comprometer la integridad de un equipo o planta de proceso, valiéndose del riesgo como una herramienta para priorizar y organizar los programas de inspección.

La práctica recomendada, API RP 581, Metodología de Inspección Basada en Riesgo, proporciona procedimientos cuantitativos para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en el riesgo para recipientes a presión, tuberías, tanques de almacenamiento, dispositivos de alivio de presión (PRD) y haces de tubos de intercambio de calor. También proporciona la orientación para el desarrollo de programas de inspección basada en el riesgo (RBI) en equipos de refinación, petroquímica, plantas de proceso químico y plantas de producción de petróleo y gas.

El cálculo de riesgo descrito en la práctica recomendada API RP 581 involucra la determinación de la frecuencia de falla (POF) combinada con la consecuencia de falla (COF). Falla es definido como la pérdida de contención de un equipo o tubería que dé como resultado una fuga del producto almacenado a la atmosfera.

El riesgo aumenta a medida que el daño se acumula durante la operación en servicio al acercarse la tolerancia al riesgo o al objetivo de riesgo y se recomienda una inspección de efectividad suficiente para cuantificar mejor el estado de daño del componente. La propia acción de inspección no reduce el riesgo; Sin embargo, reduce la incertidumbre y por lo tanto permite una cuantificación más precisa del daño presente en el componente.

## 5.1 PROBABILIDAD DE FALLA (POF)

En la práctica recomendada se utilizan dos métodos de cálculo de POF (Probabilidad de falla); El método de frecuencia de fallo genérico (GFF) y un método de distribución de dos parámetros de Weibull. El método GFF se utiliza para predecir la probabilidad de pérdida de contención de falla del equipo en la frontera de presión.

La probabilidad de falla está definida por la siguiente ecuación:

$$P_f(t) = gff \cdot F_{MS} \cdot D_f(t) \quad [1]^4$$

La probabilidad de falla está dada en función del tiempo, y está determinada como el producto de la frecuencia de falla genérica ( $gff$ ), el factor de daño ( $D_f$ ) y el factor del gerenciamiento del sistema ( $F_{MS}$ ).

**5.1.1 Frecuencia de falla genérica.** La frecuencia genérica de falla (GFF) para diferentes tipos de equipos se establece con un valor representativo de los datos de falla en la industria petroquímica y de refinación. La GFF es la frecuencia de falla estadística de ocurrencia de un daño que se puede generar por la exposición al entorno operativo y está definida para varios tamaños de orificios en diversos tipos de equipos de proceso.

Se designan tamaños de orificios de fuga y una frecuencia de falla asociada en la metodología para modelar escenarios de liberación. Se usan cuatro tamaños de orificios para modelar los escenarios de liberación que abarcan una gama completa

---

<sup>4</sup> [1] **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

de eventos (es decir, desde fugas pequeñas hasta ruptura).

**5.1.2 Factor del sistema de Gestión.** El factor de sistemas de gestión ( $F_{MS}$ ), es un factor de ajuste que explica la influencia del sistema de gestión de la integridad mecánica del equipo de la planta. Este factor explica la probabilidad de que el daño acumulado que puede resultar en una pérdida de contención se pueda identificar antes de su ocurrencia.

El factor también es un indicador de la calidad de los programas de gestión de seguridad y de integridad mecánica de una instalación. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de los sistemas de gestión de instalaciones o equipos que afectan el riesgo de la planta.

**5.1.3 Factores de daño ( $D_f$ ).** El ( $D_f$ ) se determina en base a los mecanismos de daño aplicable relevante para los materiales de construcción y el servicio de proceso, la condición física del componente y las técnicas de inspección utilizadas para identificar el daño. El ( $D_f$ ) modifica la frecuencia genérica de falla de la industria y lo hace específico para el componente o equipo bajo evaluación.

Los mecanismos de daño más frecuentes en la industria son los siguientes:

- a) Pérdida de espesor interna (tanto general como local)
- b) Daño en el revestimiento
- c) Daño externo (adelgazamiento y agrietamiento)
- d) Fisuras por stress corrosión cracking (SCC)
- e) ataque de hidrógeno a alta temperatura (HTHA)
- f) Fatiga mecánica (sólo tubería)
- g) Fractura frágil, incluyendo fracturas frágiles a baja temperatura

## 5.2 CONSECUENCIA DE FALLA (COF)

La pérdida de contención de fluidos peligrosos de tuberías o equipos presurizados puede afectar a equipos circundantes, lesiones graves a las personas, pérdidas de producción e impactos ambientales no deseables.

La consecuencia de falla es una pérdida de confinamiento se determina utilizando técnicas de análisis de consecuencias y se expresa como un área de impacto afectada o en términos financieros. Se cuantifican las áreas de impacto de eventos tales como piscinas de fuegos, fuego espontáneo, bolas de fuego, chorros y explosiones de nubes de vapor, basadas en los efectos de la radiación térmica, de la sobrepresión en el equipo y el personal circundantes.

Además, se utilizan métodos de análisis de la dispersión de las nubes de vapor para cuantificar la magnitud de las emisiones inflamables y determinar la extensión y duración de la exposición del personal a las emisiones tóxicas.

Los árboles de eventos se usan para evaluar la probabilidad de cada uno de los resultados del evento y proporcionar un mecanismo para probar la ponderación de las consecuencias de la pérdida de contención de fluidos peligrosos, genéricos o de referencia.

El análisis de las consecuencias evalúa las consecuencias de las emisiones peligrosas para una cantidad limitada de fluidos de referencia. Se debe utilizar el fluido de referencia que se aproxima al punto de ebullición normal y al peso molecular del fluido contenido en el equipo de proceso.

El área de consecuencia inflamable se determina entonces a partir de una expresión polinomial simple que es una función de la magnitud de liberación.

Para cada tamaño de orificio de fuga (1/4", 1", 4" y mayores a 4" considerado como ruptura total), las velocidades de liberación se calculan en base a la fase del fluido. Estas liberaciones se utilizan entonces en forma cerrada para determinar la consecuencia inflamable.

El análisis de las consecuencias se realiza en función del fluido de referencia y la magnitud de la liberación. En estos análisis, las principales consecuencias se asociaron con las piscinas de fuego para liberaciones de líquidos y explosiones de nubes de vapor.

