



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



DEPARTAMENTO DE DISEÑO MECANICO Y AUTOMATIZACION.

“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO
PARA ESTACIONES DE FLUJO BIFÁSICO, EN FUNCIÓN DE ASEGURAR LA
CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN.”

AUTORES:

Jesús Rodríguez. C.I 15.992.695

Alejandro Rodríguez. C.I 17.433.292

TUTOR ACADEMICO: Arístides Boada

TUTOR EMPRESARIAL: Pedro Silvera.

Bárbula, Junio del 2009



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



DEPARTAMENTO DE DISEÑO MECANICO Y AUTOMATIZACION.

“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO
PARA ESTACIONES DE FLUJO BIFÁSICO, EN FUNCIÓN DE ASEGURAR LA
CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN.”

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO
MECÁNICO.

AUTORES:

Jesús Rodríguez. C.I 15.992.695

Alejandro Rodríguez. C.I 17.433.292

TUTOR ACADEMICO: Arístides Boada

TUTOR EMPRESARIAL: Pedro Silvera.

Bárbula, Junio del 2009



AGRADECIMIENTOS

Al encontrarme a solo un paso de alcanzar esta meta tan importante en mi vida, quiero agradecer:

A Dios Todopoderoso, por darme nuevamente la oportunidad de la vida y la fuerza para alcanzar mis sueños.

A mis padres Jesús y Beatriz, por brindarme su amor, orientación y apoyo incondicional en todo momento para seguir adelante y nunca decaer a lo largo de mi vida.

A mi hermana Andreina Rodríguez, por ser fuente de motivación para seguir adelante y estar siempre a su lado para cuando me necesite.

A mi linda esposa Andreina Hernández, por apoyarme siempre y no dejarme dar vuelta atrás en los momentos difíciles y brindarme su amor en todo momento.

A mi hermano Jesús A. Rodríguez, por prestarme su ayuda en el momento que más necesite de él, para alcanzar esta meta.

A mi querida abuela Alicia, que con su cúmulo de experiencia y sabiduría siempre ha tenido un consejo motivador para mí.

A todos mis familiares en especial a mis tías Trina de Pérez y Jenny de González, por abrirme las puertas de sus hogares y brindarme su apoyo a lo largo de mi vida.

A mi tío Sergio, por ser fuente de inspiración y ejemplo a seguir en mi carrera de Ingeniero Mecánico.



AGRADECIMIENTOS

Al doctor José Luis Berroteran, por creer en mí y darme la oportunidad de realizar este trabajo, por brindarme su ayuda y colaboración en todo momento y circunstancias.

Al doctor Emilio Chacón, por su guía en este trabajo, por brindarme su ayuda y colaboración en duras circunstancias.

Al personal que labora en la Gerencia de Confiabilidad en especial a los ingenieros Melvin López y Pedro Silvera, por su ayuda, apoyo y orientación en todo momento cuando estuve en PDVSA-Punta de Mata.

A los profesores de la Ilustre Universidad de Carabobo, que me brindaron sus conocimientos para lograr mi formación académica, en especial al profesor Arístides Boada.

A mis compañeros de estudio en especial a mi primo Carlos Pérez y Edgardo Borges por su ayuda incondicional en la última etapa de mi carrera.

Alejandro José Rodríguez Rodil.



AGRADECIMIENTOS

Al estar tan cerca de lograr esta meta quiero agradecer:

A el Señor, por todo cuanto me ha dado en la vida y permitirme ver culminar esta etapa con éxito.

A mis padres por brindarme su apoyo en todo momento y con sus sabios consejos iluminar mi sendero.

A mi novia Diana por haber estado a mi lado todo este tiempo brindándome su apoyo.

A mi hermano Alejandro Rodríguez por ser mi compañero durante toda la carrera y en especial en esta etapa.

A la memoria de mi abuela Ana que siempre quiso verme cumplir este sueño.

A todos mis primos, que siempre han estado conmigo como hermanos compartiendo y siendo apoyo.

Jesús Alfredo Rodríguez Abreu.



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



DEPARTAMENTO DE DISEÑO MECANICO Y AUTOMATIZACION.

CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros de Jurado designado para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado *“Diseño de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para estaciones de flujo bifásico, en función de asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del proceso de separación.”*, realizado por lo bachilleres *Alejandro Rodríguez*, cedula de identidad: 17.4333.292 y *Jesús Rodríguez*, cedula de identidad: 15.992.695, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho tema.

Prof. Arístides Boda
Tutor

Prof. Giovanni Pizzela
Jurado

Prof. Jorge Romero
Jurado

VALENCIA, JULIO 2009



Autores: Alejandro Rodríguez y Jesús Rodríguez

Tutores: Arístides Boada y Pedro Silvera

RESUMEN

Este estudio se realizó en las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4, ubicadas dentro de los límites del Campo Orocuál, Yacimiento Las Piedras, en el Distrito Piar del Estado Monagas, aproximadamente a 20Km y 30Km respectivamente al Norte de la Ciudad de Maturín. Estas instalaciones están destinadas al proceso de separación bifásica (crudo-gas) por lo cual manejan corrientes en estado de mezcla, con un alto índice de elementos químicos que al pasar por los sistemas de tuberías y equipos generan en los mismos un efecto de degradación de los materiales que los conforman, incrementando la probabilidad de falla de las líneas y el colapso de los sistemas de separación, depuración, almacenamiento y bombeo de las estaciones. Nuestro objetivo fundamental es diseñar las metodologías y estrategias de mantenimiento que permitan incrementar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad del proceso de separación bifásica (crudo-gas). Para tal fin se inició con un estudio de las características de las instalaciones y fluido manejado, capacidad y detalles del proceso productivo, esto además permitió identificar la totalidad de los equipos y sistemas que integran las instalaciones. Se investigó sobre los registros de inspecciones y mantenimiento existentes y se realizó un estudio de los mecanismos de degradación que afectan los sistemas de equipos estáticos. Con la finalidad de identificar las áreas de mayor prioridad para la designación de recursos, se realizó una evaluación del nivel de riesgo y nivel de criticidad de los equipos y sistemas encontrados, en función de esto y de las particularidades de cada equipo se diseñaron las estrategias de inspección aplicar en cada uno. Este trabajo cuenta además con las herramientas para la evaluación de los resultados del plan de inspección, esto a través del estudio de los indicadores de confiabilidad y un estudio de rentabilidad económica respecto a su aplicación.

Palabras Claves: Separación Bifásica, Degradación, Corrosión, Depuración, Calidad, Seguridad, Confiabilidad.



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



DEPARTAMENTO DE DISEÑO MECANICO Y AUTOMATIZACION.

“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO
PARA ESTACIONES DE FLUJO BIFÁSICO, EN FUNCIÓN DE ASEGURAR LA
CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN.”

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO
MECÁNICO.

AUTORES:

Jesús Rodríguez. C.I 15.992.695

Alejandro Rodríguez. C.I 17.433.292

TUTOR ACADEMICO: Arístides Boada

TUTOR EMPRESARIAL: Pedro Silvera.

Bárbula, Junio del 2009



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



DEPARTAMENTO DE DISEÑO MECANICO Y AUTOMATIZACION.

“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO
PARA ESTACIONES DE FLUJO BIFÁSICO, EN FUNCIÓN DE ASEGURAR LA
CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN.”

AUTORES:

Jesús Rodríguez. C.I 15.992.695

Alejandro Rodríguez. C.I 17.433.292

TUTOR ACADEMICO: Arístides Boada

TUTOR EMPRESARIAL: Pedro Silvera.

Bárbula, Junio del 2009

INDICE GENERAL

PÁG

INTRODUCCIÓN.	1
1. CAPÍTULO I “EL PROBLEMA”.	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	3
1.2. OBJETIVO GENERAL.	4
1.3. OBJETIVO ESPECIFICO.	4
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.	6
1.5. LIMITACIONES.	6
1.6. DELIMITACIONES.	7
2. CAPÍTULO II: “MARCO TEÓRICO”.	
2.1. ANTECEDENTES.	9
2.2. BASES TEÓRICAS.	12
2.2.1. CORROSIÓN.	12
2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN.	14
2.2.2.1. CORROSIÓN GENERAL O UNIFORME.	14
2.2.2.2. CORROSIÓN LOCALIZADA INDUCIDA POR EL FLUJO.	15
2.2.2.3. CORROSIÓN POR PICADURAS.	16
2.2.2.4. CORROSION INTERGRANULAR.	17
2.2.2.5. CORROSIÓN POR CAVITACIÓN.	18
2.2.2.6. CORROSIÓN POR FATIGA.	19
2.2.2.7. CORROSIÓN POR EROSION.	20
2.2.2.8. CORROSIÓN BAJO TENSION	21
2.2.2.9. CORROSIÓN POR ESFUERZO	22
2.2.2.10. CORROSIÓN POR ROCE O FRICCION.	22
2.2.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGÚN EL API (INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO).	22
2.2.3.1. CORROSIÓN DULCE O POR CO ₂ .	22
2.2.3.2. CORROSIÓN ÁCIDA O POR SULFURO DE HIDRÓGENO (H ₂ S).	25
2.2.3.3. CORROSIÓN POR EFECTO COMBINADO DE CO ₂ Y H ₂ S	26
2.2.3.4. CORROSIÓN POR OXÍGENO.	26
2.2.4. VELOCIDAD DE CORROSION.	26
2.2.5. MEDICIÓN PERIÓDICA DE ESPESOR DE PARED.	27
2.2.6. CORROSIÓN INTERNA.	27
2.2.7. CORROSIÓN EXTERNA.	28
2.2.8. PRESIONES PARCIALES DE LOS GASES.	28
2.2.9. INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO.	30
2.2.10. INSPECCIÓN VISUAL.	31

2.2.11. DEFINICIÓN DE LAZOS DE CORROSIÓN.	32
2.2.12. METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS “IBR”.	32
2.2.12.1. PROBABILIDAD DE FALLA.	36
2.2.12.2. ANÁLISIS DE CONSECUENCIA.	38
2.2.12.3. FACTORES DE CONSECUENCIA DE DAÑO.	39
2.2.12.4. FACTORES DE CONSECUENCIA DE SALUD.	40
2.2.12.5. OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN.	41
2.2.12.6. CONSECUENCIA Y PROBABILIDAD PARA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.	44
2.2.12.7. MECANISMO DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA.	45
2.2.12.8. GRÁFICA Y MATRIZ DE RIESGO.	46
2.2.12.9. MATRIZ DE RIESGO.	47
2.2.12.10. GRÁFICAS DE RIESGO.	47
2.3. CONCEPTOS UTILIZADOS.	49
2.3.1. SENSIBILIDAD DEL RIESGO.	49
2.3.2. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.	49
2.3.3. TIEMPO PROMEDIO PARA FALLAR	49
2.3.4. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR	50
2.3.5. DISPONIBILIDAD	50
2.3.6. CONFIABILIDAD	51
2.3.7. % DE UTILIZACIÓN	51
3. CAPITULO III. “MARCO METODOLOGICO”.	
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.	53
3.1.1. SEGÚN EL PROPOSITO O RAZON DE LA INVESTIGACION.	53
3.1.2. SEGÚN EL NIVEL DE CONOCIMIENTO A OBTENER.	53
3.1.3. SEGÚN LA ESTRATEGIA EMPLEADA.	54
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.	54
3.3. PROCEDIMIENTO DE LA MEODOLOGIA.	54
3.3.1. ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DE CAMPO.	55
3.3.2. ETAPA II: DESCRIPCIÓN ESQUEMATIZADA DEL SISTEMA DE LINEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	56
3.3.3. ETAPA III: DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN EN LA ESTACION DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	56
3.3.4. ETAPA IV: SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE LINEAS DE	56

LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4 EN LAZOS DE CORROSIÓN.	
3.3.5. ETAPA V: DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS EQUIPOS Y LÍNEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	57
3.3.6. ETAPA VI: JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS ESTATICOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	57
3.3.7. ETAPA VII: DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCION PARA EL SISTEMA DE EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	58
3.3.8. ETAPA IIX: EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	59
3.3.9. ETAPA XI: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DISEÑADO.	59
4. CAPITULO IV:”RESULTADO Y ANÁLISIS”.	
4.1. CARACTERISTICAS DE LAS INSTALACIONES Y FLUIDO MANEJADO.	62
4.1.1. PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	65
4.1.2. PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	67
4.2. EQUIPOS Y SISTEMAS ENCONTRADOS EN LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	69
4.2.1. EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	69
4.2.1.1. SISTEMA DE LINEAS.	69
4.2.1.2. SEPARADOR GENERAL 1.	70
4.2.1.3. SEPARADOR GENERAL 2.	71
4.2.1.4. SEPARADOR DE PRUEBA 1.	71
4.2.1.5. SEPARADOR DE PRUEBA 2.	72
4.2.1.6. DEPURADOR GENERAL 1.	72
4.2.1.7. DEPURADOR GENERAL 2.	73
4.2.2. EQUIPOS DINAMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	73
4.2.2.1. SISTEMA DE BOMBEO.	73
4.2.2.2. MOTORES ELÉCTRICOS.	75
4.2.3. EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	75
4.2.3.1. SISTEMA DE LINEAS.	75

4.2.3.2.	SEPARADOR GENERAL DE BAJA 1.	76
4.2.3.3.	SEPARADOR GENERAL DE BAJA 2.	76
4.2.3.4.	SEPARADOR DE PRUEBA 1.	77
4.2.3.5.	DEPURADOR GENERAL DE BAJA.	77
4.2.3.6.	SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 1.	78
4.2.3.7.	SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 2.	78
4.2.3.8.	SEPARADOR DE PRUEBA DE MEDIA.	79
4.2.3.9.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 1.	79
4.2.3.10.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 2.	80
4.2.3.11.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 3.	80
4.2.4.	EQUIPOS DINAMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	81
4.2.4.1.	SISTEMA DE BOMBEO.	81
4.2.4.2.	MOTORES ELECTRICOS.	82
4.3.	REGISTROS DE INSPECCIONES Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS LÍNEAS, SISTEMAS DE SEPARADORES, SISTEMA DE DEPURADORES Y SISTEMA DE BOMBEO DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	83
4.4.	MECANISMOS DE DEGRADACIÓN QUE AFECTAN A LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	84
4.5.	CALCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y VIDA UTIL REMANENTE EN LOS SISTEMA DE LÍNEAS DE LA ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	88
4.6.	CALCULO DE LA VIDA REMANENTE DE LOS LAZOS DE CORROSION ESTABLECIDOS EN LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	92
4.7.	JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	94
4.8.	PLAN DE INSPECCION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	113
4.8.1.	DONDE INSPECCIONAR.	113
4.8.2.	QUE INSPECCIONES EJECUTAR.	114
4.8.2.1.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION A APLICAR EN LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	120
4.8.2.1.1.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION EN SISTEMAS DE LINEAS Y RECIPIENTES APRESION.	120
4.8.2.1.2.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION A APLICAR EN BOMBAS CENTRIFUGAS.	122
4.8.2.1.2.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-1.	122
4.8.2.1.2.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-2.	123
4.8.2.1.2.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-3.	123

4.8.2.1.2.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-4.	124
4.8.2.1.3.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIONES EN BOMBAS RECIPROCANES.	124
4.8.2.1.3.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-1.	125
4.8.2.1.3.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-2.	126
4.8.2.1.3.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-3.	126
4.8.2.1.3.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-4.	128
4.8.2.1.4.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIONES EN MOTORES ELECTRICOS.	128
4.8.2.1.4.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-1.	139
4.8.2.1.4.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-2.	139
4.8.2.1.4.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-3.	139
4.8.2.1.4.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-4.	130
4.8.2.1.4.5.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-5.	130
4.8.3.	CUANDO Y QUIEN EJECUTARA LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION.	131
4.8.4.	CON QUE SE VA A INSPECCIONAR.	137
4.8.4.1.	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS NECESARIOS PARA LA INSPECCIÓN EN SISTEMAS DE LÍNEAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN.	137
4.8.4.2.	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PARA LA INSPECCIÓN EN MOTORES ELECTRICOS Y BOMBAS.	137
4.8.5.	COMO EJECUTAR LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO.	139
4.8.5.1.	METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS ESTÁTICOS.	139
4.8.5.2.	METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS DINAMICOS.	140
4.9.	ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	141
4.10.	ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO RESPECTO LA APLICACIÓN DEL PLAN DE INSPECCION DISEÑADO PARA LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	144
	ANÁLISIS DE RESULTADOS	151
5.	CAPÍTULO V "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"	153
5.1.	CONCLUSIONES.	153
5.2.	RECOMENDEACIONES.	155
	BIBLIOGRAFÍA	156

ANEXOS.

ANEXO 1 REGISTROS DE INSPECCIONES (FORMATO DIGITAL)

ANEXO 2 EJEMPLO DE CÁLCULOS DE VC Y VU
(FORMATO DIGITAL)

ANEXO 3. INDICADORES DE CONFIABILIDAD, CRONOGRAMA DE
INSPECCIÓN, FORMATOS DE INSPECCIÓN (FORMATO DIGITAL)

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: DIAGRAMA DEL PROCESO DE CORROSIÓN EN UNA CELDA ELECTROQUÍMICA.	12
FIGURA 2: MUESTRA DE UNA CORROSION EXTERNA EN UNA TUBERIA API-5L GRADO B.	15
FIGURA 3: MUESTRA DE UNA CORROSION GENERAL O UNIFORME.	15
FIGURA 4: CORROSIÓN POR PICADURA.	16
FIGURA 5: CORROSIÓN POR PICADURAS EN UNA TUBERÍA API-5L GRADO B.	16
FIGURA 6: TIPOS DE PICADURAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR.	17
FIGURA 7: FOTOGRAFÍA MICROSCÓPICA DE FALLA ÍNTERGRANULAR.	18
FIGURA 8: CORROSION POR CAVITACION	19
FIGURA 9: CORROSIÓN-EROSIÓN EN UNA TUBERÍA API-5L, X-52.	21
FIGURA 10: CORROSIÓN / EROSIÓN.	21
FIGURA 11: ESQUEMA DE LA INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CORROSIÓN POR CO ₂ .	24
FIGURA 12: POSICIONES DE MEDICIÓN POR ULTRASONIDO EN TUBERÍA Y ACCESORIOS.	31
FIGURA 13. CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.	36
FIGURA 14. MATRIZ DE RIESGO.	38
FIGURA 15. OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN	43
FIGURA 16 RIESGO ASOCIADO EN 10 EQUIPOS.	44
FIGURA 17. MATRIZ DE RIESGO CUALITATIVA.	47
FIGURA 18. PROBABILIDAD Y CONSECUENCIAS CUANTITATIVAS.	48
FIGURA 19: ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE LA EF-ORC-1.	66
FIGURA 20: ESQUEMA GENERAL DE LA ETAPA DE BAJA PRESIÓN DE LA EF-ORC-4.	68
FIGURA 21: ESQUEMA GENERAL DE LA ETAPA DE MEDIA PRESIÓN DE LA EF-ORC-4.	69
FIGURA 22: SISTEMA DE BOMBEO. EF-ORC-01.	74

INDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. COMPOSICIÓN DEL GAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	62
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1, EF-ORC-01.	70
TABLA 3: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 2, EF-ORC-01.	71
TABLA 4: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA 1, EF-ORC-01.	71
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA 2, EF-ORC-01.	72
TABLA 6: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL 1, EF-ORC-01.	72
TABLA 7: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL 2, EF-ORC-01.	73
TABLA 8: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. UNIDAD DE BOMBEO EF-ORC-01.	74
TABLA 9: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. MOTOR ELÉCTRICO. EF-ORC-01.	75
TABLA 10: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1-1, EF-ORC-04.	76
TABLA 11: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1-2, EF-ORC-04.	76
TABLA 12: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR PRUEBA 1-1, EF-ORC-04.	77
TABLA 13: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 1-1A, EF-ORC-04.	77
TABLA 14: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL DE MEDIA SG2-2A, EF-ORC-04.	78
TABLA 15: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL DE MEDIA SG4-2B, EF-ORC-04.	78
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE MEDIA SP4-2A, EF-ORC-04.	79
TABLA 17: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2B, EF-ORC-04.	79
TABLA 18: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2C, EF-ORC-04.	80
TABLA 19: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2D, EF-ORC-04.	80
TABLA 20: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO DE LA EF-ORC-4.	82

TABLA 21: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. MOTOR ELÉCTRICO. EF-ORC-04.	82
TABLA 22: EFECTO DEL DIÓXIDO DE CARBONO EN LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	86
TABLA 23: EFECTO DEL SULFURO DE HIDROGENO EN LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	88
TABLA 24: RESUMEN DE CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN.	90
TABLA 25. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN DE LA EF – ORC– 01.	92
TABLA 26. VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN DE LA EF-ORC-01.	93
TABLA 27. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 1 DE LA EF-ORC-01.	97
TABLA 8. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 2 DE LA EF-ORC-01.	96
TABLA 29. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 3 DE LA EF-ORC-01.	98
TABLA 30. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 1 DE LA EF-ORC-04.	99
TABLA 31. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 2 DE LA EF-ORC-04.	100
TABLA 32. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 3 DE LA EF-ORC-04.	101
TABLA 33. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 4 DE LA EF-ORC-04.	102
TABLA 34. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 5 DE LA EF-ORC-04.	103
TABLA 35. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 6 DE LA EF-ORC-04.	104
TABLA 36. FORMATO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD.	105
TABLA 37. FORMATO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD.	107
TABLA 38.A. RESULTADO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	109
TABLA 38.B. RESULTADO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-04.	110
TABLA 39.A. RESULTADO DE LA CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	112
TABLA 39.B. RESULTADO DE LA CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	112
TABLA 40 TABLA DE FALLAS EN BOMBAS CENTRIFUGAS, CAUSAS	115

PROBABLES Y SOLUCIONES.	
TABLA 41. TABLA DE FALLAS EN MOTORES ELÉCTRICOS, CAUSAS PROBABLES Y SOLUCIONES.	117
TABLA 42. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A SISTEMAS DE LÍNEAS.	121
TABLA 43. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A LOS LAZOS DE CORROSIÓN.	133
TABLA 44. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A BOMBAS CENTRIFUGAS.	134
TABLA 45. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A BOMBAS RECIPROCANTES.	135
TABLA 46. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A MOTORES ELÉCTRICOS.	136
TABLA 47. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	144
TABLA 48. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	146
TABLA 49. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	147
TABLA 50. COSTOS DE LA INVERSIÓN EN MANO DE OBRA PARA LAS INSPECCIONES.	148
TABLA 51. COSTOS POR PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN ASOCIADA A FALLAS EN UN AÑO DE OPERACIÓN.	149

INTRODUCCIÓN:

Las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 son instalaciones principales destinadas al proceso de separación bifásica crudo-gas, el fluido manejado es proveniente de los pozos de producción y contiene principalmente una fase líquida (crudo-agua) y una fase gaseosa (gas natural) ambas con un alto índice de componentes químicos, que al transitar por los sistemas de tuberías y equipos ocasionan en los mismos un efecto de degradación de los materiales que los conforman, incrementando la probabilidad de falla de las líneas y el colapso de los sistemas de separación, depuración, almacenamiento y bombeo de las estaciones. Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), Exploración y Producción Oriente, esta dirigiendo sus recursos hacia la optimización del proceso productivo de sus instalaciones, de esta forma se podrá obtener el mayor beneficio al menor costo. Para esto, es necesario identificar las deficiencias productivas en cada instalación, jerarquizarlas de acuerdo a su criticidad o nivel de riesgo y luego tomar las acciones pertinentes a cada caso.

La estructura de este trabajo de grado esta constituida por cinco capítulos. El primero define la situación problemática de las instalaciones, así como los objetivos que se desean lograr en la investigación. El segundo capítulo expone todo lo referente a las bases teóricas en las cuales se apoya este trabajo. El tercer capítulo al tipo de metodología utilizada, así como los pasos a seguir en la realización del proyecto. El cuarto capítulo comprende el desarrollo de la investigación atendiendo las necesidades y los objetivos específicos descritos en el primer capítulo. En el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones respecto a los resultados obtenidos.

CONCLUSIONES:

- ✓ El fluido manejado por las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 contiene elementos corrosivos entre los cuales, las especies más dañinas son el CO₂ el H₂S.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la estación de flujo Orocual 1 resultó ser corrosión por CO₂, leve y de tipo I.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la etapa de baja presión de la estación de flujo Orocual 4 resultó ser corrosión por CO₂, leve y de tipo I.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la etapa de media presión de la estación de flujo Orocual 4 resultó ser corrosión por CO₂, moderada y de tipo I.
- ✓ Los procedimientos de inspección establecidos para los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 deben ser realizados con la frecuencia establecida y en cada inspección se deberán ajustar los valores de velocidad de corrosión y vida útil remanente de cada lazo.
- ✓ Los lazos de corrosión 1 y 2 de la estación de flujo Orocual 1 presentaron una pérdida de espesor considerable en algunas de las secciones inspeccionadas, estimándose para estas una vida útil aproximada a 3,73 y 3,35 años.

- ✓ La Jerarquización de los lazos de corrosión a través del software IBR 3.3.3 permitió proyectar a futuro el nivel de riesgo asociado a cada lazo en el caso de realizar inspecciones y en el caso de no realizarlas.

- ✓ Los procedimientos de inspección establecidos para los sistemas y equipos de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, permitirán la evaluación de la condición de operación y la recolección de los tiempos de paradas y operación.

- ✓ El estudio de los Indicadores de mantenimiento (Tiempo Promedio para Fallar (TPPF), tiempo Promedio para Reparar (TPPR), Disponibilidad, Utilización y Confiabilidad) permitirán establecer un registro histórico del comportamiento de los equipos dinámicos ayudando a detectar oportunamente desviaciones en su operación, facilitando así la toma de decisiones orientadas a perfeccionar la labor de mantenimiento.

- ✓ La aplicación del plan de inspección diseñado para las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 es económicamente rentable.

RECOMENDACIONES:

- ✓ Se recomienda la aplicación de los planes de inspección diseñados para cada uno de los sistemas y equipos estudiados, así como la minuciosa evaluación del plan de mantenimiento a través de los indicadores de gestión establecidos en este trabajo.
- ✓ Se recomienda realizar muestreos y análisis de laboratorio (mediante técnicas de cromatografía de gases empleando las columnas adecuadas para los gases contaminantes característicos de cada corriente) semanales de las corrientes gaseosas manejadas por las estaciones, para evaluar constantemente el grado de contaminantes presentes en el fluido manejado; ya que contar con un registro periódico de los mismos serviría para estimar los niveles de corrosividad.
- ✓ Se recomienda que el personal de operaciones registre la data de tiempos de operación, falla y reparación de la manera más exacta posible, para que pueda existir una base de datos confiables ya que esto será de gran utilidad para estudios posteriores.

BIBLIOGRAFÍA

[1] American Petroleum Institute (1958). **“Corrosion of Oil and Gas Well Equipment”**. Segunda edición. EE.UU.

[2] American Petroleum Institute (1976). **“Corrosion of Oil Gas Well Equipment”**. Publication N-6. EE.UU.

[3] American Petroleum Institute 570 (1998). **“Código de inspección de tuberías (Inspección, reparación, alteración y revaloración de sistemas de tuberías en servicio)”**. EE.UU.

[4] American Petroleum Institute 571(1998). **“Mecanismos de corrosión en la Industria Petrolera”**. EE.UU.

[5] American Petroleum Institute 580(1998). **“API de 580 Programa de Certificación de Inspectores conocimientos y experiencia en el ámbito de la Inspección Basada en Riesgo.”**. EE.UU.

[6] American Petroleum Institute 581(1998). **“Inspección Basada en Riesgo”**. EE.UU.

[7] ASME B 31.3 (2004) **“Tuberías de Proceso de Refinerías y Plantas Químicas”** Canadá.

[8] Arregui, Julene. (2007) **“Elaboración de un Manual de Mantenimiento de quipos para la Empresa Astivenca”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

[9] Natera. D. (2002). **“IBR Para los Equipos del Área de Almacenamiento y refrigeración de la Planta de Fraccionamiento y Despacho de JOSE en P.D.V.S.A. Gas”**, U.N.E.X.P.O.

[10] Vani. G. (1994). **“A Mechanistic Model to Predict Carbon Dioxide Corrosion of Carbon Steels”**. Tercera Edición. University of Tulsa.

[11] J. Rodrigo. **“Gestión Moderna del Mantenimiento”**. Versión 2.0, Universidad de Chile. Santiago, Chile.

[12] Leal. Ronald.(2007). **“Modelo de Gestión Integral de Mantenimiento Basado en Riesgo para la C.A. Metro de Caracas”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

[13] Fontana. M. (1986). **“Corrosion Engineering”**. Tercera Edición. Editorial McGraw-Hill. México.

[14] NACE, An Official Publication (1984).**“Corrosion Basics an Introduction”**. Houston. Texas.

[15] NACE MR 175. (2001). **“Estándar Material requirements”**, Houston. Texas.

[16] Rincón. O. (1998). **“La Corrosión, sus formas y su control”**. Universidad del Zulia. Escuela de Ingeniería Química, 2^{da} Edición, Maracaibo.

[17] PDVSA PR-IM-009.(1998). **“Manual de procedimientos específicos para análisis de criticidad”**. Venezuela.

[18] Rodríguez, Barbará. (2007). **“Desarrollo de un Plan de Mantenimiento Preventivo para el Molino y la Lavadora de Pet de la Empresa Plásticos**

ECOPLAST C.A". Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

[19] Medina. R, Huerta. R, y Pabon. J. (2001). **"Proceso de Implantación de la Metodología Inspección basada en riesgo (IBR) en PDVSA"**, PDVSA Occidente.

[20] Universidad Nacional de la Plata, Facultad de ingeniería (2007). **"Tipos de Corrosión"**. [Documento en línea]. Disponible en: [http://www.ing.unlp.edu.or / aeron /cátedras/materiales / Apunte%20 Corrosión.pdf](http://www.ing.unlp.edu.or/aeron/cátedras/materiales/Apunte%20Corrosión.pdf). [Consulta Julio 2008].

[21] Kane. W. (1996). **"Física"**, segunda edición, Editorial Reverte. México.



<u>INDICE GENERAL</u>	PÁG
INTRODUCCIÓN.	1
1. CAPÍTULO I “EL PROBLEMA”.	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	3
1.2. OBJETIVO GENERAL.	4
1.3. OBJETIVO ESPECIFICO.	4
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.	6
1.5. LIMITACIONES.	6
1.6. DELIMITACIONES.	7
2. CAPÍTULO II: “MARCO TEÓRICO”.	
2.1. ANTECEDENTES.	9
2.2. BASES TEÓRICAS.	12
2.2.1. CORROSIÓN.	12
2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN.	14
2.2.2.1. CORROSIÓN GENERAL O UNIFORME.	14
2.2.2.2. CORROSIÓN LOCALIZADA INDUCIDA POR EL FLUJO.	15
2.2.2.3. CORROSIÓN POR PICADURAS.	16
2.2.2.4. CORROSION INTERGRANULAR.	17
2.2.2.5. CORROSIÓN POR CAVITACIÓN.	18
2.2.2.6. CORROSIÓN POR FATIGA.	19
2.2.2.7. CORROSIÓN POR EROSION.	20
2.2.2.8. CORROSIÓN BAJO TENSION	21
2.2.2.9. CORROSIÓN POR ESFUERZO	22
2.2.2.10. CORROSIÓN POR ROCE O FRICCION.	22
2.2.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGÚN EL API (INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO).	22
2.2.3.1. CORROSIÓN DULCE O POR CO2.	22
2.2.3.2. CORROSIÓN ÁCIDA O POR SULFURO DE HIDRÓGENO (H2S).	25
2.2.3.3. CORROSIÓN POR EFECTO COMBINADO DE CO2 Y H2S	26
2.2.3.4. CORROSIÓN POR OXÍGENO.	26
2.2.4. VELOCIDAD DE CORROSION.	26
2.2.5. MEDICIÓN PERIÓDICA DE ESPESOR DE PARED.	27
2.2.6. CORROSIÓN INTERNA.	27
2.2.7. CORROSIÓN EXTERNA.	28
2.2.8. PRESIONES PARCIALES DE LOS GASES.	28



2.2.9.	INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO.	30
2.2.10.	INSPECCIÓN VISUAL.	31
2.2.11.	DEFINICIÓN DE LAZOS DE CORROSIÓN.	32
2.2.12.	METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS “IBR”.	32
2.2.12.1.	PROBABILIDAD DE FALLA.	36
2.2.12.2.	ANÁLISIS DE CONSECUENCIA.	38
2.2.12.3.	FACTORES DE CONSECUENCIA DE DAÑO.	39
2.2.12.4.	FACTORES DE CONSECUENCIA DE SALUD.	40
2.2.12.5.	OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN.	41
2.2.12.6.	CONSECUENCIA Y PROBABILIDAD PARA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.	44
2.2.12.7.	MECANISMO DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA.	45
2.2.12.8.	GRÁFICA Y MATRIZ DE RIESGO.	46
2.2.12.9.	MATRIZ DE RIESGO.	47
2.2.12.10.	GRÁFICAS DE RIESGO.	47
2.3.	CONCEPTOS UTILIZADOS.	49
2.3.1.	SENSIBILIDAD DEL RIESGO.	49
2.3.2.	ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.	49
2.3.3.	TIEMPO PROMEDIO PARA FALLAR	49
2.3.4.	TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR	50
2.3.5.	DISPONIBILIDAD	50
2.3.6.	CONFIABILIDAD	51
2.3.7.	% DE UTILIZACIÓN	51
3.	CAPITULO III. “MARCO METODOLOGICO”.	
3.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN.	53
3.1.1.	SEGÚN EL PROPOSITO O RAZON DE LA INVESTIGACION.	53
3.1.2.	SEGÚN EL NIVEL DE CONOCIMIENTO A OBTENER.	53
3.1.3.	SEGÚN LA ESTRATEGIA EMPLEADA.	54
3.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.	54
3.3.	PROCEDIMIENTO DE LA MEODOLOGIA.	54
3.3.1.	ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DE CAMPO.	55
3.3.2.	ETAPA II: DESCRIPCIÓN ESQUEMATIZADA DEL SISTEMA DE LINEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	56
3.3.3.	ETAPA III: DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN EN LA ESTACION DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	56



3.3.4.	ETAPA IV: SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE LINEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4 EN LAZOS DE CORROSIÓN.	56
3.3.5.	ETAPA V: DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS EQUIPOS Y LÍNEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	57
3.3.6.	ETAPA VI: JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS ESTATICOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	57
3.3.7.	ETAPA VII: DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCION PARA EL SISTEMA DE EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	58
3.3.8.	ETAPA IIX: EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	59
3.3.9.	ETAPA XI: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DISEÑADO.	59
4.	CAPITULO IV:”RESULTADO Y ANÁLISIS”.	
4.1.	CARACTERISTICAS DE LAS INSTALACIONES Y FLUIDO MANEJADO.	62
4.1.1.	PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	65
4.1.2.	PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	67
4.2.	EQUIPOS Y SISTEMAS ENCONTRADOS EN LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	69
4.2.1.	EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	69
4.2.1.1.	SISTEMA DE LINEAS.	69
4.2.1.2.	SEPARADOR GENERAL 1.	70
4.2.1.3.	SEPARADOR GENERAL 2.	71
4.2.1.4.	SEPARADOR DE PRUEBA 1.	71
4.2.1.5.	SEPARADOR DE PRUEBA 2.	72
4.2.1.6.	DEPURADOR GENERAL 1.	72
4.2.1.7.	DEPURADOR GENERAL 2.	73
4.2.2.	EQUIPOS DINAMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.	73
4.2.2.1.	SISTEMA DE BOMBEO.	73