Las probabilidades de ignición, probabilidades de encendido retardado y otras probabilidades en el árbol de eventos se seleccionaron basándose en la opinión de expertos para cada uno de los fluidos de referencia y tipos de liberación (es decir, continua o instantánea). Estas probabilidades son constantes e independientes de la velocidad de liberación o masa.

$$CA = a \cdot X^b \text{ [2]}^5$$

Los valores de las variables a y b de la ecuación se proporcionan para los fluidos de referencia contemplados dentro de la norma API PR 581 Si la liberación del fluido es constante y continua (como en el caso de tamaños de orificios pequeños), la velocidad de liberación se utiliza para X en la ecuación.

Sin embargo, si la liberación se considera instantánea (por ejemplo, como resultado de una ruptura de un recipiente o tubería), la masa de liberación se utiliza para X en

---

<sup>5</sup> [2] **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

la ecuación. La transición entre una liberación continua y una liberación instantánea se define como una liberación cuando más de 4.536 kg (10.000 libras) de masa de fluido escapa en menos de 3 minutos.

Las áreas finales de las consecuencias inflamables se determinan como un promedio ponderado por probabilidad de las áreas de las consecuencias individuales calculadas para cada tamaño del agujero de liberación.

Se utilizan cuatro tamaños de orificios; El tamaño de orificio más bajo representa una pequeña fuga y el tamaño de orificio más grande representa una ruptura o liberación completa de los contenidos. Esto se realiza tanto para el daño al equipo como para las áreas de consecuencias de lesiones personales. La ponderación de probabilidad utiliza la distribución del tamaño del orificio y las frecuencias genéricas de falla de los tamaños de orificios de liberación seleccionados.

### 5.3 ANALISIS DE RIESGO

**5.3.1 Determinación del Riesgo.** El cálculo del riesgo se realiza en función del tiempo y tiene en cuenta la probabilidad de falla y la consecuencia de falla donde se calcula de acuerdo a la ecuación:

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f \text{ [3]}^6$$

Los cambios operacionales del proceso a lo largo del tiempo pueden resultar en cambios en la probabilidad y la consecuencia de falla. Los cambios operacionales del proceso, tales como la temperatura, la presión o la velocidad de corrosión del fluido, pueden aumentar la probabilidad de falla debido a mayores índices de daño

---

<sup>6</sup> [3] **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

o a la generación de mecanismos de daño adicionales. Esta variación en la probabilidad de falla se identifica mediante el procedimiento del manejo del cambio de la planta o en el programa de ventanas operativas del proceso.

Los ejemplos de cambio de procesos pueden incluir cambios en los componentes inflamables, tóxicos, no inflamables / no tóxicos de los fluidos del proceso, variaciones en los caudales de producción durante la vida útil del activo, la reutilización o renovación de un activo en su operación, la variación en el servicio del equipo de planta de proceso, las modificaciones de los sistemas de detección, aislamiento y mitigación afectarán a la consecuencia de falla.

Para realizar el cálculo del riesgo basado en consecuencia de área se hace con la ecuación

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA_{[4]}^7$$

Donde  $CA$  es la consecuencia de impacto de área expresada en unidades de área.

Para realizar el cálculo del riesgo basado en la consecuencia financiera se hace con la ecuación

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC_{[5]}^8$$

Donde  $FC$  es la consecuencia de impacto financiero expresada en términos económicos.

#### 5.4 MATRIZ DE RIESGO

La presentación de los resultados de riesgo en una matriz es una manera efectiva de mostrar la distribución de los riesgos para los componentes en una unidad de

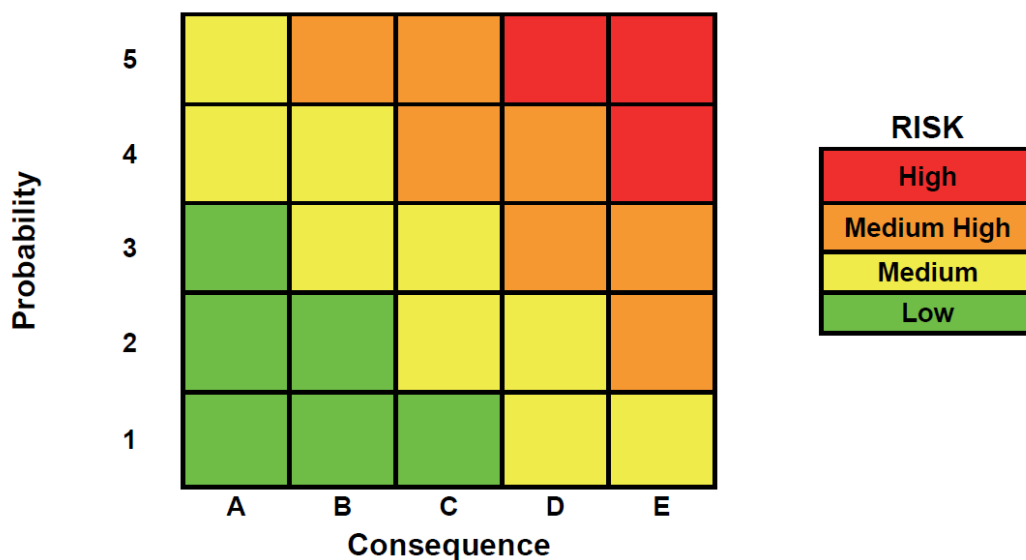
---

<sup>7,8</sup> [4] [5] **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

proceso sin usar valores numéricos. En la matriz de riesgo, las categorías POF y COF están dispuestas de modo que los componentes de mayor riesgo se sitúen hacia la esquina superior derecha.

En la figura 18 se muestra una matriz de riesgo donde se muestran los niveles de probabilidad de falla y los niveles de la consecuencia de falla.

*Figura 18: Matriz de Riesgo*



*Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581*

## 5.5 INSPECCIÓN BASADA EN ANÁLISIS DE RIESGOS

La planificación de la inspección basada en el riesgo asume que, en algún momento, el riesgo podrá alcanzar o superar el objetivo de riesgo de área o financiero. Cuando se alcanza el objetivo de riesgo definido en la evaluación, se debe realizar una inspección del equipo basada en los mecanismos de daño del equipo con los factores de daño más críticos. De acuerdo a la evaluación se puede establecer

objetivos adicionales para iniciar una inspección, como POF, DF, COF o espesor. Además, la inspección puede llevarse a cabo únicamente para reunir información o para reducir la incertidumbre en la condición del equipo o basándose en una evaluación de ingeniería del estado mecánico para continuar en servicio en lugar de los resultados del RBI.