4.2.2.2.	MOTORES ELÉCTRICOS.	75
4.2.3.	EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	75
4.2.3.1.	SISTEMA DE LINEAS.	75
4.2.3.2.	SEPARADOR GENERAL DE BAJA 1.	76
4.2.3.3.	SEPARADOR GENERAL DE BAJA 2.	76
4.2.3.4.	SEPARADOR DE PRUEBA 1.	77
4.2.3.5.	DEPURADOR GENERAL DE BAJA.	77
4.2.3.6.	SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 1.	78
4.2.3.7.	SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 2.	78
4.2.3.8.	SEPARADOR DE PRUEBA DE MEDIA.	79
4.2.3.9.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 1.	79
4.2.3.10.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 2.	80
4.2.3.11.	DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 3.	80
4.2.4.	EQUIPOS DINAMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.	81
4.2.4.1.	SISTEMA DE BOMBEO.	81
4.2.4.2.	MOTORES ELECTRICOS.	82
4.3.	REGISTROS DE INSPECCIONES Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS LÍNEAS, SISTEMAS DE SEPARADORES, SISTEMA DE DEPURADORES Y SISTEMA DE BOMBEO DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	83
4.4.	MECANISMOS DE DEGRADACIÓN QUE AFECTAN A LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	84
4.5.	CALCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y VIDA UTIL REMANENTE EN LOS SISTEMA DE LÍNEAS DE LA ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	88
4.6.	CALCULO DE LA VIDA REMANENTE DE LOS LAZOS DE CORROSION ESTABLECIDOS EN LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	92
4.7.	JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	94
4.8.	PLAN DE INSPECCION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	113
4.8.1.	DONDE INSPECCIONAR.	113
4.8.2.	QUE INSPECCIONES EJECUTAR.	114
4.8.2.1.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION A APLICAR EN LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	120
4.8.2.1.1.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION EN SISTEMAS DE LINEAS Y RECIPIENTES APRESION.	120



4.8.2.1.2.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION A APLICAR EN BOMBAS CENTRIFUGAS.	122
4.8.2.1.2.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-1.	122
4.8.2.1.2.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-2.	123
4.8.2.1.2.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-3.	123
4.8.2.1.2.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-4.	124
4.8.2.1.3.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIONES EN BOMBAS RECIPROCANES.	124
4.8.2.1.3.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-1.	125
4.8.2.1.3.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-2.	126
4.8.2.1.3.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-3.	126
4.8.2.1.3.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BR-4.	128
4.8.2.1.4.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIONES EN MOTORES ELECTRICOS.	128
4.8.2.1.4.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-1.	139
4.8.2.1.4.2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-2.	139
4.8.2.1.4.3.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-3.	139
4.8.2.1.4.4.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-4.	130
4.8.2.1.4.5.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ME-5.	130
4.8.3.	CUANDO Y QUIEN EJECUTARA LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION.	131
4.8.4.	CON QUE SE VA A INSPECCIONAR.	137
4.8.4.1.	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS NECESARIOS PARA LA INSPECCIÓN EN SISTEMAS DE LÍNEAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN.	137
4.8.4.2.	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PARA LA INSPECCIÓN EN MOTORES ELECTRICOS Y BOMBAS.	137
4.8.5.	COMO EJECUTAR LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO.	139
4.8.5.1.	METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS ESTÁTICOS.	139
4.8.5.2.	METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS DINAMICOS.	140
4.9.	ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	141
4.10.	ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO RESPECTO LA APLICACIÓN DEL PLAN DE INSPECCION DISEÑADO PARA LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	144
	ANÁLISIS DE RESULTADOS	151



5. CAPÍTULO V "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"	153
5.1. CONCLUSIONES.	153
5.2. RECOMENDECIONES.	155
 BIBLIOGRAFÍA	 156
 ANEXOS.	
ANEXO 1 REGISTROS DE INSPECCIONES (FORMATO DIGITAL)	
ANEXO 2 EJEMPLO DE CÁLCULOS DE VC Y VU (FORMATO DIGITAL)	
ANEXO 3. INDICADORES DE CONFIABILIDAD, CRONOGRAMA DE INSPECCIÓN, FORMATOS DE INSPECCIÓN (FORMATO DIGITAL)	



INDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. COMPOSICIÓN DEL GAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	62
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1, EF-ORC-01.	70
TABLA 3: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 2, EF-ORC-01.	71
TABLA 4: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA 1, EF-ORC-01.	71
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA 2, EF-ORC-01.	72
TABLA 6: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL 1, EF-ORC-01.	72
TABLA 7: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL 2, EF-ORC-01.	73
TABLA 8: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. UNIDAD DE BOMBEO EF-ORC-01.	74
TABLA 9: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. MOTOR ELÉCTRICO. EF-ORC-01.	75
TABLA 10: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1-1, EF-ORC-04.	76
TABLA 11: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL 1-2, EF-ORC-04.	76
TABLA 12: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR PRUEBA 1-1, EF-ORC-04.	77
TABLA 13: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 1-1A, EF-ORC-04.	77
TABLA 14: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL DE MEDIA SG2-2A, EF-ORC-04.	78
TABLA 15: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR GENERAL DE MEDIA SG4-2B, EF-ORC-04.	78
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE MEDIA SP4-2A, EF-ORC-04.	79
TABLA 17: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2B, EF-ORC-04.	79
TABLA 18: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2C, EF-ORC-04.	80
TABLA 19: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DEPURADOR DE GENERAL DE MEDIA D4-2D, EF-ORC-04.	80



TABLA 20: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO DE LA EF-ORC-4.	82
TABLA 21: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. MOTOR ELÉCTRICO. EF-ORC-04.	82
TABLA 22: EFECTO DEL DIÓXIDO DE CARBONO EN LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	86
TABLA 23: EFECTO DEL SULFURO DE HIDROGENO EN LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.	88
TABLA 24: RESUMEN DE CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN.	90
TABLA 25. VELOCIDADES DE CORROSIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN DE LA EF – ORC– 01.	92
TABLA 26. VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN DE LA EF-ORC-01.	93
TABLA 27. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 1 DE LA EF-ORC-01.	97
TABLA 8. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 2 DE LA EF-ORC-01.	96
TABLA 29. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 3 DE LA EF-ORC-01.	98
TABLA 30. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 1 DE LA EF-ORC-04.	99
TABLA 31. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 2 DE LA EF-ORC-04.	100
TABLA 32. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 3 DE LA EF-ORC-04.	101
TABLA 33. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 4 DE LA EF-ORC-04.	102
TABLA 34. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 5 DE LA EF-ORC-04.	103
TABLA 35. SENSIBILIZACIÓN DE RIESGO DEL LAZO DE CORROSIÓN 6 DE LA EF-ORC-04.	104
TABLA 36. FORMATO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD.	105
TABLA 37. FORMATO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD.	107
TABLA 38.A. RESULTADO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	109
TABLA 38.B. RESULTADO DE ENCUESTA DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-04.	110
TABLA 39.A. RESULTADO DE LA CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	112



TABLA 39.B. RESULTADO DE LA CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01.	112
TABLA 40. TABLA DE FALLAS EN BOMBAS CENTRIFUGAS, CAUSAS PROBABLES Y SOLUCIONES.	115
TABLA 41. TABLA DE FALLAS EN MOTORES ELÉCTRICOS, CAUSAS PROBABLES Y SOLUCIONES.	117
TABLA 42. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A SISTEMAS DE LÍNEAS.	121
TABLA 43. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A LOS LAZOS DE CORROSIÓN.	133
TABLA 44. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A BOMBAS CENTRIFUGAS.	134
TABLA 45. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A BOMBAS RECIPROCANTES.	135
TABLA 46. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A MOTORES ELÉCTRICOS.	136
TABLA 47. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	144
TABLA 48. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	146
TABLA 49. TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN DE CADA INSPECCIÓN.	147
TABLA 50. COSTOS DE LA INVERSIÓN EN MANO DE OBRA PARA LAS INSPECCIONES.	148
TABLA 51. COSTOS POR PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN ASOCIADA A FALLAS EN UN AÑO DE OPERACIÓN.	149



INDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: DIAGRAMA DEL PROCESO DE CORROSIÓN EN UNA CELDA ELECTROQUÍMICA.	12
FIGURA 2: MUESTRA DE UNA CORROSION EXTERNA EN UNA TUBERIA API-5L GRADO B.	15
FIGURA 3: MUESTRA DE UNA CORROSION GENERAL O UNIFORME.	15
FIGURA 4: CORROSIÓN POR PICADURA.	16
FIGURA 5: CORROSIÓN POR PICADURAS EN UNA TUBERÍA API-5L GRADO B.	16
FIGURA 6: TIPOS DE PICADURAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR.	17
FIGURA 7: FOTOGRAFÍA MICROSCÓPICA DE FALLA ÍNTERGRANULAR.	18
FIGURA 8: CORROSION POR CAVITACION	19
FIGURA 9: CORROSIÓN-EROSIÓN EN UNA TUBERÍA API-5L, X-52.	21
FIGURA 10: CORROSIÓN / EROSIÓN.	21
FIGURA 11: ESQUEMA DE LA INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CORROSIÓN POR CO ₂ .	24
FIGURA 12: POSICIONES DE MEDICIÓN POR ULTRASONIDO EN TUBERÍA Y ACCESORIOS.	31
FIGURA 13. CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.	36
FIGURA 14. MATRIZ DE RIESGO.	38
FIGURA 15. OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN	43
FIGURA 16 RIESGO ASOCIADO EN 10 EQUIPOS.	44
FIGURA 17. MATRIZ DE RIESGO CUALITATIVA.	47
FIGURA 18. PROBABILIDAD Y CONSECUENCIAS CUANTITATIVAS.	48
FIGURA 19: ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE LA EF-ORC-1.	66
FIGURA 20: ESQUEMA GENERAL DE LA ETAPA DE BAJA PRESIÓN DE LA EF-ORC-4.	68
FIGURA 21: ESQUEMA GENERAL DE LA ETAPA DE MEDIA PRESIÓN DE LA EF-ORC-4.	69
FIGURA 22: SISTEMA DE BOMBEO. EF-ORC-01.	74



FIGURA 23: SISTEMA DE BOMBEO. EF-ORC-04.	81
FIGURA 24: JERARQUIZACIÓN DE LAZOS DE CORROSIÓN DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.	95
FIGURA 25. TEOREMA DE PARETO.	110
FIGURA 26. APLICACIÓN DEL TEOREMA DE PARETO PARA JERARQUIZAR LA CRITICIDAD DE LA EF-ORC-01.	111
FIGURA 27. PASOS PARA EL CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD.	143
FIGURA 28. PASOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE MANTENIMIENTO.	143



INTRODUCCIÓN:

Las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 son instalaciones principales destinadas al proceso de separación bifásica crudo-gas, el fluido manejado es proveniente de los pozos de producción y contiene principalmente una fase líquida (crudo-agua) y una fase gaseosa (gas natural) ambas con un alto índice de componentes químicos, que al transitar por los sistemas de tuberías y equipos ocasionan en los mismos un efecto de degradación de los materiales que los conforman, incrementando la probabilidad de falla de las líneas y el colapso de los sistemas de separación, depuración, almacenamiento y bombeo de las estaciones. Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), Exploración y Producción Oriente, esta dirigiendo sus recursos hacia la optimización del proceso productivo de sus instalaciones, de esta forma se podrá obtener el mayor beneficio al menor costo. Para esto, es necesario identificar las deficiencias productivas en cada instalación, jerarquizarlas de acuerdo a su criticidad o nivel de riesgo y luego tomar las acciones pertinentes a cada caso.

La estructura de este trabajo de grado esta constituida por cinco capítulos. El primero define la situación problemática de las instalaciones, así como los objetivos que se desean lograr en la investigación. El segundo capítulo expone todo lo referente a las bases teóricas en las cuales se apoya este trabajo. El tercer capítulo al tipo de metodología utilizada, así como los pasos a seguir en la realización del proyecto. El cuarto capítulo comprende el desarrollo de la investigación atendiendo las necesidades y los objetivos específicos descritos en el primer capítulo. En el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones respecto a los resultados obtenidos.



1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el sector industrial resulta de importancia estratégica la calidad, rentabilidad, seguridad y confiabilidad de sus procesos y productos. Siendo PDVSA la empresa petrolera más relevante en el ámbito nacional y una de las más importantes a nivel mundial, no escapa de la necesidad de generar planes, estrategias o estudios que aporten soluciones o mejoras a los procedimientos y técnicas utilizadas en las actividades relacionadas con aspectos como la mantenibilidad de los equipos y componentes que operan en las instalaciones, esto con el fin de optimizar la disponibilidad de los equipos, minimizar los costos asociados a las consecuencias de las fallas, optimizar los recursos humanos, maximizar la vida de la maquinaria y minimizar los costos por mantenimiento.

Para el caso de las estaciones de flujo Orocuál 1(EF-ORC-01) y Orocuál 4 (EF-ORC-04), se tienen instalaciones destinadas al proceso de separación bifásica (crudo-gas) las cuales manejan corrientes en estado de mezcla, con un alto índice de elementos químicos, que al pasar por los sistemas de tuberías y equipos generan en los mismos un efecto de degradación de los materiales que los conforman, incrementando la probabilidad de falla de las líneas y el colapso de los sistemas de separación, depuración, almacenamiento y bombeo de las estaciones. La mayor parte de estas fallas ocurren de manera imprevista debido a la incertidumbre existente sobre las condiciones mecánicas de los equipos, nivel de deterioro y vida remanente de los mismos. Esta situación genera aumentos en los costos de operación debido a pérdidas en la producción diaria, costos de mantenimiento correctivo, y las penalizaciones por parte del Ministerio del Ambiente como consecuencia de la fuga de hidrocarburos al medio ambiente, aunado a esto, el alto riesgo para el personal que desempeña labores en esas áreas, que en algunos casos podrían sufrir accidentes fatales.



Debido a la existencia de esta problemática se tiene la necesidad de diseñar un plan de mantenimiento a los sistemas y equipos que conforman las estaciones de flujo Orocual 1 (EF-ORC-01) y Orocual 4 (EF-ORC-04) en función de mejorar la calidad del proceso productivo, la predictibilidad de fallas y garantizar la continuidad operacional del proceso, esto bajo un nivel de riesgo cuantificado y controlado a fin de evitar daños al personal que labora en las instalaciones, así como también disminuir la afectación del ambiente por concepto de fugas de hidrocarburos.

1.2.OBJETIVO GENERAL

Diseñar las metodologías y estrategias de mantenimiento necesarias para asegurar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad del proceso de separación bifásica (crudo-gas) en las estaciones de flujo Orocual 1 (EF-ORC-01) y Orocual 4 (EF-ORC-04).

1.3.OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Analizar las características del fluido manejado.
- ✓ Analizar las condiciones operacionales de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.
- ✓ Recopilar información acerca de los registros de inspecciones y mantenimiento preventivo de las líneas, sistemas de separadores,



sistema de depuradores y sistema de bombeo de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.

✓ Identificar tipos, severidad y rango de variabilidad de los mecanismos de degradación que afectan a los sistemas y equipos de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.

✓ Determinar la vida remanente de los sistemas y equipos de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.

✓ Jerarquizar los sistemas y equipos de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04. en base al análisis de riesgo asociado al proceso y la integridad mecánica de los mismos.

✓ Diseñar un plan de mantenimiento para los separadores, depuradores, sistema de bombeo y sistema de líneas de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04, que minimice la probabilidad de falla existente, aumente la predictibilidad de falla, asegure la seguridad e higiene industrial, todo en función de la rentabilidad del proceso productivo.

✓ Realizar un estudio basado en componentes comparativos (confiabilidad, costo y productividad), que permita visualizar las condiciones actuales del proceso de mantenimiento y en función de esto fijar la metas u objetivos, así como los procedimientos para alcanzarlos.

✓ Realizar un estudio fundamentado en componentes evaluativos (disponibilidad, mantenibilidad, seguridad e impacto ambiental), que permita cuantificar la contribución que la implementación del plan de mantenimiento aporta al proceso productivo.

✓ Realizar un análisis, costo beneficio, que permita proyectar los beneficios técnicos y económicos que se lograrían con la aplicación del plan de mantenimiento diseñado.



1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

Las EF-ORC-01 y EF-ORC-04 son instalaciones principales que manejan objetivos de producción de 9387 barriles diarios de crudo y 34.759 millones de pie cubico de gas para el Campo Orocuál, resulta de importancia estratégica para la gerencia promover estudios que permitan alcanzar soluciones o métodos de trabajo en el área de mantenimiento y confiabilidad que contribuyan al logro de los objetivos de producción planteados. Este estudio, se puede considerar una herramienta para evitar o reducir las posibles fallas, disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar, evadir detenciones inútiles en equipos, disminuir accidentes, aumentar la seguridad para el personal, conservar las instalaciones en condiciones seguras y preestablecidas de operación, balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente a la inversión por producción y prolongar la vida útil de los sistemas o equipos de las instalaciones.

1.5. LIMITACIONES.

- ✓ La data de inspecciones disponible, no contempla el estudio de la totalidad de las líneas y equipos de las estaciones de flujo.
- ✓ No existen registros confiables acerca de los parámetros de diseño y fecha de puesta en funcionamiento de los sistemas de líneas y equipos de las estaciones de flujo.
- ✓ El personal de mantenimiento no posee registros de fallas en los sistemas de líneas, sistema de equipos y sistema de bombeo.



-
- ✓ No existen registros o estudios de los niveles de riesgo existente en las instalaciones.

1.6. DELIMITACIONES.

- ✓ Este estudio estará dirigido al diseño de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para el sistemas de bombeo (cuatro bombas acopladas a motores eléctricos), separadores (diez separadores), depuradores (seis depuradores) y el sistema de líneas (tubería de distintos diámetros destinadas al servicio de crudo y servicio de gas) incluidos en las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4.
- ✓ Se evaluarán las variables específicas que causen degradación por corrosión en los sistemas de líneas, separadores, depuradores y sistema de bombeo.