Aunque la inspección de un equipo no reduce el riesgo inherente, la inspección proporciona un mejor conocimiento del estado actual del componente y, por lo tanto, reduce la incertidumbre. La probabilidad que la pérdida de contención ocurra está directamente relacionada con la condición conocida del equipo basada en la información de la inspección y la capacidad de cuantificar el daño.

La reducción de la incertidumbre en el estado de daño de un equipo es una función de la efectividad de la inspección para identificar el tipo y cuantificar la extensión del daño. Los planes de inspección están diseñados para detectar y cuantificar los tipos específicos de daños que se esperan, como la reducción de espesor local o general, el agrietamiento y otros tipos de daños. Una técnica de inspección apropiada para la reducción de espesor general no será eficaz para detectar y cuantificar los daños provocados por una reducción de espesor local. Por lo tanto, la efectividad de la inspección es una función del método de inspección y la extensión de la cobertura utilizada para detectar el tipo de daño esperado.

## **5.6 OBJETIVOS**

Un objetivo se define como el nivel máximo aceptable para la operación continuada sin requerir una acción mitigadora. Una vez que se ha alcanzado o superado el objetivo, se desencadena una actividad como la inspección. Se pueden definir varios objetivos en un programa de RBI para iniciar y definir actividades de mitigación del riesgo:

- a) Objetivo de riesgo - Un nivel de riesgo aceptable que desencadena el proceso de planificación de la inspección. El objetivo de riesgo puede expresarse en términos de área ( $\text{ft}^2$  / año) o financieros (\$ / año), basados en la preferencia de la evaluación.
- b) Objetivo POF - Una frecuencia de falla o fuga (# / año) que se considera inaceptable y desencadena el proceso de planificación de la inspección.
- c) Objetivo DF - Un estado de daño que refleja un factor de frecuencia de falla inaceptable mayor que el genérico y activa el proceso de planificación de la inspección.
- d) Objetivo COF - Un nivel de consecuencia inaceptable en términos de área de consecuencias (CA) o consecuencia financiera (FA) basada en la preferencia de la evaluación. Debido a que las actividades de inspección no reducen el riesgo generado por COF, se requieren actividades de mitigación del riesgo para reducir la cantidad de material que se pueda fugar o incendiar.
- e) Objetivo de espesor - Un espesor específico, a menudo el espesor mínimo,  $t$ , considerado inaceptable, desencadena el proceso de planificación de la inspección.
- f) Objetivo máximo de intervalo de inspección - Una frecuencia de inspección específica considerada inaceptable, que desencadena el proceso de planificación de la inspección. Un intervalo de inspección máximo puede ser establecido por las especificaciones corporativas del operador o puede ser establecido sobre la base de un requisito legal.

Es importante señalar que la definición de los objetivos es responsabilidad del operador. Los objetivos anteriores deben desarrollarse en base a las directrices internas del operador y la tolerancia global al riesgo. Los operadores a menudo tienen criterios de riesgo corporativo que definen niveles aceptables y prudentes de riesgos de seguridad, ambientales y financieros. Estos criterios del operador deben ser utilizados cuando se toman decisiones basadas en RBI, ya que los niveles de

riesgo aceptables y la toma de decisiones de gestión de riesgos variarán entre las empresas.

## **5.7 EFECTIVIDAD DE LA INSPECCION**

Una estimación de la probabilidad de falla para un equipo depende de qué tan bien se conocen las variables independientes de las ventanas de operación del equipo o sistema. La estrategia del plan de inspección se implementa para obtener la información necesaria para disminuir la incertidumbre sobre el estado de daño real del equipo, confirmando la presencia de daño, obteniendo una estimación más precisa de la tasa de daños y evaluando el grado de daño.

Un plan de inspección es la combinación de métodos de ensayos no destructivos NDE (visual, ultrasónico, radiográfico, etc.), frecuencia de inspección y la ubicación y cobertura de una inspección para encontrar un tipo específico de daño. Los planes de inspección varían en su eficacia general para localizar y dimensionar el daño específico y comprender la magnitud del daño.

La efectividad de la inspección se introduce en el cálculo de la probabilidad de falla que actualiza la POF cuando se recolectan datos adicionales mediante inspección. La magnitud de la reducción de la POF depende de la eficacia de la inspección para detectar y cuantificar un tipo del mecanismo de daño. Por lo tanto, niveles de efectividad de inspección más altos reducirán la incertidumbre del estado de daño del equipo o sistema y reducirán la POF.

## **5.8 PLANIFICACION DE LA INSPECCION**

Una Fecha de Plan de Inspección cubre un Período de Plan definido e incluye una o más revisiones de mantenimiento futuras. Dentro de este Período del Plan, son

posibles tres casos basados en el riesgo predicho y el Objetivo de Riesgo.

- a) Caso 1: Se sobrepasa el Riesgo durante el Período del Plan. El plan de inspección se basará en la efectividad de la inspección requerida para reducir el riesgo y mantenerlo por debajo del objetivo de riesgo durante el período del plan.
- b) Caso 2: Se sobrepasa el Riesgo al momento del inicio del RBI. El riesgo excede el objetivo de riesgo asumido por el operador durante el inicio del análisis RBI. Se recomienda una inspección para reducir el riesgo por debajo de la meta de riesgo en la fecha del plan.
- c) Caso 3: El riesgo en la fecha del plan no supera el objetivo de riesgo. El riesgo durante el inicio del plan de inspección no excede el objetivo de riesgo y, por lo tanto, no se requiere inspección durante el período del plan. En este caso, la fecha de vencimiento de la inspección para fines de programación de inspección puede actualizarse a la fecha del plan para que se re-evalúe el riesgo y se lleve a cabo al final del período del plan.

## **5.9 ANALISIS RBI DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUAS DE FORMACION – PIA**

La evaluación de los equipos de la planta de inyección de aguas de formación – PIA, se hará de acuerdo a metodología planteada en la norma API RP 581 – Tercera edición publicada en abril de 2016.

El listado de los equipos y las fichas técnicas se muestran en el anexo A del documento.

**5.9.1 Frecuencia de falla genérica.** La norma presenta una tabla construida en la experiencia de varios años y operadores que permiten definir un valor con un erro entre el 3% y el 10%.

Tabla 2: Frecuencia de falla genérica

| Equipment Type                                                                              | Component Type                                                | $gff$ as a Function of Hole Size (failures/yr) |          |          |          | $gff_{total}$ (failures/yr) |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------|----------|----------|-----------------------------|
|                                                                                             |                                                               | Small                                          | Medium   | Large    | Rupture  |                             |
| Compressor                                                                                  | COMPC                                                         | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 0        | 3.00E-05                    |
| Compressor                                                                                  | COMPR                                                         | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 6.00E-07 | 3.06E-05                    |
| Heat Exchanger                                                                              | HEXSS, HEXTS,                                                 | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 6.00E-07 | 3.06E-05                    |
| Pipe                                                                                        | PIPE-1, PIPE-2                                                | 2.80E-05                                       | 0        | 0        | 2.60E-06 | 3.06E-05                    |
| Pipe                                                                                        | PIPE-4, PIPE-6                                                | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 0        | 2.60E-06 | 3.06E-05                    |
| Pipe                                                                                        | PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16                   | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 6.00E-07 | 3.06E-05                    |
| Pump                                                                                        | PUMP2S, PUMPR, PUMP1S                                         | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 6.00E-07 | 3.06E-05                    |
| Tank650                                                                                     | TANKBOTTOM                                                    | 7.20E-04                                       | 0        | 0        | 2.00E-06 | 7.20E-04                    |
| Tank650                                                                                     | COURSE-1-10                                                   | 7.00E-05                                       | 2.50E-05 | 5.00E-06 | 1.00E-07 | 1.00E-04                    |
| Vessel/FinFan                                                                               | KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID | 8.00E-06                                       | 2.00E-05 | 2.00E-06 | 6.00E-07 | 3.06E-05                    |
| Note:<br>See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment |                                                               |                                                |          |          |          |                             |

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

Para la evaluación de los equipos de la PIA se tendrá en cuenta los valores asignados para la frecuencia de falla genérica para los siguientes equipos:

- **Pipe** (Tuberías de proceso de 4" a 6")
- **Pump** (Bomba centrifugas y de desplazamiento positivo)
- **Tank650 Bottom** (Fondos de tanques de almacenamiento)

- **Tank650 Course** (Cuerpos de tanques de almacenamiento)
- **Vessel Filter** (Filtros a presión de agua de formación)

**5.9.2 Factor de daño.** Los factores de daño proporcionan una herramienta de detección para determinar las prioridades de inspección y optimizar los esfuerzos de inspección.

La función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en función del tiempo de servicio y la eficacia de una actividad de inspección.

Los mecanismos de daño descritos en la práctica recomendada son:

- a) Reducción de espesor (Corrosión interna)
- b) Stress Corrosion Cracking (SCC)
- c) Daño o corrosión externa
- d) Ataque de hidrogeno a alta temperatura (HTHA)
- e) Fatiga mecánica (solamente tubería)
- f) Fractura por fragilidad del material

Para la evaluación de los mecanismos de daño para los equipos de la PIA solo se contemplarán los mecanismos de daño **“Reducción de espesor”** y **“Daño o Corrosión externa”** teniendo en cuenta el histórico del campo donde el mayor porcentaje de daño se encuentra asociado a la corrosión interna.

**5.9.3 Categoría de efectividad de la inspección.** Los factores de daño se determinan en función de la eficacia de la inspección, basado en el número de inspecciones y la eficacia de cada inspección.

Los diferentes grados de inspección (A, B, C y D) son aproximadamente equivalente a la efectividad de la inspección. Teniendo en cuenta la efectividad se tienen las siguientes relaciones:

- a) 2 Inspecciones generalmente efectivas (B) = 1 Inspección altamente efectiva (A)  
o  $2B = 1A$
- b) 2 Inspecciones bastante efectivas (C) = 1 Inspección generalmente efectiva (B),  
o  $2C = 1B$
- c) 2 Inspecciones poco efectivas (D) = 1 Inspección bastante efectiva (C) o  $2D = 1C$

Para los equipos de la PIA se contempla 1 inspección altamente efectiva (A) que es contemplada durante la fabricación o instalación del equipo.

**5.9.4 Factor del sistema de gestión.** La eficacia del sistema de gestión de integridad de procesos de una empresa puede tener un efecto pronunciado sobre la integridad mecánica.

El factor de sistemas de gestión se utiliza para ajustar las frecuencias de fallas genéricas para las diferencias en los sistemas de gestión de seguridad de procesos. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de los sistemas de gestión de una instalación o unidad operativa que afectan el riesgo.

El factor se aplica por igual a todos los componentes. Sin embargo, el factor sistemas de gestión puede tener un efecto pronunciado sobre el nivel total de riesgo calculado para cada ítem y sobre el riesgo sumado para el estudio.

Esto es importante cuando se comparan los niveles de riesgo de unidades completas o cuando se comparan los valores de riesgo para componentes similares entre

diferentes unidades o sitios de plantas.

De acuerdo a las entrevistas el factor del sistema de gestión se calcula de acuerdo a las siguientes formulas:

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100 \text{ [unit is \%]} \quad [6]^9$$

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \cdot pscore + 1)} \quad [7]^{10}$$