2.1. ANTECEDENTES

A continuación Se muestran tres investigaciones nacionales, relacionadas con el estudio de planes de mantenimiento, sirviendo como base de consulta en el desarrollo de esta investigación.

- ✓ Arregui, Julene. (2007) **“ELABORACIÓN DE UN MANUAL DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS PARA LA EMPRESA ASTIVENCA”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Este trabajo consiste en un manual de mantenimiento creado en función de las necesidades de la empresa ASTIVENCA, basado en técnicas de mantenimiento convencionales tales como recomendaciones del fabricante y experiencia personal del mecánico y además un análisis causa-raíz básico. Inicialmente se realizó un inventario y una evaluación del parque de equipos, seguidamente se procedió a realizar una codificación e inventario ajustado a la norma ISO-9001-2000. Y a su posterior implementación con el fin de tener control y orden. Luego se procedió a la realización del manual, el cual incluye todos los procedimientos a utilizar desde que el equipo llega a la empresa, comenzando por el inventario y codificación de planes de mantenimiento preventivo y correctivo, sumado al proceso de inventario, el cual se actualizó continuamente. Con la implantación de este plan de mantenimiento se esperaba disminuir las pérdidas económicas causadas por las continuas fallas de los equipos.



Se llego a la conclusión de que es indispensable la creación de los manuales de procedimientos debido a que es la única manera de difundir la información entre el personal y de que puedan ser llevados a cabo procedimientos iguales por distintos trabajadores mediante la estandarización y normalización de procesos.

- ✓ Leal, Ronald. (2007). **“MODELO DE GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO BASADO EN RIESGO PARA LA C.A. METRO DE CARACAS”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Este trabajo consiste en diseño de un modelo de gestión integral de mantenimiento basado en riesgo, para el aspecto concerniente a las vías férreas que conforman la C.A. METRO DE CARACAS. La metodología empleada para el desarrollo del tema, consistió inicialmente en la selección de un tramo de vía considerado critico dado sus condiciones y características propias en cuanto envejecimiento y degradación se refiere, considerando este como el sistema de estudio, posteriormente se procedió a seccionar este tramo en sectores de vía homogéneos bajo el esquema de subsistemas que integran el sistema estudiado. Seguidamente se procedió a la validación y corrida de un análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad partiendo de una base de datos previamente levantada, revisada y validada por expertos. Así se obtuvo un primer reporte de proyección del comportamiento de tramo de estudio con su respectivo análisis de sensibilidad. Luego se procedió a calcular la probabilidad de ocurrencia de un evento específico desfavorable y las consecuencias de este, en función de la cantidad de personas afectadas por el mismo. Con esto se considera un orden de prioridades para establecer los procedimientos de mantenimiento, así como la logística que esto infiere. Como propuesta principal del proyecto, se concluye en la factibilidad de la adquisición de un vehículo de auscultación de vías férreas como medio principal y más importante para el proceso de mitigación del riesgo asociado a



la evaluación descrita, definiendo consigo un 52% de reducción del impacto determinado.

✓ Rodríguez, Barbará. (2007). **“DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL MOLINO Y LA LAVADORA DE PET DE LA EMPRESA PLÁSTICOS ECOPLAST C.A”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Esta investigación consiste en el diseño de un plan de mantenimiento preventivo para el molino y la lavadora de PET de la empresa de plástico ECOPLAST C.A, mediante la creación de rutinas y tareas necesarias para la óptima ejecución de los procedimientos de mantenimiento. Para la realización del estudio se hizo un seguimiento a las actividades realizadas por los operadores y técnicos mecánicos a fin de conocer sus necesidades. Se recogió información sobre los procedimientos realizados, el stock de repuestos existente en la empresa y se realizo un seguimiento a toma de la data de número de paradas, causas y problemas presentados.

La realización de este proyecto conto con las siguientes etapas: planificación del proyecto, búsqueda de información sobre el proyecto y el mantenimiento, recolección inicial de la data, estudio y análisis de la data, actualización y seguimiento del funcionamiento de los equipos y desarrollo del plan de mantenimiento preventivo.

Se llegó a la conclusión de que la correcta ejecución de los planes de mantenimiento preventivo permite prevenir fallas en los equipos, controlar los procesos productivos, mejorar la calidad y reducir el nuero de paradas del molino y la lavadora de PET.



2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. Corrosión.^[1]

Se define como el ataque químico o electroquímico que sufren los materiales (habitualmente metales y aleaciones) al reaccionar con el medio ambiente. También, puede definirse como el cambio en las propiedades físicas de los materiales, por reacciones químicas o electroquímicas. La corrosión es la degradación de un material producto de su reacción con el medio que lo rodea. Para que el mecanismo de corrosión se lleve a cabo es indispensable la presencia de tres elementos básicos como son ánodos, cátodos y electrolitos, donde el ánodo y el cátodo se relacionan a través de un contacto metálico. La mayoría de los metales como el hierro se encuentra en vetas en forma de óxidos metálicos o sales y el hierro en estado natural se parece mucho al óxido (tipo de corrosión comúnmente visto), esto no es coincidencia ya que el hierro en estado natural es óxido de hierro, comúnmente llamado hematita, el cual tiene la misma composición química del óxido (producto de corrosión) Fe_2O_3 ; es por ello que los metales al sufrir la corrosión vuelven al estado en que se encontraban en la naturaleza. El proceso de corrosión se ilustra en la figura 1 donde el ánodo puede ser representado por una lámina de hierro y el cátodo por una lámina de cobre.

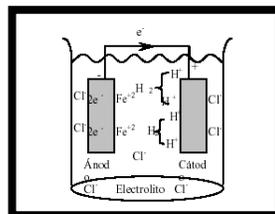


Figura 1: Diagrama del proceso de corrosión en una celda electroquímica. (API 1958)



Así el contacto metálico esta representado por un cable que va del ánodo al cátodo, y como el electrolito una solución de ácido clorhídrico (HCL) en agua libre de oxígeno. Las láminas poseen potenciales de oxidación diferentes, lo que produce un flujo de electrones desde el ánodo hacia el cátodo por efecto del proceso de oxidación. En el ánodo se producen dos (2) electrones por cada Ion de hierro en forma férrea que se desprende a la solución; al mismo tiempo, en el cátodo se consumen electrones para producir una burbuja de hidrogeno, la cual se libera en forma de gas a la atmósfera o se adhiere a la superficie catódica.

Por otro lado, la corrosión ocurre en el ánodo o polo negativo en sistemas galvánicos, y en el polo positivo en las celdas electrolíticas; las reacciones tienen lugar en los electrodos de dicho sistema donde una reacción química existe cuando hay transferencia de electrones de un lugar a otro del metal (reacción electroquímica) lo cual puede suceder de una manera espontánea sin el consumo de una fuerza electromotriz externa (formación de pilas o elementos galvanicos primarios), o con el concurso de dicha fuerza (creación de celdas electromotrices).

De esta manera las reacciones anódicas son aquellas que producen electrones, son reacciones de oxidación y las reacciones catódicas son aquellas que consumen electrones, son reacciones de reducción dicho de otra manera, en el área donde el metal se oxida (donde ocurre la pérdida del metal) recibe el nombre de ánodo o área anódica; el área donde se produce el agente oxidante (donde se toman los electrones liberados por el metal) recibe el nombre de cátodo o área catódica. Durante el proceso de corrosión puede ocurrir más de una reacción de oxidación y reacción de reducción.

De allí que éstas son dependientes una de la otra; si se producen reacciones anódicas, se producen también reacciones catódicas; por lo tanto es posible reducir la corrosión disminuyendo una de las dos reacciones.



2.2.2. Clasificación de la Corrosión. [1,13,10]

La corrosión es un mecanismo de degradación que puede presentarse de diversas formas, y de cualquier manera siempre es un problema que merece buena atención dentro de cualquier empresa, ya que de lo contrario puede generar grandes pérdidas económicas, ya sea por la reparación de equipos o reemplazo de alguno de sus componentes, así como la pérdida de producción e inclusive en ocasiones de vidas humanas. A continuación se muestra la clasificación de la corrosión de acuerdo a la forma en que se manifiesta:

2.2.2.1. Corrosión General o Uniforme.

Es la forma más común de corrosión, caracterizada por un desgaste general uniformemente distribuido sobre la superficie del metal, y se origina por una reacción química o electroquímica, bien sea:

a) En la superficie del metal, donde por ejemplo, el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo en forma más o menos uniforme y sobre toda la superficie. Es la corrosión vista comúnmente en superficies metálicas expuestas al medio ambiente.

b) Cuando las áreas localizadas, o celdas, se polarizan, formando ánodos y cátodos. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión (herrumbre) se depositan en la superficie del metal, el potencial de las



celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial.

Este tipo de corrosión se reporta generalmente en unidades de pérdida de peso como “libras por pie cuadrado por año” ($lb/ft^2/yr$). En el campo se usan unidades ($lb/ft^2/yr$), mientras que las evaluaciones realizadas en laboratorio usan “milesimas de pulgadas por año” (mpy). La corrosión uniforme es generalmente la forma menos dañina de corrosión porque está distribuida sobre toda la superficie de la tubería y esta se va adelgazando progresivamente hasta que falla. (ver figuras 2 y 3).

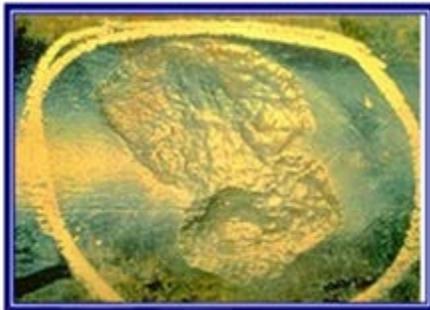


Figura 2: muestra de corrosión externa generalizada en tubería API-5L grado B (UNLP 2007)



Figura 3: muestra de corrosión general o uniforme (UNLP 2007)

2.2.2.2. Corrosión Localizada Inducida por el Flujo.

Se caracteriza porque la velocidad de flujo conlleva a la disolución de productos de corrosión dejando la tubería expuesta al medio y al continuo proceso de corrosión.



2.2.2.3. Corrosión por Picaduras.

Es un ataque electroquímico muy localizado formando agujeros o picaduras que penetran rápidamente al metal en forma de pequeños agujeros con una profundidad mayor o igual a su diámetro y generalmente crecen en la dirección de la gravedad. Requieren de tiempo para formarse antes de ser visibles (dependiendo del metal y del medio corrosivo), aunque en general, al aumentar el ataque, la velocidad del picado se hace mayor, resultando en una rápida destrucción y alta penetración en relación con la poca extensión superficial que describe. Esta corrosión ocurre cuando los ánodos y los cátodos no cambian, el área de la picadura es anódica. Los aceros al carbono son más resistentes a este tipo de ataque que los aceros inoxidable. (Figuras 4, 5 y 6).

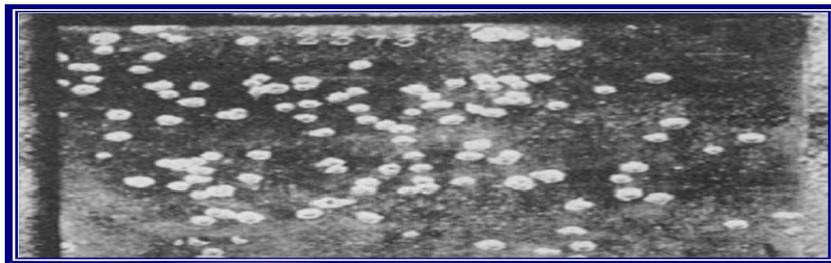


Figura 4: Corrosión por Picadura. (UNLP 2007)



Figura 5: Corrosión por Picaduras en una tubería API-5L grado B. (UNLP 2007)

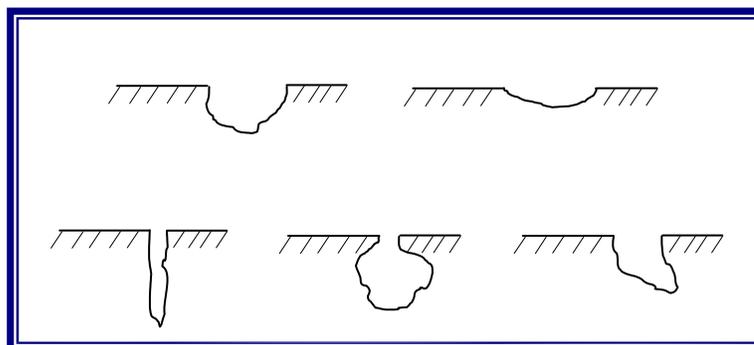


Figura 6: Tipos de Picaduras que se pueden presentar. (UNLP 2007)

Este mecanismo de corrosión usualmente ocurre en zonas donde existen depósitos de fluido y/o fallas del material en presencias de iones como el cloruro. Es importante destacar que la picadura es un proceso autocatalítico el cual estimula la continua actividad de la misma. La oxidación del metal toma lugar dentro del orificio, mientras que la reacción catódica toma lugar en las áreas adyacentes al orificio. Esto produce un exceso de iones positivos dentro de la picadura y como resultado una migración de los iones cloruro para mantener la neutralidad eléctrica del metal.

2.2.2.4. Corrosión Íntergranular.

Es un tipo de corrosión selectiva que toma lugar, preferiblemente, en los límites de los granos de algunas aleaciones de Cobre, Cromo, Níquel, Aluminio, Magnesio y Zinc. Está comienza en la superficie expuesta y penetra hasta extenderse a lo largo de toda la extensión de los granos en forma turbada, pudiendo reaparecer en cualquier parte de la superficie cuando el material es deformado nuevamente.



Se caracteriza porque la velocidad de flujo conlleva a la disolución de productos de corrosión dejando la tubería expuesta al medio y al continuo proceso de corrosión. La turbulencia local producida y las velocidades de flujo, contribuyen al transporte del fluido corrosivo del medio originando su corrosión. Un aumento en las velocidades de flujo, generalmente incrementa las velocidades de corrosión, pero también resulta beneficioso ya que permite reducir la acumulación de agentes agresivos de la superficie del metal reduciendo la corrosión por picadura y hendidura. (Figura 7).



Figura 7: Fotografía microscópica de falla Intergranular. (Fontana 1986)

Las corrosiones ínter granulares tienen un efecto muy poderoso sobre las propiedades mecánicas del metal. La reducción en resistencia se debe no a la cantidad de metal eliminado, sino a la concentración de esfuerzos producida por las fisuras finas.

2.2.2.5. Corrosión por Cavitación.

Este proceso se caracteriza por la formación de burbujas que luego colapsan violentamente contra la superficie, cuando existen colapsos abruptos de presión

estática con frecuencia de sobrecargas hidrodinámica o restricciones en válvulas, orificios entre otros- (Figura 8).

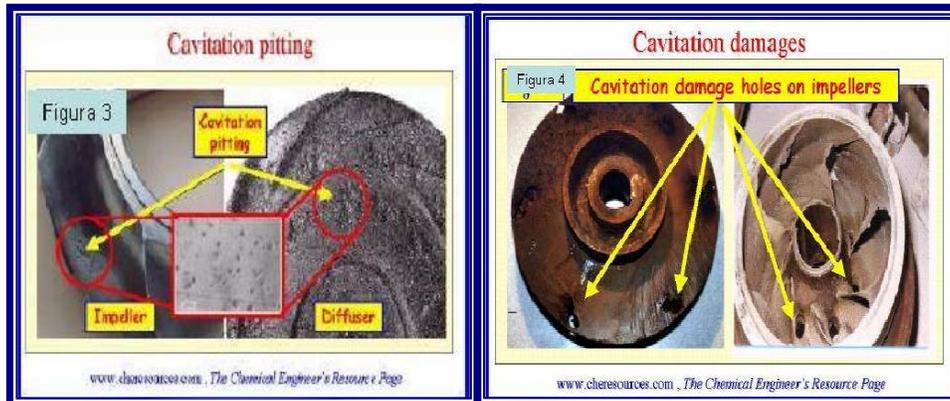


Figura 8: Corrosión Por Cavitación. (UNLP 2007)

2.2.2.6. Corrosión por Fatiga.

Es la fractura que se produce en un material como consecuencia de la acción conjunta de un medio corrosivo y esfuerzo mecánico fluctuante en el tiempo. Existe un efecto conjunto de las tensiones cíclicas y del medio corrosivo. Este efecto conjunto conduce normalmente a la rotura de las capas pasivas que favorece la formación y el desarrollo de las grietas.



2.2.2.7. Corrosión- Erosión.

Proceso de corrosión acelerado por el movimiento relativo del medio y la superficie metálica. Este tipo de daño es producto del ataque del metal por un movimiento entre el líquido o fluido corroído y la superficie del metal. Por lo general la formación y colapso de burbujas de vapor en una interfase líquido-metal conduce a la destrucción del metal, debido a que el líquido lleva consigo partículas sólidas, que erosionan el metal y posteriormente, el medio corrosivo corroe el metal fresco.

También se puede decir que es un proceso combinado de ataque al metal que involucra condiciones mecánicas además de las reacciones electroquímicas, y ocurre cuando se aplica una fuerza física en la superficie del metal generalmente originada por un flujo de un material abrasivo continuo que desgasta por acción mecánica la superficie del material eliminando la películas pasivantes naturales (óxidos, productos de corrosión adherentes) que se van formando, y de esta manera expone material nuevo y no protegido al medio corrosivo. Esta acción acelera el proceso corrosivo y como ocurre continuamente, la pérdida del metal es violenta. Existen diferentes formas por las cuales ocurre el proceso de corrosión-erosión, estos son: corrosión localizada o inducida por el flujo, impacto líquido, impacto sólido, cavitación y roce o fricción. Este fenómeno es caracterizado generalmente por la aparición de varios hoyuelos redondeados y valles en la dirección del fluido, como se puede apreciar en las siguientes figuras. (Figura 9 y 10).