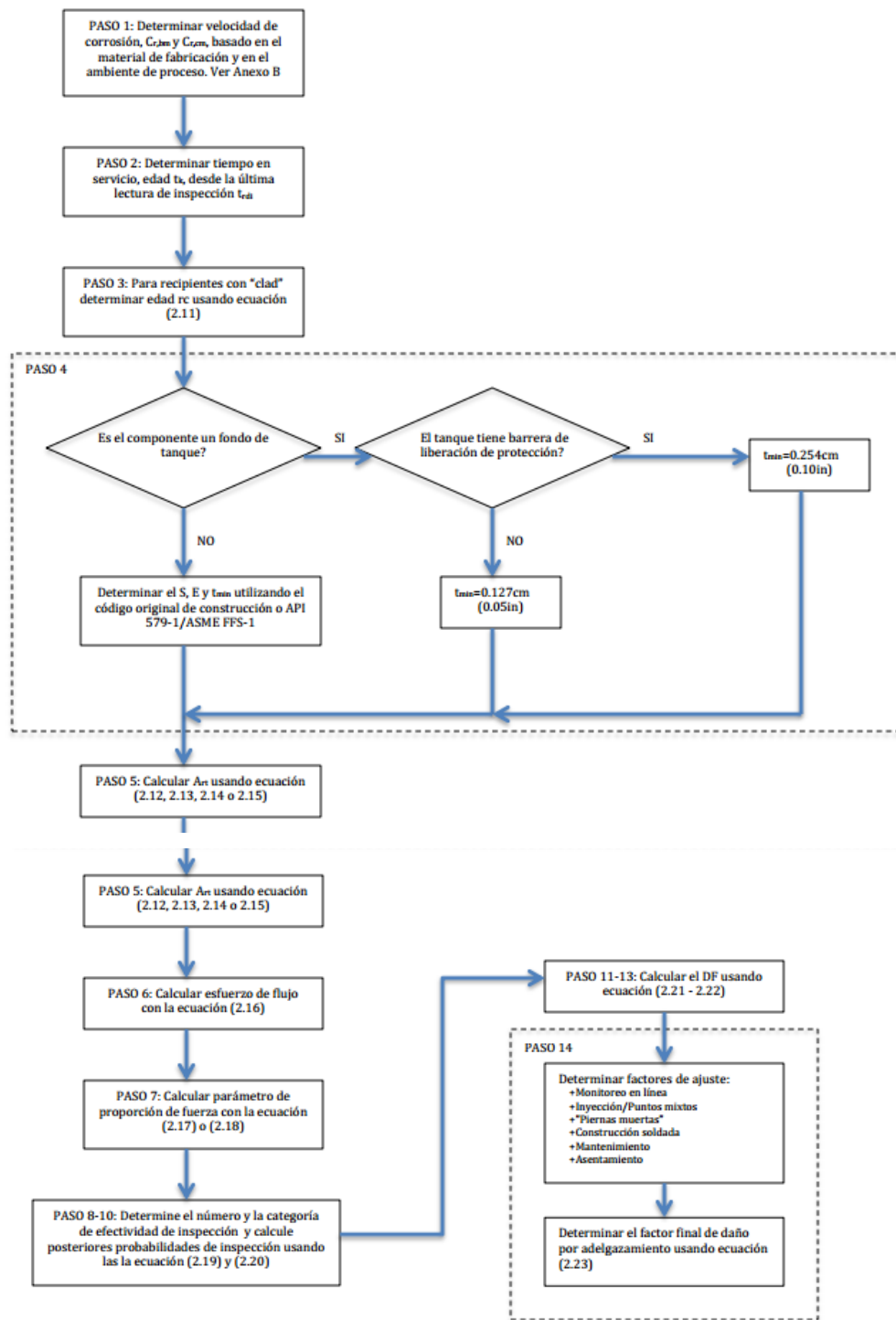
De acuerdo a los valores y entrevistas realizadas al personal de la operación el factor determinado de acuerdo a las ecuaciones es de **2.63**.

**5.9.5 Factor de daño de reducción de espesor.** El mecanismo de daño asociado a la reducción de espesor se calcula teniendo en cuenta una distribución estadística a la tasa de corrosión por reducción de espesor, lo que explica la variabilidad de la tasa real de corrosión por reducción que puede ser mayor que la velocidad calculada.

*Figura 19: Factor de daño de reducción de espesor*

---

<sup>9,10</sup> [6] [7] **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

El cálculo de la velocidad de corrosión se puede realizar por los siguientes métodos:

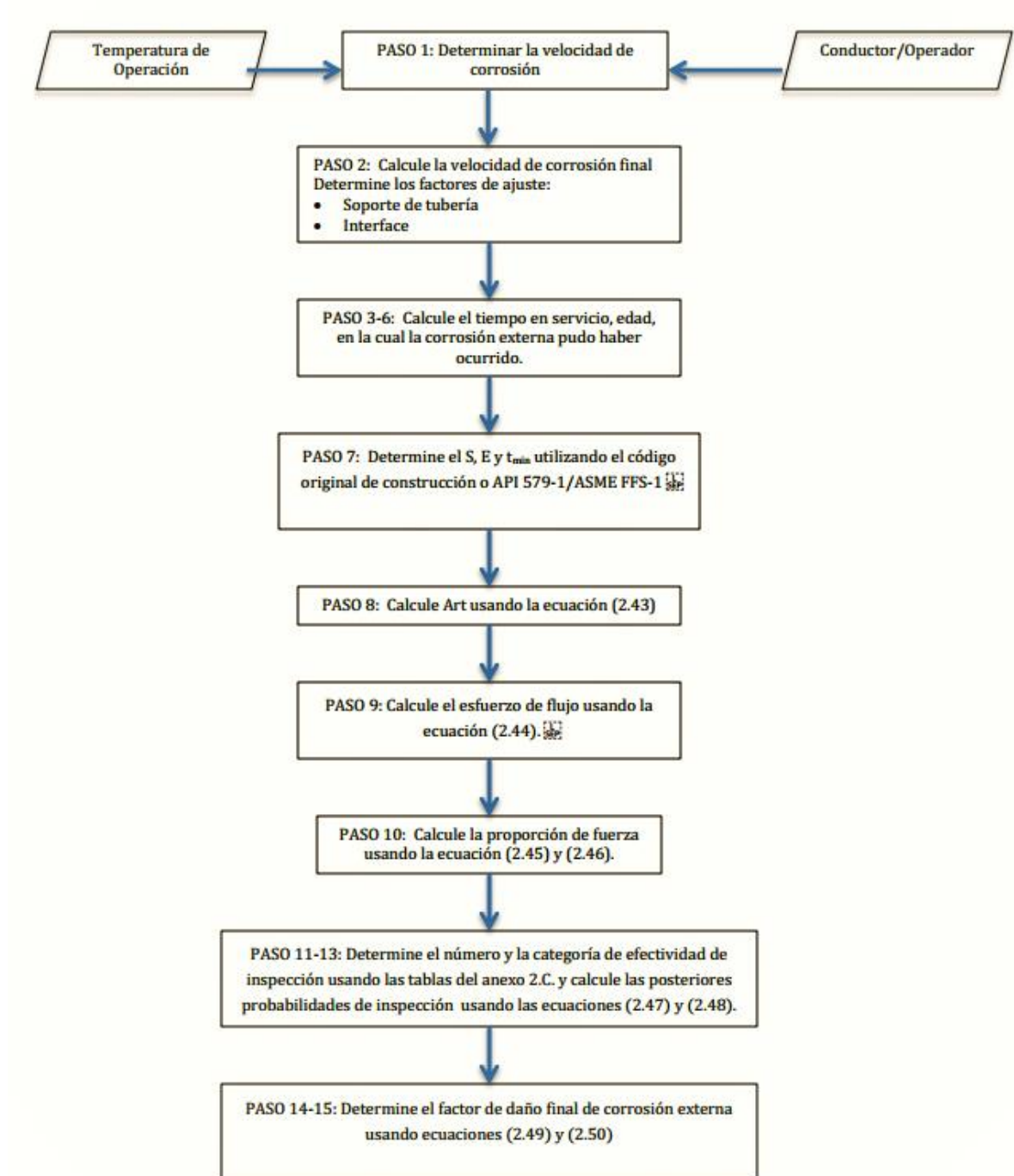
- a) **Calculado:** La práctica recomendada API 581 proporciona métodos conservadores para determinar una tasa de corrosión para diversos entornos de corrosión.
- b) **Medido:** Estos se basan en espesores registrados en el tiempo medido por técnicas de inspección aprobadas para esta actividad.
- c) **Estimado:** Un especialista en corrosión experimentado con el proceso suele ser la mejor fuente de proporcionar tasas estimadas realistas y apropiadas.

Para la evaluación de la velocidad de corrosión de los equipos de la PIA se realizará mediante cálculos de acuerdo a la información descrita en el API RP 581.

**5.9.6 Factor de daño de corrosión externa.** Es un mecanismo de daño debido a los factores ambientales y básicamente la mitigación de la corrosión externa se realiza mediante una pintura adecuada. Un programa regular de inspección para el deterioro de la pintura y repintado evitará la mayoría de los casos de corrosión externa.

El cálculo del factor de daño por corrosión externa se realiza de acuerdo al siguiente diagrama:

Figura 20: Factor de daño de corrosión externa



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

**5.9.7 Calculo de la consecuencia de falla.** El análisis de las consecuencias de falla se realiza para una lista definida de fluidos representativos. Esta metodología utiliza encuestas de mesa y gráficos que pueden usarse fácilmente para calcular la consecuencia de los lanzamientos sin la necesidad de software o técnicas de modelado especializados.

Para la planta de inyección de aguas de formación se seleccionó el fluido **“AGUA”** y se tuvieron en cuenta las siguientes propiedades del fluido.

*Tabla 3: Fluido re referencia dentro de la PIA*

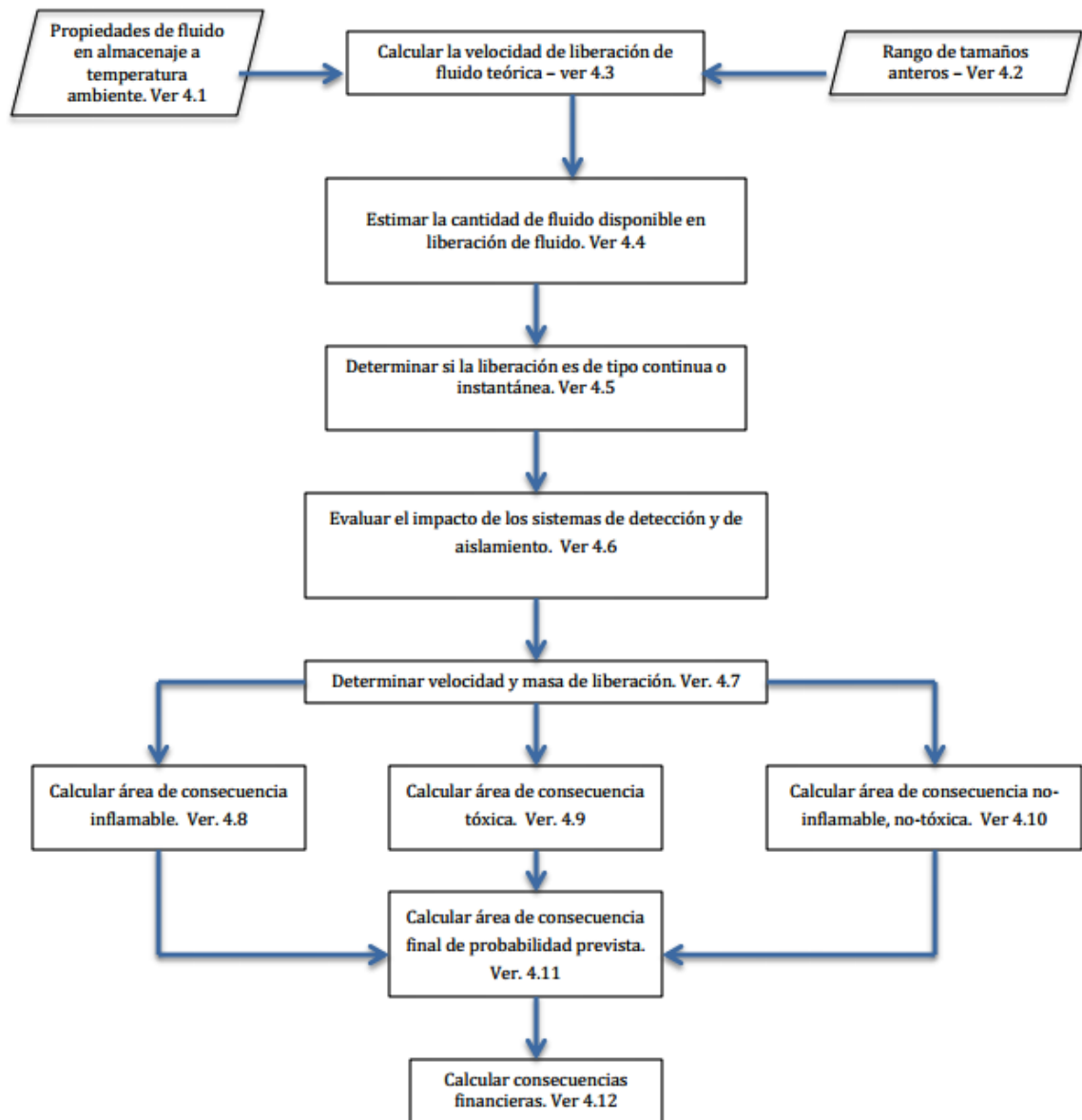
| Fluido                                                                                         | MW | Densidad líquida (lb/ft <sup>3</sup> ) | NBP °F | Estado a temp. Ambiente | Ecuación de calor específico del gas | Cp                    |                       |                       |                       |                       | Temp. Auto Ignición °F |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|----------------------------------------|--------|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
|                                                                                                |    |                                        |        |                         |                                      | Constante gas ideal A | Constante gas ideal B | Constante gas ideal C | Constante gas ideal D | Constante gas ideal E |                        |
| Agua                                                                                           | 18 | 62,3                                   | 212    | Líquido                 | Nota 1                               | 2,76E+05              | -2,09E+03             | 8.125                 | -1,41E-02             | 9,37E-06              | N/A                    |
| <b>Nota 1.</b> $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3 + ET^4$ with $T$ in K, units for $C_p$ are J/kmol-K |    |                                        |        |                         |                                      |                       |                       |                       |                       |                       |                        |

*Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581*

Se realizaron una serie de análisis de modelado de consecuencias para estos fluidos de referencia utilizando un software de modelado de dispersión, cuyos resultados se han incorporado en tablas de consulta.