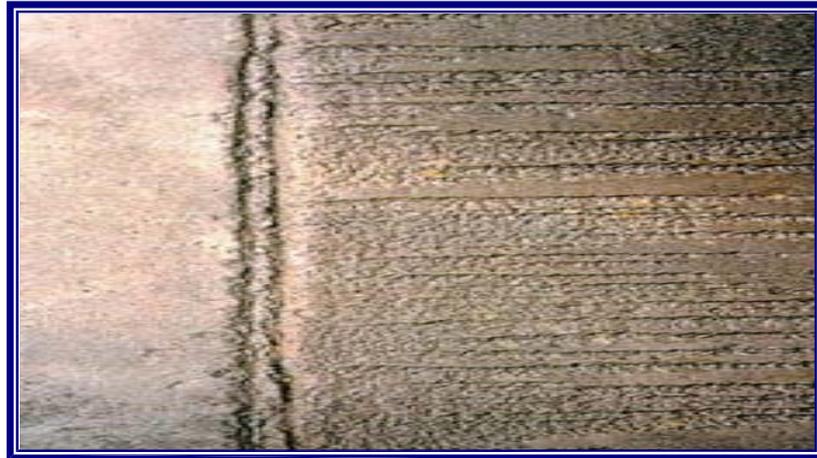


Figura 9: Corrosión-erosión en una tubería API-5L, X-52 .(UNLP 2007)



Figura 10:: Corrosión / Erosión. (UNLP 2007)

2.2.2.8. Corrosión Bajo Tensión.

Ataque de un material por la acción conjunta de dos causas: química (agresivo químico) y física (tensión mecánica). Por separado, ninguna ataca al material. La progresión de la corrosión bajo tensión es de tipo arbóreo.



2.2.2.9. Corrosión por Esfuerzo.

Es un tipo de corrosión que tiene lugar cuando un material se fractura por la presencia de un medio corrosivo.

2.2.2.10. Corrosión por Roce o Fricción.

Es un proceso de tipo localizado que ocurre en áreas de contacto directo, entre materiales que se encuentran bajo esfuerzos y en sistemas donde hay vibraciones y deslizamiento.

2.2.3. Clasificación de la Corrosión según el API (Instituto Americano de Petróleo). [1, 10, 14, 15].

El API señala cuatro formas de corrosión comunes en la industria del petróleo y gas:

2.2.3.1. Corrosión Dulce o por CO₂.

El vapor de agua condensado en las tuberías o líneas de flujo forma el ácido carbónico, produciendo corrosión por picaduras en el metal expuesto, la tasa de corrosión usualmente incrementa al aumentar la presión de operación de las líneas, ya que se disolverá más dióxido de carbono en vapor de agua y en agua libre, creándose así un ácido más fuerte.



Una manera de predecir la corrosividad de un gas esta basada en la presión parcial de dióxido de carbono que se calcula como sigue:

$$PpCO_2 = CO_2(\%) \times Pt \times 10^{-2} \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

$PpCO_2$ = Presión parcial del CO_2 (psi)

Pt = Presión total (psi)

$CO_2(\%)$ = Porcentaje de CO_2 (%)

En forma general si el valor de la presión parcial del dióxido de carbono esta por encima de 30psi, la corrosión es severa, de (7-30) psi es moderadamente corrosivo y de (0-7) psi es levemente corrosivo.

Existen tres tipos de corrosión del acero al carbono por CO_2 clasificadas de acuerdo al rango de temperatura en el cual se presenta el medio corrosivo (ver figura 11). Estos son:

Zona tipo I: Esta ocurre a temperaturas menores de los 60 °C (140 °F) y a pH mayores o iguales a 5. Se genera disolución del hierro, sin embargo el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie ya que se forma una cantidad pequeña de carbonato de hierro. La adhesión del producto a la superficie metálica es débil, facilitando la remoción de la misma por el fluido en movimiento. La velocidad del



fluido es un factor importante a tomar en cuenta, ya que al arrastrar las capas de carbonatos puede generar áreas limpias que aceleren el proceso corrosivo en el sistema.

Zona tipo II: Ocurre a temperaturas alrededor de los 100 °C (212 °F), y el daño es corrosión localizada. La velocidad de corrosión es mayor y se observan picaduras en el metal. La capa que se forma crece y luego se pierde; la característica de esta capa es gruesa, porosa y heterogénea generando sitios anódicos por donde crece la picadura.

Zona tipo III: Ocurre a temperaturas superiores a los 150 °C (302 °F), la velocidad de corrosión disminuye debido a la formación de una capa de carbonato de hierro homogénea, compacta, delgada y adherente, de buenas propiedades mecánicas y haciendo que la disolución del hierro disminuya.

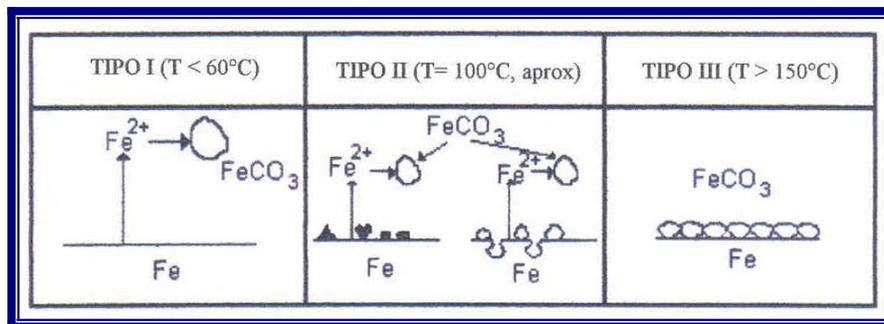


Figura 11: Esquema de la influencia de la temperatura sobre la Corrosión por CO₂. (Fontana 1986)

En tal sentido, este comportamiento permite concluir que a medida que aumenta la temperatura en ambientes con CO₂ la velocidad de corrosión de los aceros al carbono disminuye.



2.2.3.2. Corrosión Ácida o por Sulfuro de Hidrógeno (H₂S).

El gas sulfuro de hidrogeno (H₂S) disuelto en agua, normalmente, en pequeñas cantidades, crea un ambiente sumamente corrosivo, este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S.

Para evaluar la corrosividad del ambiente generado por el sulfuro de hidrogeno es necesario calcular la presión parcial del gas tal como sigue a continuación:

$$P_{pH_2S} = H_2S(ppm) \times P_t \times 10^{-6} \quad \text{Ec (2)}$$

Donde:

P_{pH_2S} = Presión parcial del H₂S (psi)

P_t = Presión de operación (psi)

$H_2S(ppm)$ = Partes por millón de H₂S

Si el valor de la presión parcial del sulfuro de hidrogeno esta por encima de 0,05psi ($P_{pH_2S} > 0,05\text{psi}$), el ambiente es ácido y tiene peligro de picaduras o de corrosión bajo esfuerzos; una presión parcial por debajo a 0,05psi, indica que está fuera de peligro ($P_{pH_2S} < 0,05\text{psi}$); mientras que $P_{pH_2S} = 0$ indica que el ambiente no es ácido, es decir que la corrosión por H₂S es nula.



2.2.3.3. Corrosión por efecto combinado de CO₂ y H₂S.

el siguiente criterio proporciona un indicativo que permite determinar el mecanismo de corrosión predominante, ya sea por CO₂ o por H₂S:

$$Pp \text{ CO}_2 / Pp \text{ H}_2\text{S} \geq 200 \text{ Corrosión por CO}_2. \quad \text{Ec (3)}$$

$$Pp \text{ CO}_2 / Pp \text{ H}_2\text{S} < 200 \text{ Corrosión por H}_2\text{S}. \quad \text{Ec (4)}$$

2.2.3.4. Corrosión por Oxígeno.

Ocurre cuando el oxígeno está disuelto en agua, lo cual incrementa muy rápido la velocidad de corrosión. En un sistema de inyección de agua, el aire puede entrar en la corriente del fluido en muchas partes del sistema. En pozos productores, este tipo de corrosión es causado usualmente cuando el aire entra en el anillo entre el revestidor y la tubería de producción.

2.2.4. Velocidad de Corrosión.

La tasa o velocidad de corrosión se puede expresar de distintas formas; sin embargo, la que se considera más adecuada es:

- ✓ Milésimas de pulgada por año (mpy).
- ✓ Milímetros por año (mm/año).



2.2.5. Medición periódica de espesor de pared. [op cit]

En los recipientes y tuberías, estas tasas de corrosión, se pueden deducir de las mediciones periódicas del espesor de pared. Si el espesor inicial es E_0 y el espesor medido después de N años es E_f , la tasa de corrosión será:

$$mpy = \frac{(E_0 - E_f)}{N}$$

Ec. (5)

(Expresando E_0 y E_f en milésimas de pulgada)

Los materiales de recipientes a presión, tuberías, válvulas y de equipos complejos ubicados en las plantas procesadoras de gas están expuestos a una diversidad de ambientes corrosivos, algunos de los cuales son altamente agresivos. Los distintos tipos de materiales metálicos y no metálicos son afectados por estos ambientes complejos, ocasionando diversos tipos de deterioro, que pueden desencadenar fallas menores de operación, o en algunas oportunidades fallas catastróficas. Además vale la pena destacar que los equipos y tuberías están diseñados con códigos o normas que especifican el espesor de pared requerido para soportar la presión de operación.

2.2.6. Corrosión Interna. [10]

Uno de los principales problemas en cuanto al mantenimiento de equipos y tuberías utilizadas para el transporte, producción y tratamiento de fluidos desde los yacimientos, lo constituye la corrosión que presentan las superficies de los ductos que normalmente se encuentran en contacto con el mismo fluido, que



por lo general presenta concentraciones variables de H_2S , CO_2 , cloruros, agua y en algunos casos oxígeno.

La presencia de cada uno de ellos o la combinación de estos agentes corrosivos es capaz de acelerar mucho más la velocidad de corrosión y por ende la magnitud del daño generado. La necesidad de producir y manejar estos fluidos que muestran incremento de los contaminantes obliga a la implantación de un plan coherente de control de corrosión, donde se consideren en forma integral todas las condiciones involucradas en el proceso.

2.2.7. Corrosión Externa. [op cit]

Es la que ocurre en la parte externa de la superficie de la tubería, su condición se ve afectada por la resistividad del suelo, la calidad del revestimiento y el material de los tubos. Comienza a partir de la pérdida de revestimiento, dejando la superficie en contacto directo con el medio acelerándose el proceso de corrosión. La protección contra la corrosión externa de los gasoductos y oleoductos enterrados esta constituida básicamente por revestimientos, por ánodos de sacrificio y por protección catódica con sistemas de corriente impresa; en las tuberías aéreas se cuenta sólo con el primero.

2.2.8. Presiones Parciales de los Gases. [15,4]

Existe corrosión activa por dióxido de carbono bajo los siguientes rangos:

- ✓ Para presiones parciales de CO_2 mayores a 30 psi, la corrosión es crítica.
- ✓ Para presiones parciales de CO_2 entre 7 y 30 psi, la



corrosión es moderada.

✓ Para presiones parciales de CO_2 menores a 7 psi, la corrosión es despreciable.

Esta referencia se hace a los aceros al carbono y aleaciones bajas para temperaturas menores que 350 °F. Este principio no es siempre aplicable cuando hay presencia de agua salina ya que las sales disueltas causan tasas de corrosión que se incrementan considerablemente a partir de los 300 °F. por otro lado se asegura la existencia de actividad corrosiva cuando la presión parcial del sulfuro de hidrógeno sobrepasa el valor de 0,05 psi para aceros tales como N-80 y C-95, con temperatura de operación menor que 150 °F, y para aceros P-105 y P-110 con temperatura de operación menor que 175 °F. Existen otros tres lineamientos para examinar este parámetro y ellos son:

1. A muy bajos niveles de H_2S ($< 0,01$ psi), el CO_2 es el corrosivo dominante, y en temperaturas cercanas a los 140 °F, la corrosión y algunas pasividades están en función de la formación de FeCO_3 ; y la presencia del H_2S no tiene significado real.

2. En sistemas dominados por CO_2 , en presencia de pequeños valores de H_2S se puede provocar la formación de un tipo de sulfuro de hierro en temperaturas por debajo de los 248°F. Sin embargo, la formación de una capa de esta sustancia, está en función de la reacción del Fe^{+2} y S^{-2} , el pH, y la temperatura. Esta capa puede llegar a mitigar o disminuir la corrosión.

3. En sistemas dominados por H_2S , hay una formación preferencial de una capa de sulfuro en preferencia a la de FeCO_3 . Existe una protección disponible debido a la presencia de una capa sulfhídrica entre los rangos de 140



°F a 464 °F. Inicialmente, la forma del sulfuro de hierro es la Kansita que se ha formado como fenómeno de adsorción de la superficie. A altas temperaturas la Kansita llega a ser una Pirolita estable. Sin embargo, a temperaturas por debajo de los 140 °F o sobre los 464 °F, la presencia del H₂S agrava la corrosión en los aceros dado que la presencia del mismo previene la formación de una capa o costra estable de FeCO₃.

2.2.9. .Inspección con ultrasonido.[16]

Esta técnica involucra la medición de espesores de pared de tuberías y equipos, mediante ondas de sonido. Consiste en un elemento transductor generalmente acoplado a un instrumento de registro digital. Las mediciones de este tipo deben realizarse desde el momento en que se instala la tubería a fin de caracterizar el sistema antes de ser expuesto al medio corrosivo.

En la figura 12 mostrada a continuación se indican las posiciones de medición con ultrasonido para diferentes tipos de accesorios en una tubería.

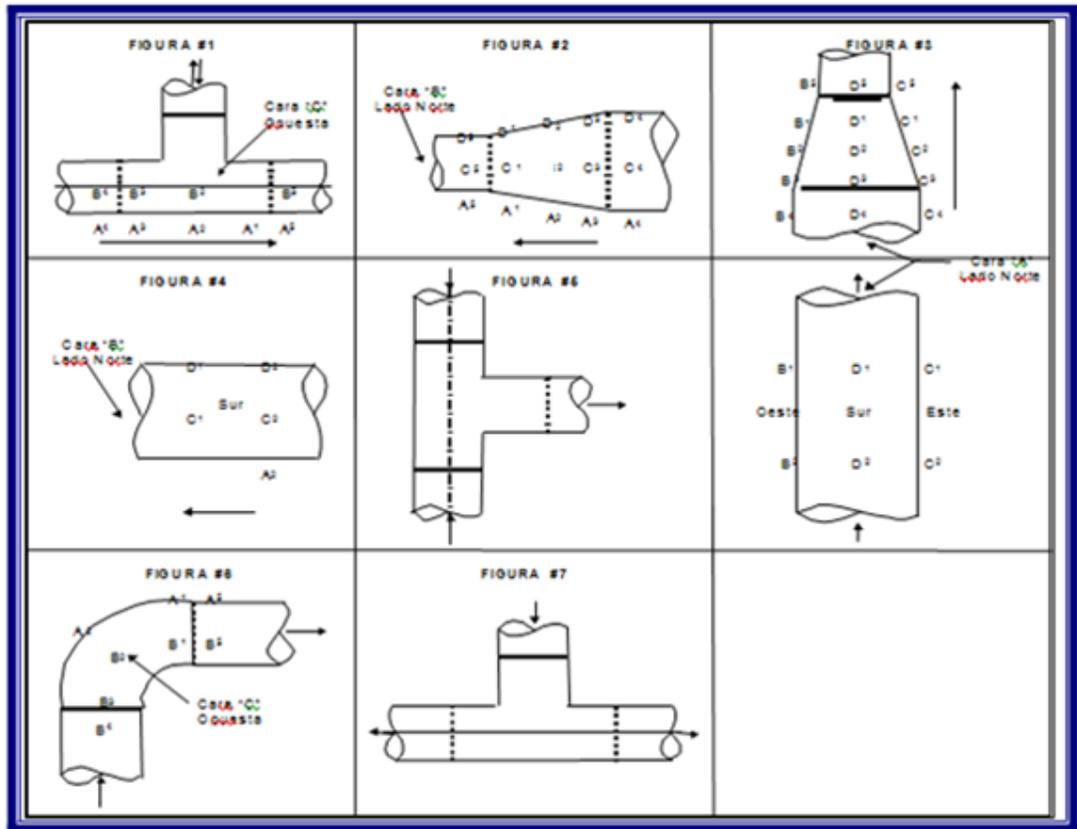


Figura 12 : Posiciones de medición mediante ultrasonido en tuberías y accesorios.

2.2.10. Inspección Visual. [op cit]

La inspección visual, en cuanto a corrosión, es utilizada para determinar en campo, las condiciones generales de los equipos ante la presencia de elementos corrosivos, así como también de los parámetros que afectan a este fenómeno. La ventaja de la inspección visual es que el rango y la configuración del daño por corrosión pueden ser examinados en breve lapso de tiempo.



2.2.11. Definición de lazos de corrosión. [op cit]

Es una metodología dinámica aplicable a recipientes y tuberías basada en criticidad, que permite predecir y prevenir la ocurrencia de fallas y optimizar los planes de inspección, mantenimiento, así como, de proceso y operación. La metodología consiste en seccionar la planta bajo estudio en circuitos de acuerdo a: mecanismos de degradación comunes, condiciones de operación similares, proceso que se realiza y materiales de construcción similares. Entre los principales objetivos de lazos de corrosión se encuentran:

- ✓ Establecer un control de las variables operacionales.
- ✓ Obtener un plan selectivo de inspección basado en riesgo y condición.
- ✓ Optimizar el tiempo durante las paradas de planta.
- ✓ Mejorar la frecuencia de inspección.
- ✓ Disminución de costos de mantenimiento e inspección de la planta

2.2.12. Metodología de Inspección Basada en Riesgos “IBR”. [9, 19]

Es una herramienta sistemática que ayuda al usuario a tomar decisiones de negocios respecto a gastos de inspección y mantenimiento. Actualmente no existe ningún argumento sobre si la inspección de los equipos en la industria de procesos es un gasto justificable, debido a la seguridad y productividad generada por la misma. Sin embargo, es difícil determinar cuanto dinero se justifica para las inspecciones. Si alguna inspección es buena ¿Será siempre la mejor?, o ¿Existe alguna cantidad de inspecciones más allá de los cuales el costo de inspección exceda el beneficio? Tanto la industria como el gobierno, le han buscado respuesta a estas preguntas durante años. Fuera de esta búsqueda, nace el concepto de usar riesgo como una medida básica para las inspecciones.