La descripción de cómo se calcula la consecuencia de falla se realiza de acuerdo al siguiente gráfico:

Figura 21: Diagrama de flujo para el cálculo de la consecuencia de falla



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581

Para realizar el análisis de la consecuencia de falla se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) La fase del fluido posterior a la fuga puede ser un líquido o un gas, dependiendo de la fase de almacenamiento y de la fase que se espera que se produzca al liberarse a la atmósfera.
- b) Las propiedades de fluidos para fluidos representativos que contienen mezclas se basan en valores medios (por ejemplo, MW, NBP, densidad, calores específicos, AIT).
- c) Las probabilidades de ignición, así como las probabilidades de otros eventos de liberación (VCE, piscina de fuego, fogonazos, etc.) han sido predeterminadas para cada uno de los fluidos representativos como una función de la temperatura, del AIT (*Auto Ignition Temperature*) del fluido y del tipo de liberación. Estas probabilidades son constantes, es decir, totalmente independientes de la velocidad de liberación.
- d) No se incluyen en la evaluación los efectos de explosiones no inflamables presurizadas, como las posibles cuando se liberan gases presurizados no inflamables (por ejemplo, aire o nitrógeno) durante la ruptura del recipiente.
- e) Las condiciones meteorológicas fueron asumidas y utilizadas en los cálculos de dispersión que forman la base para la búsqueda de la tabla de análisis de consecuencias.
- f) Las áreas de consecuencia no consideran la liberación de un producto tóxico durante una reacción de combustión (por ejemplo, quemando hidrocarburos clorados que producen fosgeno, ácido clorhídrico que produce cloro gaseoso, aminas que producen cianuro de hidrógeno, azufre que produce dióxido de azufre).

**5.9.8 Metodología del cálculo de consecuencia de falla.** El cálculo de la consecuencia de falla se realiza siguiendo los 12 pasos descritos en la siguiente tabla.

Estos doce pasos permiten hacer el cálculo de cada uno de los factores basándose

en las ecuaciones por cada uno de los pasos.

Teniendo en cuenta la metodología planteada en la norma API RP 581 donde se realiza la evaluación de manera cuantitativa con el apoyo de las ecuaciones planteadas para cada paso y las tablas informativas diseñadas a partir de recolección de información en diferentes áreas y con cálculos estadísticos.

*Tabla 4: Metodología para el cálculo de la consecuencia de falla*

| <b>PASOS</b> | <b>DESCRIPCION DE LOS PASOS PARA CALCULO DE LA COF</b>                                                                                   |
|--------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1</b>     | Determine el fluido liberado y sus propiedades, incluyendo la fase de liberación.                                                        |
| <b>2</b>     | Seleccione un conjunto de tamaños de orificios de liberación para determinar el posible rango de consecuencias en el cálculo del riesgo. |
| <b>3</b>     | Calcular la velocidad de fuga teórica.                                                                                                   |
| <b>4</b>     | Estimar la cantidad total de líquido posible de fuga.                                                                                    |
| <b>5</b>     | Determine el tipo de fuga, continua o instantánea, para determinar el método utilizado para modelar la dispersión y la consecuencia.     |
| <b>6</b>     | Estimar el impacto de los sistemas de detección y aislamiento sobre la magnitud de la fuga.                                              |
| <b>7</b>     | Determine la velocidad de fuga y la masa para el análisis de las consecuencias.                                                          |
| <b>8</b>     | Calcule la consecuencia inflamable / explosiva.                                                                                          |
| <b>9</b>     | Calcule las consecuencia tóxicas.                                                                                                        |
| <b>10</b>    | Calcule las consecuencias no inflamables y no tóxicas.                                                                                   |
| <b>11</b>    | Determine el daño final del componente ponderado por probabilidad y las áreas de consecuencias de lesiones personales.                   |
| <b>12</b>    | Calcule las consecuencias financieras                                                                                                    |

*Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581*

Para realizar el cálculo de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla para finalmente hacer la evaluación del riesgo se resumió toda la información existente en hojas de Excel para permitir el mejor manejo de esta información y se realiza una hoja resumen por equipo de esos parámetros más importantes en la evaluación del riesgo.

A continuación, se muestra el resumen de la evaluación del riesgo de los equipos de la PIA y la hoja resumen por cada equipo se muestra en el anexo C de este documento.

*Tabla 5: Resumen de evaluación del riesgo de los equipos de la PIA*

| ITEM | NOMBRE             | DESCRIPCION                      | POF | COF |    | RBI   |
|------|--------------------|----------------------------------|-----|-----|----|-------|
|      |                    |                                  | CAT | CA  | FC |       |
| 1    | TK-100-5000        | Tanque Atmosférico               | 4   | A   | A  | MEDIO |
| 2    | TK-101-1500        | Tanque Atmosférico               | 4   | A   | A  | MEDIO |
| 3    | TK-102-500         | Tanque Atmosférico               | 4   | A   | A  | MEDIO |
| 4    | F1-150             | Filtro de Agua                   | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 5    | F2-150             | Filtro de Agua                   | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 6    | F3-150             | Filtro de Agua                   | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 7    | F4-150             | Filtro de Agua                   | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 8    | P-101 A            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 9    | P-101 B            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 10   | P-101 C            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 11   | P-104 A            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 12   | P-104 B            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 13   | P-104 C            | Bomba Centrífuga                 | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 14   | P-109 A            | Bomba de desplazamiento positivo | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 15   | P-109 B            | Bomba de desplazamiento positivo | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 16   | P-109 C            | Bomba de desplazamiento positivo | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 17   | P-109 D            | Bomba de desplazamiento positivo | 3   | A   | A  | BAJO  |
| 18   | TUBERIA DE PROCESO | Tubería de proceso interno PIA   | 3   | A   | A  | BAJO  |

*Fuente: Los autores*

## 6. PLAN DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO

Teniendo en cuenta la evaluación del riesgo realizada en el capítulo 5 se deben priorizar las actividades de inspección y mantenimiento a esos equipos que presentan un mayor riesgo. Sin embargo, para los equipos que presentan un riesgo bajo se debe realizar un seguimiento a las inspecciones y mantenimientos programados.