La Inspección Basada en Riesgo tiene las siguientes cualidades:

- ✓ Evaluar planes corrientes para determinar prioridades.
- ✓ Evaluar planes futuros para tomar decisiones.
- ✓ Evaluar cambios en operaciones básicas que puedan afectar la integridad del equipo.
- ✓ Identificar colaboradores críticos al riesgo que puedan de otra manera ser pasados por alto.
- ✓ Establecer óptimos niveles económicos de inspección lo suficientemente fuertes contra la reducción de riesgo.
- ✓ Incorporar niveles de riesgo aceptables.

Con la Inspección Basada en Riesgo, los costos del ciclo de vida total pueden ser usados como un criterio económico desde la etapa de diseño hacia adelante, evaluando tanto los costos de capital inicial de una opción como la inspección u otro requerimiento de mantenimiento sobre la vida del equipo. El IBR ayuda a gerenciar el riesgo mediante la importancia de actividades de inspección en los distintos equipos de trabajo. Uno de los riesgos evitables que la industria encara es la falla de los equipos debido a la degradación que podría ser detectada antes de la falla. El IBR determina la probabilidad de falla como resultado de tales mecanismos de deterioro examinando la tasa de progresión del daño, la tolerancia del equipo al daño, y la cantidad y tipo de actividades de inspección que han sido realizadas en el pasado. También determina la consecuencia de la falla, si esta ocurriese. Esta información permite determinar o calcular el riesgo que presenta el equipo mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{PDF} \times \text{CDF} \qquad \text{Ec (6)}$$

Donde:



PDF: Probabilidad de falla.

CDF: Consecuencia de falla.

Por otra parte si el elemento de un equipo está sujeto a daños por corrosión, por ejemplo, si las inspecciones no han sido realizadas, la probabilidad de falla pudiera ser alta. Sin embargo, si algunas inspecciones de calidad suficiente han sido realizadas (asumiendo que el equipo aun se mantiene con la calidad de diseño), la probabilidad de falla será realmente baja, aun con la existencia de corrosión significativa. Los conceptos claves para entender la inspección basada en riesgo es que las fallas, debido a daños, siempre ocurren donde el mecanismo de daño es peor al esperado. Las inspecciones incrementan el conocimiento de la cantidad de daño presente, y asegura que una falla no ocurra. El software IBR 3.3.3 evalúa la probabilidad estadística de que un daño lo suficientemente severo pudiera existir (probabilidad de falla) dada la cantidad y calidad de las inspecciones que han sido realizadas. Además, como el daño de un equipo depende del tiempo, las inspecciones futuras pueden ser planeadas basada en la cantidad de daño esperado en fechas posteriores. Así, el IBR establece un balance propio entre la evolución del daño y el mayor conocimiento de éste, de manera de asegurar que el equipo este siempre seguro al operar. Otra ventaja del IBR es que la importancia de los equipos se determina por combinar la probabilidad de falla y la consecuencia de falla, de modo que la optimización económica de las actividades de inspección es posible, mientras se mantengan niveles aceptables de seguridad. Las características principales de IBR son las siguientes:

- ✓ Se fundamenta en un software diseñado por “API”, caso de aplicación LEVEL III, el cual realiza cálculos cuantitativos lo que permite modelar el riesgo.



- ✓ Su producto es una matriz de riesgo y planes de inspección.

Los beneficios de la Aplicación del IBR son:

- ✓ Establecer / revisar frecuencias de inspección
- ✓ Optimizar costos de inspección
- ✓ Cuantificar / modificar niveles de riesgo
- ✓ Mejorar productividad y rentabilidad

Pasos básicos para aplicar el IBR.:

- ✓ Selección de la unidad de análisis
- ✓ Identificación de variables y recopilación de información
- ✓ Cuantificación del riesgo
- ✓ Optimización del plan de inspección
- ✓ Implantación del plan optimizado
- ✓ Evaluación y seguimiento

Para la Cuantificación del riesgo se debe contar con ciertos insumos requeridos a nivel de las variables de probabilidad y consecuencias las cuales se muestran en la figura 13



Figura 13. Cuantificación del Riesgo. (D. Natera 2002)

A continuación se presentara los parámetros que evalúa el programa IBR para el cálculo del riesgo y los fundamentos que utiliza para dicho cálculo.

2.2.12.1. Probabilidad de falla. [op cit]

El programa “API IBR 3.3.3” maneja una base de operaciones y falla a nivel mundial de diferentes tipos de equipos. Con los datos suministrados por el usuario, el programa compara la data de dicho equipo con una similar que se encuentra en su base de datos y genera un reporte donde se aprecia la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma. Las sustancias químicas manejadas y las fronteras físicas del área en estudio deben de haber sido definidas antes del cálculo de la probabilidad de falla y la consecuencia.



El factor “Cualitativo” de la probabilidad de falla se presenta en el eje vertical de la matriz de riesgo y viene dado por un número que va desde el 1 al 5. Cada número indica, en una escala logarítmica, la cantidad de veces que se incrementa la probabilidad de falla con respecto a la tasa genérica (es un valor estándar que posee internamente el software en su base de datos a nivel mundial). Todos los equipos o elementos de los mismos que después del cálculo estén dispuestos en las casillas pertenecientes a categoría uno de la matriz de riesgo mostrada en la figura N° 6, por ejemplo, indica que la probabilidad de falla de ese equipo o elemento se ha incrementado hasta dos veces por encima de la tasa de probabilidad de falla mundial.

La tasa genérica de falla de un equipo, es entonces modificada por una serie de sub – factores que la multiplican incrementándola dependiendo de los datos suministrados (tasa de corrosión, tipo de material, calidad y cantidad de inspecciones entre otros).

Existen seis sub – factores que sumados conforman la categoría de la probabilidad de falla y que por consiguiente modifican la tasa genérica de falla:

Factor de Equipo (FE): el cual está relacionado con el número de componentes de la unidad que potencialmente puede fallar.

Factor de Daño (FD): es una medida del riesgo asociado a los mecanismos de degradación en las unidades. Aquí se incluye diversos grados de corrosión generada, fatiga, mecanismos relacionados con la exposición a bajas y altas temperaturas.

Factor de Inspección (FI): Provee una medida de la facilidad de las inspecciones realizadas y la habilidad de identificar mecanismo que pudiesen causar daños a los equipos. Examinan los tipos de inspección, la calidad y el manejo de la misma.

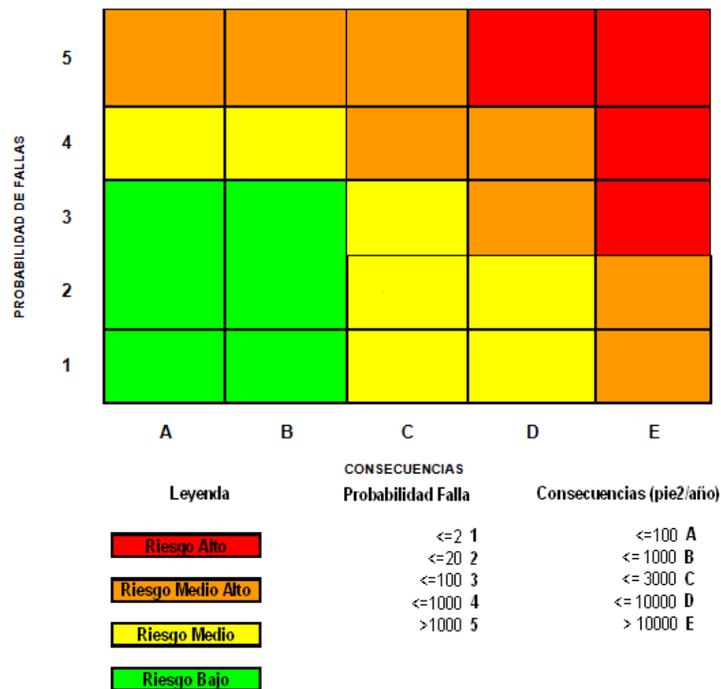


Figura 14. Matriz de riesgo. (API-581 1998)

Factor de Condición (FC): Toma en cuenta la condición física del equipo desde el punto de vista de mantenimiento.

Factor de Proceso (FP): Es una medida de condiciones de operación que conducirían a una pérdida de almacenamiento de fluido por el equipo.

Factor de Diseño Mecánico (FDM): Mide el factor de seguridad del equipo, si está diseñado acorde con la normativa actual, si el diseño del equipo es único o complejo.

2.2.12.2. Análisis de Consecuencia. [op cit]

En el análisis de consecuencia, el programa toma en cuenta dos riesgos potenciales, riesgo de explosión y riesgo tóxico. El Software en su análisis presenta el



cálculo de dos factores “Factor de consecuencia de daños” y “Factor de consecuencia a la salud” los cuáles permitirán cuantificar las posibles consecuencias de los riesgos potenciales antes mencionados. La mayor consecuencia que se genere entre los dos factores anteriores, determinará cualitativamente la consecuencia y es representado en una escala horizontal de la matriz en cinco categorías (A, B, C, D, E). Cada letra es indicativa del área afectada (bien sea por su explosión, por toxicidad o por fatiga según lo previamente determinado por el programa) en pies cuadrado en una escala logarítmica, es así por ejemplo, como la letra A indica que 100 pies cuadrados (9,3 m²) del área serían afectados por la falla de un equipo en particular (si éste se ubica en la franja vertical que corresponda a la letra “A”). La categoría de consecuencia de daño, se deriva de la combinación de cinco elementos que determinan la magnitud de un potencial peligro de incendio y/o explosión.

2.2.12.3. Factores de Consecuencia de Daño. [op cit]

Factor Químico (FQ): un químico tiene la propiedad de causar ignición, se deriva de la combinación del factor “FLASH” del material y de la reactivada en términos de la manera como un material pudiera explotar cuando es expuesto a una fuente de ignición.

Factor Cantidad (FC): representa la mayor cantidad de material que pudiese ser liberado por un equipo en un evento. Este factor ésta basado en la mayor cantidad, en peso, del inventario inflamable del equipo.

Factor de Estado (FD): Es una medida de que tan fácil un material pasa al estado gaseoso una vez que es liberado a la atmósfera. Este valor se determina a partir de la relación de la temperatura promedio del proceso y la temperatura de ebullición a presión atmosférica.



Factor de Autoignición (FA): es un valor que toma en cuenta la probabilidad de ignición que es liberado a una temperatura superior a la de ignición.

Factor de Presión (FP): es una medida de que tan rápido el fluido escapa. En general líquidos y gases procesados a altas presiones (150 Lbs., 1,03 MPa.) son los que pueden causar una emisión instantánea, generando peores consecuencias que las que produce una fuga lenta del producto manejado.

Factor de credibilidad (FC): Toma en cuenta la seguridad y las características diseñadas para el equipo. Estas características de seguridad pueden jugar un papel importante al reducir la consecuencia, en el caso de una emisión catastrófica de fluido, entre ellas cabe mencionar: sistemas de detección de gases, atmósferas inertes, sistemas de mitigación de incendios, capacidad de aislamiento, protección contra explosiones, sistema de eliminación rápida, cables y estructuras contra incendios, fuentes de agua contra incendios, existencia de espumas contra incendios, existencia de monitores contra incendios y rociadores de agua.

Factor de Daño Potencial (FDP): se determina a partir de un equipo que se encuentra cercano a grandes inventarios de materiales inflamables o explosivos

Finalmente en la categoría de consecuencias del daño, se calcula los factores mencionados anteriormente y seleccionando una categoría (A, B, C, D, E) basadas en los intervalos de factores de estos.

2.2.12.4. Factores de Consecuencia de Salud. [op cit]

Factor de Cantidad Tóxica (FCT): indica la cantidad y la toxicidad del material. Este factor depende de la masa del fluido.



Factor de dispersabilidad (FD): Indica la capacidad del material para dispersarse y depende directamente del punto de ebullición del mismo, mientras mayor sea el punto de ebullición la probabilidad de dispersión disminuye.

Factor de Credibilidad (FC): depende de la cantidad de dispositivos de seguridad en el equipo como son detección del material tóxico, capacidad de aislamiento, sistemas de eliminación rápida y sistema de mitigación.

Factor de Población (FP): Se refiere al número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por la ocurrencia de un evento donde se libera material tóxico. El sistema considera una relación inversa entre el número de personas próximas a la zona de peligro y el porcentaje de afectados por la falla (este resultado está soportado por datos en condiciones reales). La categoría de consecuencia de la salud se enmarca o se le asigna una categoría en especial (A, B, C, D, E), y está basada en la combinación de los cálculos los factores según lo descrito en este documento que soporta el software.

2.2.12.5. Optimización de la Inspección. [op cit]

Cuando se determina el riesgo asociado con ítems individuales del equipo, y la efectividad de las diferentes técnicas de inspección es cuantificada, se dispone de información adecuada para desarrollar una herramienta de optimización para planificar e implementar una inspección basada en riesgo.

La Figura 15 muestra la reducción del riesgo que puede ser esperada cuando la frecuencia y el grado de inspección son incrementados. La curva superior representa el programa típico de inspección, ya que donde no hay inspección puede existir un más alto nivel de riesgo. Con una inversión inicial en actividades de inspección el riesgo decae considerablemente. Se logra alcanzar un punto donde las actividades de



inspección adicional comienzan a mostrar un retorno, y eventualmente, pudiera producir muy poca reducción de riesgo adicional. Si se aplica inspección excesiva, el nivel de riesgo pudiera igualmente aumentar. Esto se debe a que muchas veces la inspección prevista pudiera ocasionar un deterioro adicional al equipo. Esta situación se representa por la línea punteada al final de la curva superior.

No todos los programas de inspección son igualmente efectivos en detectar deterioro y reducir riesgos. Existen varias técnicas disponibles para detectar cualquier mecanismo de deterioro, y cada método tendrá un diferente costo y efectividad. Se logra una reducción del riesgo pero no a un nivel de óptima eficiencia.

IBR provee una metodología para determinar la combinación óptima de los métodos y frecuencias. Cada método de inspección disponible puede ser analizado y estimar la probabilidad para reducir la probabilidad de falla. Con esta información y el costo de cada procedimiento, se desarrolla un programa de optimización. La clave para desarrollar tal procedimiento es la capacidad para valorar el riesgo asociado con cada equipo, y así determinar las técnicas de inspección más apropiadas para cada pieza del equipo. El resultado de esta metodología se ilustra en la curva inferior de la figura 15.

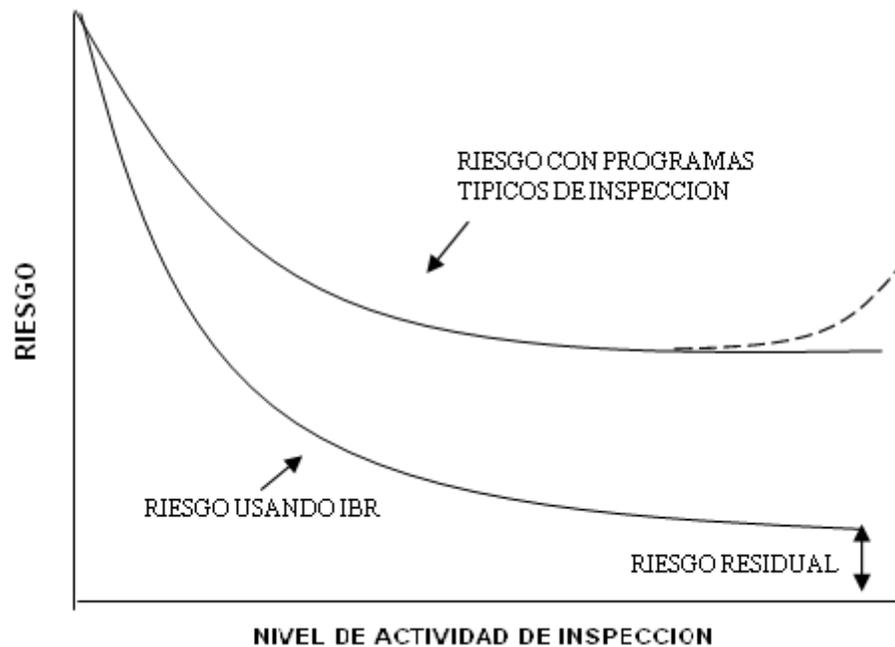


Figura 15: Optimización de la Inspección. (D. Natera 2002).

Como se muestra en la figura N°15, el riesgo no puede ser reducido totalmente a cero por esfuerzos en inspección ya que persisten los factores de riesgos residuales. Estos son los siguientes:

1. Errores humanos.
2. Desastres naturales.
3. Eventos externos (Ejemplo. Colisiones o caída de objeto).
4. Efectos secundarios de unidades cercanas.
5. Actos deliberados.
6. Limitaciones fundamentales del método de inspección.
7. Errores de diseño.
8. Mecanismos desconocidos de deterioro.