Las inspecciones sugeridas para los equipos son basadas en códigos de inspecciones con lo cual se puede asegurar que los presupuestos asignados a están inspecciones cumplan los objetivos planeados.

A continuación, se muestra un cuadro resumen de los equipos evaluados bajo la norma API RP 581 y el procedimiento designado para cada actividad.

*Tabla 6: Resumen de procedimientos de Inspección por equipos*

| ITEM | NOMBRE             | RBI   | PROCEDIMIENTO DE INSPECCION                                       | ANEXO |
|------|--------------------|-------|-------------------------------------------------------------------|-------|
| 1    | TK-100-5000        | MEDIO | INT-P-001 Proced. para la inspección de tanques de almacenamiento | D     |
| 2    | TK-101-1500        | MEDIO | INT-P-001 Proced. para la inspección de tanques de almacenamiento | D     |
| 3    | TK-102-500         | MEDIO | INT-P-001 Proced. para la inspección de tanques de almacenamiento | D     |
| 4    | F1-150             | BAJO  | INT-P-002 Proced. para la inspección de filtros a presión         | E     |
| 5    | F2-150             | BAJO  | INT-P-002 Proced. para la inspección de filtros a presión         | E     |
| 6    | F3-150             | BAJO  | INT-P-002 Proced. para la inspección de filtros a presión         | E     |
| 7    | F4-150             | BAJO  | INT-P-002 Proced. para la inspección de filtros a presión         | E     |
| 8    | P-101 A            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 9    | P-101 B            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 10   | P-101 C            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 11   | P-104 A            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 12   | P-104 B            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 13   | P-104 C            | BAJO  | INT-P-003 Proced. para el mant. de bombas centrífugas             | F     |
| 14   | P-109 A            | BAJO  | INT-P-004 Proced. para el mant. de bombas de pistones Marca FWI   | G     |
| 15   | P-109 B            | BAJO  | INT-P-004 Proced. para el mant. de bombas de pistones Marca FWI   | G     |
| 16   | P-109 C            | BAJO  | INT-P-004 Proced. para el mant. de bombas de pistones Marca FWI   | G     |
| 17   | P-109 D            | BAJO  | INT-P-004 Proced. para el mant. de bombas de pistones Marca FWI   | G     |
| 18   | TUBERIA DE PROCESO | BAJO  | INT-P-005 Procedimiento para la inspección de tuberías de proceso | H     |

*Fuente: Los autores*

En el anexo I de este documento se plantea el plan de Inspección y mantenimiento de acuerdo a la fecha de realización de esta evaluación del riesgo y la fecha programada para hacer las inspecciones y posteriormente la próxima evaluación del riesgo.

## 7. CONCLUSIONES

- ✓ Con la realización de esta investigación, se pudo conocer el estado actual de los equipos asociados al proceso de inyección de aguas de formación en Campo Palagua – Caipal, estableciendo las causas de las posibles fallas que se presentan en ella.
- ✓ Se conoció a fondo los códigos API-580 y API-581, los cuales describen la metodología de la Inspección Basada en riesgo, conociendo las diferentes técnicas de aplicación de la norma, y los análisis de valoración de RBI que se pueden realizar, así como los factores más importantes que inciden en la decisión de la aplicación de las distintas metodologías.
- ✓ Se verificaron los isométricos y los diagramas de proceso de la PIA, constatando que el trazado que describen, fuera el mismo encontrado en campo, permitiendo así tener claro el proceso y el recorrido de las líneas de tubería y equipos existentes.
- ✓ Se realizó el análisis de probabilidad de falla del sistema, el cual se basó en el acercamiento de RBI cuantitativo de acuerdo a la norma API RP 581, conociendo a fondo todos los factores que inciden en este análisis, así como también los diferentes Módulos Técnicos para los mecanismos de corrosión, principalmente el Modulo Técnico de Reducción de espesores y corrosión externa, los cuales fueron los aplicados para la evaluación de la probabilidad de falla.
- ✓ Se realizó el análisis de consecuencia del sistema, determinando las consecuencias económicas, de salud y seguridad, y ambiental, para cada uno de los equipos línea que compone la PIA.

- ✓ Se determinó la criticidad de cada uno de los equipos del sistema, aplicando la matriz de riesgo propuesta por la norma API RP 581, estableciendo de esta forma una jerarquización para cada equipo, que será utilizada para determinar los equipos que tendrán prioridad en la próxima inspección y mantenimiento que se realice a la planta de inyección de aguas PIA.
- ✓ Se establecieron propuestas de procedimientos de inspección por cada familia de equipos con la finalidad de estandarizar estos procesos y así permitir durante el tiempo de funcionamiento de los mismos tener una trazabilidad en cada una de las inspecciones realizadas.
- ✓ Se definió un plan de inspección y mantenimiento para todos los equipos de la PIA teniendo en cuenta la criticidad de acuerdo a la evaluación del riesgo.
- ✓ Se identificó que la herramienta RBI se puede aplicar muy bien en el análisis de riesgo de equipos estáticos, sin embargo es recomendable implementar para los equipos rotativos de la planta una metodología de mantenimiento RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para los equipos rotativos de la planta de inyección de aguas PIA, contando con las directrices y apoyo gerencial para la ejecución de estas actividades.

## **8. BIBLIOGRAFIA**

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 94 p. API-RP 580.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Risk – Based Inspection, Base Resource Document. Third Edition. Washington D.C.: API; 2016. 632 p. API- RP 581.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Piping Inspection Code. Third Edition. Washington D.C.: API; 2009. 78 p. API 570.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Inspection Practices for Piping System Components. Third Edition. Washington D.C.: API; 2009. 102 p. API-RP 574.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First Edition. Washington D.C.: API; 2003. 270 p. API-RP 571.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Tenth Edition. Washington D.C.: API; 2014. 71 p. API 510.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Welded Tanks for Oil Storage, Twelfth Edition. Washington D.C.: API; 2014. 498 p. API STD 650.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fifth Edition. Washington D.C.: API; 2014. 162 p. API 653.