2.2.12.6. Consecuencia y Probabilidad para Inspección Basada en Riesgo. [op cit]

A través del contexto del IBR, se quiere saber que incidentes pudieran pasar (consecuencia) en el momento en el cual falle un equipo, y que tan probable es la ocurrencia del evento. La probabilidad de que existan uno o más incidentes determinaran el riesgo de la operación. Pueden ocurrir fallas sin ningún impacto económico, ambiental o de seguridad significativa. De igual manera, existen fallas con un alto potencial de consecuencias, pero si la probabilidad del incidente es baja, entonces el riesgo no puede garantizar acción inmediata. Sin embargo, si la combinación de probabilidad y consecuencia (Riesgo) es suficientemente alta para ser intolerable, entonces se recomienda la planificación de acciones de mitigación al respecto. Por lo general, las organizaciones se han enfocado únicamente en la consecuencia de falla o en la probabilidad de ocurrencia de la misma, sin trabajar en conjunto los dos aspectos. No se ha considerado que tan probable es que un evento inesperado ocurriese. Sólo por la consideración de estos dos factores, se pueden tomar decisiones efectivas basadas en el riesgo inherente.

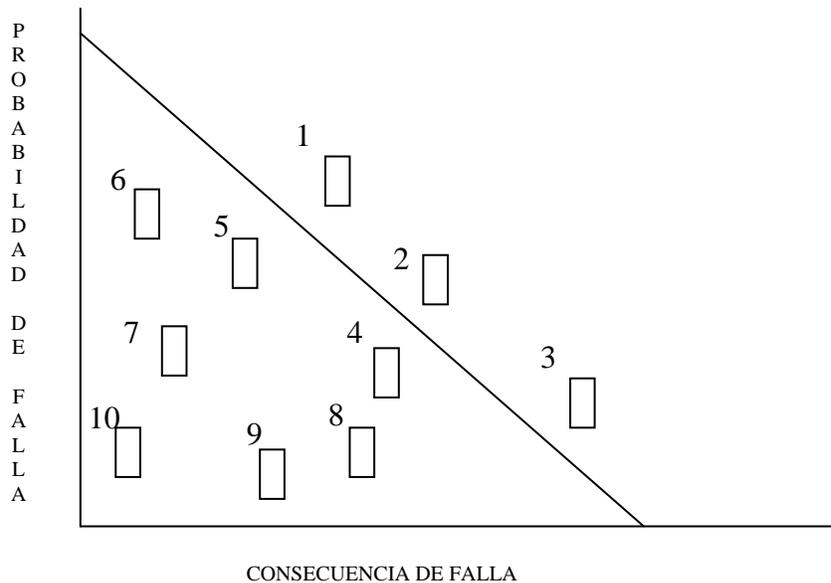


Figura 16 Riesgo asociado en 10 equipos. (Natera 2002)



La figura 16 muestra el riesgo asociado con la operación de un número de equipos en el proceso de una planta. Tanto la probabilidad como la consecuencia de falla se han determinado para 10 equipos, y los resultados han sido graficados. Los puntos representan el riesgo asociado con cada equipo. Si se ordenan sobre la base del riesgo, se produce una jerarquización basada en riesgo de los equipos a ser inspeccionados. Un plan de inspección puede ser desarrollado para que su enfoque principal sea la atención sobre las áreas de más alto riesgo.

2.2.12.7. Mecanismo de deterioro y Modos de Falla. [op cit]

Para esto, se debe consultar un especialista en corrosión o metalurgia, de manera de definir el mecanismo de deterioro de los equipos, susceptibilidad y modo de falla; donde los datos utilizados deben ser minuciosamente documentados. Las condiciones del proceso (normal y anormal), así como los cambios del proceso anticipados deberán ser considerados en la evaluación. Los mecanismos de fallas, tasas y susceptibilidades serán los primeros datos de entrada en la evaluación de la probabilidad de falla. El modo de falla es una entrada clave para determinar la consecuencia de falla.

El término falla, puede ser definido como el fin de la capacidad para realizar una determinada función. Este concepto basado en IBR, se refiere a pérdidas de material debido a deterioración mecánica de equipos. El término modo de falla, esta referido a la manera de la falla. El modo de falla pudiera variar desde un pequeño agujero de derrame hasta una total ruptura.

Los tipos de deterioro observados frecuentemente en la industria del proceso son:

1. Disminución de espesor (incluido interno, externo, localizado y agujeros).



2. Agrietamiento por corrosión.
3. Ataque de hidrógeno a alta temperatura.
4. Fallas del medio ambiente y metalúrgico.
5. Fallas Mecánicas.

2.2.12.8. Gráfica y Matriz de Riesgo. [op cit]

Una vez que se desarrollan los valores de riesgo, estos pueden ser presentados en una variedad de formas para comunicar los resultados del análisis a los Gerentes Planificadores de Inspección. Una meta del análisis de riesgo es comunicar los resultados en un formato común, el cual puede ser entendido por todo el grupo. Para lograr esta meta, es recomendable la utilización de una matriz o gráfica de riesgo.

2.2.12.9. Matriz de Riesgo. [op cit]

Para la metodología de jerarquización de riesgo, las cuales usan categorías de probabilidad y consecuencia presentar los riesgos en una matriz es una forma más efectiva de comunicar la distribución por todas las partes de las unidades de la planta o procesos sin valores numéricos.

En la figura 17, las categorías de probabilidad y consecuencias esta ordenada de manera que la más alta jerarquización de riesgo esta hacia la esquina superior derecha. Seria asociar valores numéricos con las categorías para suministrar guías al personal que desarrolla la asesoría.

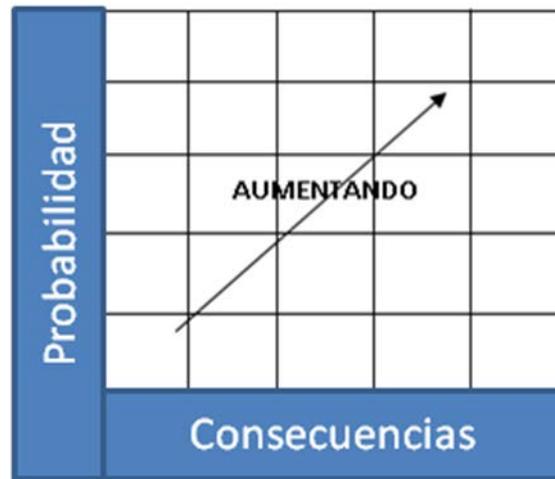


Figura 17 Matriz de Riesgo Cualitativa. (Medina 2001)

2.2.12.10. Gráficas de Riesgo. [op cit]

Cuando se utilizan más datos de probabilidad y consecuencia cuantitativa, donde mostrar valores de riesgo numérico es más significativo para la evaluación, se debe utilizar una gráfica de riesgo. Esta se construye de manera similar a la matriz de riesgo en donde el nivel más alto está dirigido hacia la esquina superior derecha. Ver la figura 18.

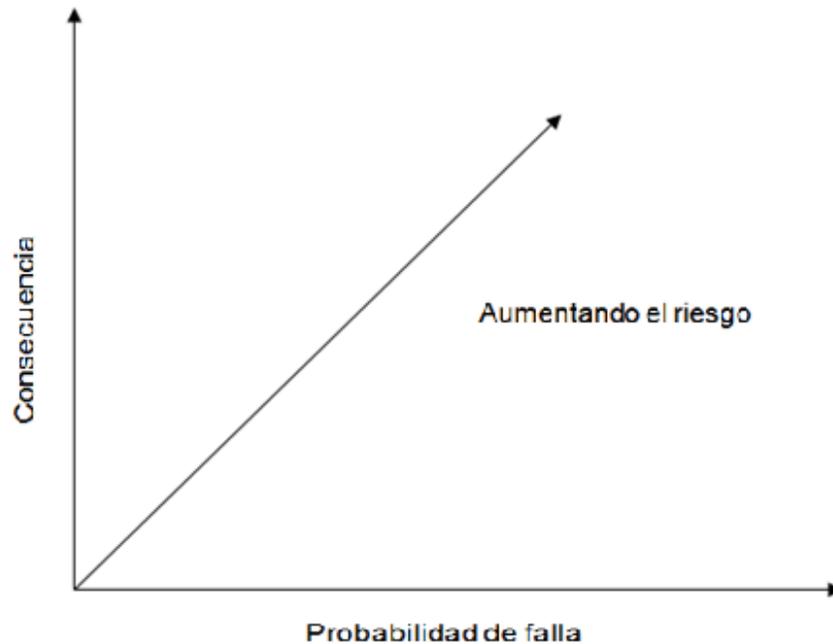


Figura. 18: Probabilidad y Consecuencias Cuantitativas. (D. Natera 2002).

Los equipos que se encuentran en la zona de alto riesgo dentro de la matriz o gráfica, deberán probablemente tomar mayor prioridad para la planificación de inspección. De igual manera, los representados en las zonas de más bajo riesgo deberán tener menos prioridad de inspección. Una vez que las gráficas o matrices son completadas pueden ser utilizadas como una herramienta de monitoreo durante el proceso de priorización.



2.3. CONCEPTOS UTILIZADOS.

2.3.1. Sensibilidad del Riesgo. [9]

Es la simulación del comportamiento del riesgo de un determinado equipo para años futuros, es decir, conocer el posible riesgo que pudiese tener ese equipo para un determinado momento.

2.3.2. Análisis Cromatográfico. [16]

Es el análisis que se le realiza a un determinado fluido para determinar que tipos de componentes químicos lo conforman y en que cantidad están presentes.

2.3.3. Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) [11]

Es el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del período considerado; este constituye un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo o sistema. El Tiempo Promedio para Fallar también es llamado "Tiempo Promedio Operativo" o "Tiempo Promedio hasta la Falla".

Ec(7)

$$TPPF = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Número de fallas}}$$



2.3.4. Tiempo Promedio para Reparar (TPPR) [op cit]

Es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por un fallo, dentro de un período de tiempo determinado. El Tiempo Promedio para Reparar es un parámetro de medición asociado a la mantenibilidad, es decir, a la ejecución del mantenimiento.

Ec(8)

$$TPPR = \frac{\text{Horas fuera de servicio}}{\text{Número de fallas}}$$

2.3.5. Disponibilidad [op cit]

La disponibilidad es una función que permite estimar en forma global el porcentaje de tiempo total en que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual fue destinado.

Ec (9)

$$DISPONIBILIDAD = \frac{TPPF}{TPPF + TPPR}$$



2.3.6. Confiabilidad [op cit]

Es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un período determinado La confiabilidad afecta tanto la seguridad, como la productividad de la planta (o producto). Una planta (o producto) confiable se traduce en menos accidentes y de esta manera, menos riesgo al público. Además, una planta (o producto) confiable significa menos reparaciones y menos tiempo perdido, disminuyendo de esta forma los costos operativos y aumentando la productividad. El criterio utilizado para calcular la confiabilidad es el siguiente:

Ec (10)

$$CONFIABILIDAD = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Horas que debió operar}}$$

2.3.7. % de Utilización[op cit]

La utilización también llamada factor de servicio, mide el tiempo efectivo de operación de un activo durante un período determinado.

Ec (11)

$$\% \text{ _UTILIZACION} = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Horas totales del periodo}}$$



2.1. ANTECEDENTES

A continuación Se muestran tres investigaciones nacionales, relacionadas con el estudio de planes de mantenimiento, sirviendo como base de consulta en el desarrollo de esta investigación.

- ✓ Arregui, Julene. (2007) **“ELABORACIÓN DE UN MANUAL DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS PARA LA EMPRESA ASTIVENCA”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Este trabajo consiste en un manual de mantenimiento creado en función de las necesidades de la empresa ASTIVENCA, basado en técnicas de mantenimiento convencionales tales como recomendaciones del fabricante y experiencia personal del mecánico y además un análisis causa-raíz básico. Inicialmente se realizó un inventario y una evaluación del parque de equipos, seguidamente se procedió a realizar una codificación e inventario ajustado a la norma ISO-9001-2000. Y a su posterior implementación con el fin de tener control y orden. Luego se procedió a la realización del manual, el cual incluye todos los procedimientos a utilizar desde que el equipo llega a la empresa, comenzando por el inventario y codificación de planes de mantenimiento preventivo y correctivo, sumado al proceso de inventario, el cual se actualizó continuamente. Con la implantación de este plan de mantenimiento se esperaba disminuir las pérdidas económicas causadas por las continuas fallas de los equipos.



Se llego a la conclusión de que es indispensable la creación de los manuales de procedimientos debido a que es la única manera de difundir la información entre el personal y de que puedan ser llevados a cabo procedimientos iguales por distintos trabajadores mediante la estandarización y normalización de procesos.

- ✓ Leal, Ronald. (2007). **“MODELO DE GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO BASADO EN RIESGO PARA LA C.A. METRO DE CARACAS”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Este trabajo consiste en diseño de un modelo de gestión integral de mantenimiento basado en riesgo, para el aspecto concerniente a las vías férreas que conforman la C.A. METRO DE CARACAS. La metodología empleada para el desarrollo del tema, consistió inicialmente en la selección de un tramo de vía considerado critico dado sus condiciones y características propias en cuanto envejecimiento y degradación se refiere, considerando este como el sistema de estudio, posteriormente se procedió a seccionar este tramo en sectores de vía homogéneos bajo el esquema de subsistemas que integran el sistema estudiado. Seguidamente se procedió a la validación y corrida de un análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad partiendo de una base de datos previamente levantada, revisada y validada por expertos. Así se obtuvo un primer reporte de proyección del comportamiento de tramo de estudio con su respectivo análisis de sensibilidad. Luego se procedió a calcular la probabilidad de ocurrencia de un evento específico desfavorable y las consecuencias de este, en función de la cantidad de personas afectadas por el mismo. Con esto se considera un orden de prioridades para establecer los procedimientos de mantenimiento, así como la logística que esto infiere. Como propuesta principal del proyecto, se concluye en la factibilidad de la adquisición de un vehículo de auscultación de vías férreas como medio principal y más importante para el proceso de mitigación del riesgo asociado a



la evaluación descrita, definiendo consigo un 52% de reducción del impacto determinado.

✓ Rodríguez, Barbará. (2007). **“DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL MOLINO Y LA LAVADORA DE PET DE LA EMPRESA PLÁSTICOS ECOPLAST C.A”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.

Esta investigación consiste en el diseño de un plan de mantenimiento preventivo para el molino y la lavadora de PET de la empresa de plástico ECOPLAST C.A, mediante la creación de rutinas y tareas necesarias para la óptima ejecución de los procedimientos de mantenimiento. Para la realización del estudio se hizo un seguimiento a las actividades realizadas por los operadores y técnicos mecánicos a fin de conocer sus necesidades. Se recogió información sobre los procedimientos realizados, el stock de repuestos existente en la empresa y se realizó un seguimiento a toma de la data de número de paradas, causas y problemas presentados.

La realización de este proyecto conto con las siguientes etapas: planificación del proyecto, búsqueda de información sobre el proyecto y el mantenimiento, recolección inicial de la data, estudio y análisis de la data, actualización y seguimiento del funcionamiento de los equipos y desarrollo del plan de mantenimiento preventivo.

Se llegó a la conclusión de que la correcta ejecución de los planes de mantenimiento preventivo permite prevenir fallas en los equipos, controlar los procesos productivos, mejorar la calidad y reducir el nmero de paradas del molino y la lavadora de PET.



2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. Corrosión.^[1]

Se define como el ataque químico o electroquímico que sufren los materiales (habitualmente metales y aleaciones) al reaccionar con el medio ambiente. También, puede definirse como el cambio en las propiedades físicas de los materiales, por reacciones químicas o electroquímicas. La corrosión es la degradación de un material producto de su reacción con el medio que lo rodea. Para que el mecanismo de corrosión se lleve a cabo es indispensable la presencia de tres elementos básicos como son ánodos, cátodos y electrolitos, donde el ánodo y el cátodo se relacionan a través de un contacto metálico. La mayoría de los metales como el hierro se encuentra en vetas en forma de óxidos metálicos o sales y el hierro en estado natural se parece mucho al óxido (tipo de corrosión comúnmente visto), esto no es coincidencia ya que el hierro en estado natural es óxido de hierro, comúnmente llamado hematita, el cual tiene la misma composición química del óxido (producto de corrosión) Fe_2O_3 ; es por ello que los metales al sufrir la corrosión vuelven al estado en que se encontraban en la naturaleza. El proceso de corrosión se ilustra en la figura 1 donde el ánodo puede ser representado por una lámina de hierro y el cátodo por una lamina de cobre.

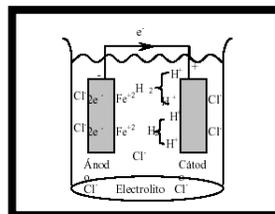


Figura 1: Diagrama del proceso de corrosión en una celda electroquímica. (API 1958)



Así el contacto metálico esta representado por un cable que va del ánodo al cátodo, y como el electrolito una solución de ácido clorhídrico (HCL) en agua libre de oxígeno. Las láminas poseen potenciales de oxidación diferentes, lo que produce un flujo de electrones desde el ánodo hacia el cátodo por efecto del proceso de oxidación. En el ánodo se producen dos (2) electrones por cada Ion de hierro en forma férrea que se desprende a la solución; al mismo tiempo, en el cátodo se consumen electrones para producir una burbuja de hidrogeno, la cual se libera en forma de gas a la atmósfera o se adhiere a la superficie catódica.

Por otro lado, la corrosión ocurre en el ánodo o polo negativo en sistemas galvánicos, y en el polo positivo en las celdas electrolíticas; las reacciones tienen lugar en los electrodos de dicho sistema donde una reacción química existe cuando hay transferencia de electrones de un lugar a otro del metal (reacción electroquímica) lo cual puede suceder de una manera espontánea sin el consumo de una fuerza electromotriz externa (formación de pilas o elementos galvanicos primarios), o con el concurso de dicha fuerza (creación de celdas electromotrices).

De esta manera las reacciones anódicas son aquellas que producen electrones, son reacciones de oxidación y las reacciones catódicas son aquellas que consumen electrones, son reacciones de reducción dicho de otra manera, en el área donde el metal se oxida (donde ocurre la pérdida del metal) recibe el nombre de ánodo o área anódica; el área donde se produce el agente oxidante (donde se toman los electrones liberados por el metal) recibe el nombre de cátodo o área catódica. Durante el proceso de corrosión puede ocurrir más de una reacción de oxidación y reacción de reducción.

De allí que éstas son dependientes una de la otra; si se producen reacciones anódicas, se producen también reacciones catódicas; por lo tanto es posible reducir la corrosión disminuyendo una de las dos reacciones.



2.2.2. Clasificación de la Corrosión. [1,13,10]

La corrosión es un mecanismo de degradación que puede presentarse de diversas formas, y de cualquier manera siempre es un problema que merece buena atención dentro de cualquier empresa, ya que de lo contrario puede generar grandes pérdidas económicas, ya sea por la reparación de equipos o reemplazo de alguno de sus componentes, así como la pérdida de producción e inclusive en ocasiones de vidas humanas. A continuación se muestra la clasificación de la corrosión de acuerdo a la forma en que se manifiesta:

2.2.2.1. Corrosión General o Uniforme.

Es la forma más común de corrosión, caracterizada por un desgaste general uniformemente distribuido sobre la superficie del metal, y se origina por una reacción química o electroquímica, bien sea:

a) En la superficie del metal, donde por ejemplo, el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo en forma más o menos uniforme y sobre toda la superficie. Es la corrosión vista comúnmente en superficies metálicas expuestas al medio ambiente.

b) Cuando las áreas localizadas, o celdas, se polarizan, formando ánodos y cátodos. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión (herrumbre) se depositan en la superficie del metal, el potencial de las



celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial.

Este tipo de corrosión se reporta generalmente en unidades de pérdida de peso como “libras por pie cuadrado por año” ($lb/ft^2/yr$). En el campo se usan unidades ($lb/ft^2/yr$), mientras que las evaluaciones realizadas en laboratorio usan “milesimas de pulgadas por año” (mpy). La corrosión uniforme es generalmente la forma menos dañina de corrosión porque está distribuida sobre toda la superficie de la tubería y esta se va adelgazando progresivamente hasta que falla. (ver figuras 2 y 3).

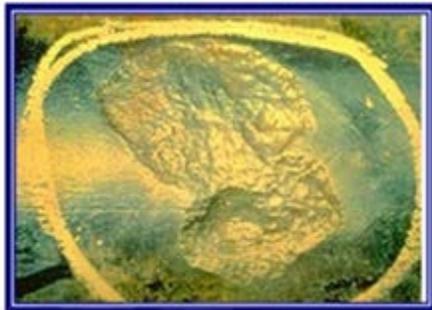


Figura 2: muestra de corrosión externa generalizada en tubería API-5L grado B (UNLP 2007)



Figura 3: muestra de corrosión general o uniforme (UNLP 2007)

2.2.2.2. Corrosión Localizada Inducida por el Flujo.

Se caracteriza porque la velocidad de flujo conlleva a la disolución de productos de corrosión dejando la tubería expuesta al medio y al continuo proceso de corrosión.



2.2.2.3. Corrosión por Picaduras.

Es un ataque electroquímico muy localizado formando agujeros o picaduras que penetran rápidamente al metal en forma de pequeños agujeros con una profundidad mayor o igual a su diámetro y generalmente crecen en la dirección de la gravedad. Requieren de tiempo para formarse antes de ser visibles (dependiendo del metal y del medio corrosivo), aunque en general, al aumentar el ataque, la velocidad del picado se hace mayor, resultando en una rápida destrucción y alta penetración en relación con la poca extensión superficial que describe. Esta corrosión ocurre cuando los ánodos y los cátodos no cambian, el área de la picadura es anódica. Los aceros al carbono son más resistentes a este tipo de ataque que los aceros inoxidable. (Figuras 4, 5 y 6).

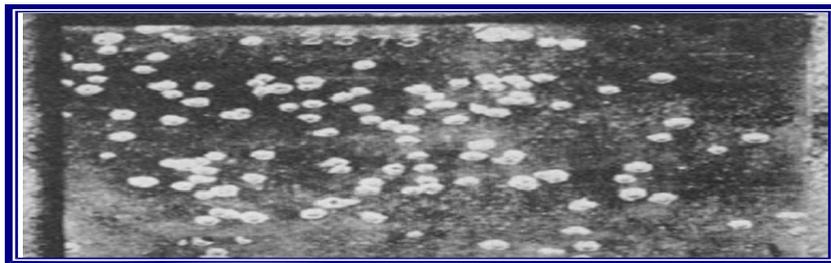


Figura 4: Corrosión por Picadura. (UNLP 2007)



Figura 5: Corrosión por Picaduras en una tubería API-5L grado B. (UNLP 2007)

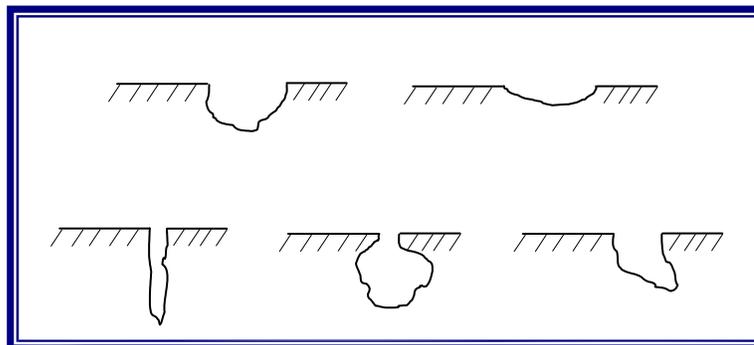


Figura 6: Tipos de Picaduras que se pueden presentar. (UNLP 2007)

Este mecanismo de corrosión usualmente ocurre en zonas donde existen depósitos de fluido y/o fallas del material en presencias de iones como el cloruro. Es importante destacar que la picadura es un proceso autocatalítico el cual estimula la continua actividad de la misma. La oxidación del metal toma lugar dentro del orificio, mientras que la reacción catódica toma lugar en las áreas adyacentes al orificio. Esto produce un exceso de iones positivos dentro de la picadura y como resultado una migración de los iones cloruro para mantener la neutralidad eléctrica del metal.

2.2.2.4. Corrosión Íntergranular.

Es un tipo de corrosión selectiva que toma lugar, preferiblemente, en los límites de los granos de algunas aleaciones de Cobre, Cromo, Níquel, Aluminio, Magnesio y Zinc. Está comienza en la superficie expuesta y penetra hasta extenderse a lo largo de toda la extensión de los granos en forma turbada, pudiendo reaparecer en cualquier parte de la superficie cuando el material es deformado nuevamente.



Se caracteriza porque la velocidad de flujo conlleva a la disolución de productos de corrosión dejando la tubería expuesta al medio y al continuo proceso de corrosión. La turbulencia local producida y las velocidades de flujo, contribuyen al transporte del fluido corrosivo del medio originando su corrosión. Un aumento en las velocidades de flujo, generalmente incrementa las velocidades de corrosión, pero también resulta beneficioso ya que permite reducir la acumulación de agentes agresivos de la superficie del metal reduciendo la corrosión por picadura y hendidura. (Figura 7).



Figura 7: Fotografía microscópica de falla Intergranular. (Fontana 1986)

Las corrosiones inter granulares tienen un efecto muy poderoso sobre las propiedades mecánicas del metal. La reducción en resistencia se debe no a la cantidad de metal eliminado, sino a la concentración de esfuerzos producida por las fisuras finas.

2.2.2.5. Corrosión por Cavitación.

Este proceso se caracteriza por la formación de burbujas que luego colapsan violentamente contra la superficie, cuando existen colapsos abruptos de presión

estática con frecuencia de sobrecargas hidrodinámica o restricciones en válvulas, orificios entre otros- (Figura 8).

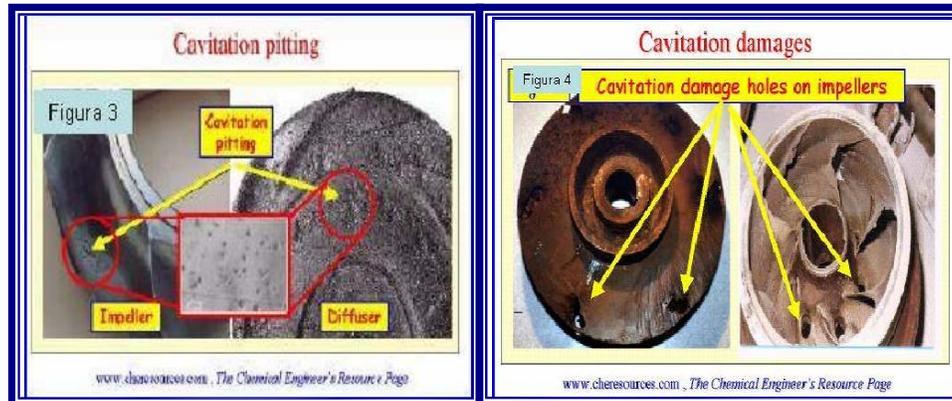


Figura 8: Corrosión Por Cavitación. (UNLP 2007)

2.2.2.6. Corrosión por Fatiga.

Es la fractura que se produce en un material como consecuencia de la acción conjunta de un medio corrosivo y esfuerzo mecánico fluctuante en el tiempo. Existe un efecto conjunto de las tensiones cíclicas y del medio corrosivo. Este efecto conjunto conduce normalmente a la rotura de las capas pasivas que favorece la formación y el desarrollo de las grietas.



2.2.2.7. Corrosión- Erosión.

Proceso de corrosión acelerado por el movimiento relativo del medio y la superficie metálica. Este tipo de daño es producto del ataque del metal por un movimiento entre el líquido o fluido corroído y la superficie del metal. Por lo general la formación y colapso de burbujas de vapor en una interfase líquido-metal conduce a la destrucción del metal, debido a que el líquido lleva consigo partículas sólidas, que erosionan el metal y posteriormente, el medio corrosivo corroe el metal fresco.

También se puede decir que es un proceso combinado de ataque al metal que involucra condiciones mecánicas además de las reacciones electroquímicas, y ocurre cuando se aplica una fuerza física en la superficie del metal generalmente originada por un flujo de un material abrasivo continuo que desgasta por acción mecánica la superficie del material eliminando la películas pasivantes naturales (óxidos, productos de corrosión adherentes) que se van formando, y de esta manera expone material nuevo y no protegido al medio corrosivo. Esta acción acelera el proceso corrosivo y como ocurre continuamente, la pérdida del metal es violenta. Existen diferentes formas por las cuales ocurre el proceso de corrosión-erosión, estos son: corrosión localizada o inducida por el flujo, impacto líquido, impacto sólido, cavitación y roce o fricción. Este fenómeno es caracterizado generalmente por la aparición de varios hoyuelos redondeados y valles en la dirección del fluido, como se puede apreciar en las siguientes figuras. (Figura 9 y 10).

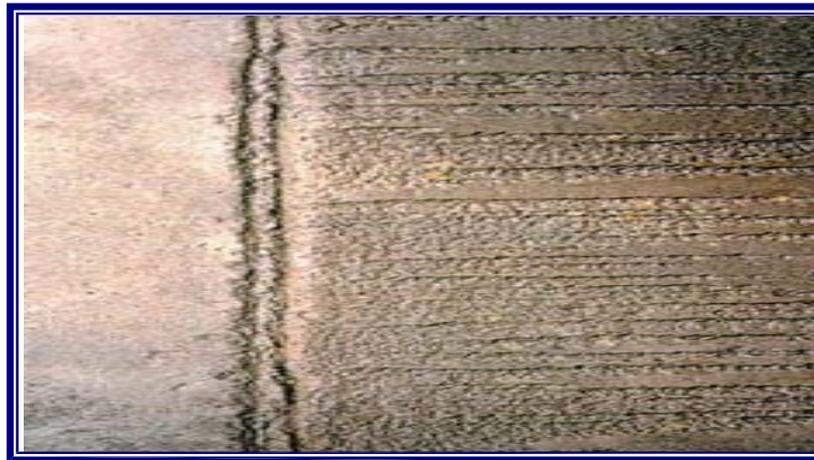


Figura 9: Corrosión-erosión en una tubería API-5L, X-52 .(UNLP 2007)

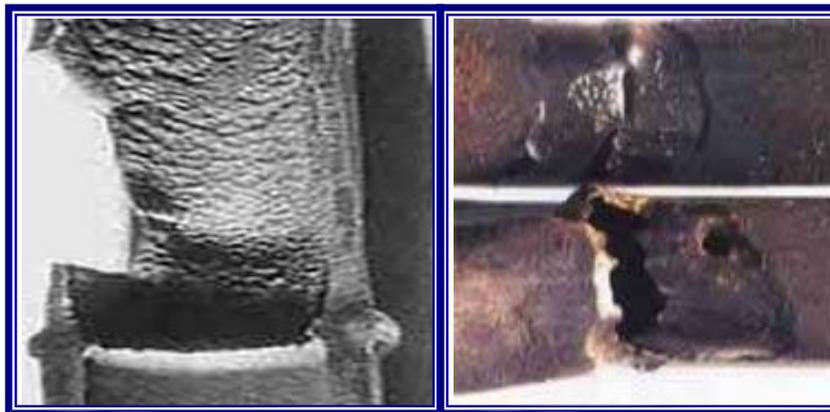


Figura 10:: Corrosión / Erosión. (UNLP 2007)

2.2.2.8. Corrosión Bajo Tensión.

Ataque de un material por la acción conjunta de dos causas: química (agresivo químico) y física (tensión mecánica). Por separado, ninguna ataca al material. La progresión de la corrosión bajo tensión es de tipo arbóreo.



2.2.2.9. Corrosión por Esfuerzo.

Es un tipo de corrosión que tiene lugar cuando un material se fractura por la presencia de un medio corrosivo.

2.2.2.10. Corrosión por Roce o Fricción.

Es un proceso de tipo localizado que ocurre en áreas de contacto directo, entre materiales que se encuentran bajo esfuerzos y en sistemas donde hay vibraciones y deslizamiento.

2.2.3. Clasificación de la Corrosión según el API (Instituto Americano de Petróleo). [1, 10, 14, 15].

El API señala cuatro formas de corrosión comunes en la industria del petróleo y gas:

2.2.3.1. Corrosión Dulce o por CO₂.

El vapor de agua condensado en las tuberías o líneas de flujo forma el ácido carbónico, produciendo corrosión por picaduras en el metal expuesto, la tasa de corrosión usualmente incrementa al aumentar la presión de operación de las líneas, ya que se disolverá más dióxido de carbono en vapor de agua y en agua libre, creándose así un ácido más fuerte.



Una manera de predecir la corrosividad de un gas esta basada en la presión parcial de dióxido de carbono que se calcula como sigue:

$$PpCO_2 = CO_2(\%) \times Pt \times 10^{-2} \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

$PpCO_2$ = Presión parcial del CO_2 (psi)

Pt = Presión total (psi)

$CO_2(\%)$ = Porcentaje de CO_2 (%)

En forma general si el valor de la presión parcial del dióxido de carbono esta por encima de 30psi, la corrosión es severa, de (7-30) psi es moderadamente corrosivo y de (0-7) psi es levemente corrosivo.

Existen tres tipos de corrosión del acero al carbono por CO_2 clasificadas de acuerdo al rango de temperatura en el cual se presenta el medio corrosivo (ver figura 11). Estos son:

Zona tipo I: Esta ocurre a temperaturas menores de los 60 °C (140 °F) y a pH mayores o iguales a 5. Se genera disolución del hierro, sin embargo el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie ya que se forma una cantidad pequeña de carbonato de hierro. La adhesión del producto a la superficie metálica es débil, facilitando la remoción de la misma por el fluido en movimiento. La velocidad del



fluido es un factor importante a tomar en cuenta, ya que al arrastrar las capas de carbonatos puede generar áreas limpias que aceleren el proceso corrosivo en el sistema.

Zona tipo II: Ocurre a temperaturas alrededores de los 100 °C (212 °F), y el daño es corrosión localizada. La velocidad de corrosión es mayor y se observan picaduras en el metal. La capa que se forma crece y luego se pierde; la característica de esta capa es gruesa, porosa y heterogénea generando sitios anódicos por donde crece la picadura.

Zona tipo III: Ocurre a temperaturas superiores a los 150 °C (302 °F), la velocidad de corrosión disminuye debido a la formación de una capa de carbonato de hierro homogénea, compacta, delgada y adherente, de buenas propiedades mecánicas y haciendo que la disolución del hierro disminuya.

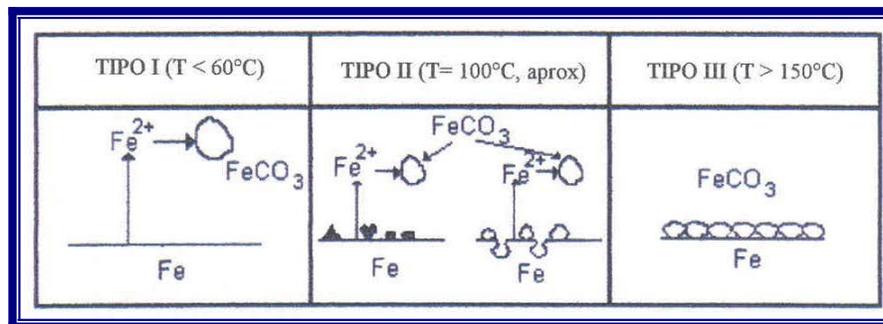


Figura 11: Esquema de la influencia de la temperatura sobre la Corrosión por CO₂. (Fontana 1986)

En tal sentido, este comportamiento permite concluir que a medida que aumenta la temperatura en ambientes con CO₂ la velocidad de corrosión de los aceros al carbono disminuye.



2.2.3.2. Corrosión Ácida o por Sulfuro de Hidrógeno (H₂S).

El gas sulfuro de hidrogeno (H₂S) disuelto en agua, normalmente, en pequeñas cantidades, crea un ambiente sumamente corrosivo, este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S.

Para evaluar la corrosividad del ambiente generado por el sulfuro de hidrogeno es necesario calcular la presión parcial del gas tal como sigue a continuación:

$$P_{pH_2S} = H_2S(ppm) \times P_t \times 10^{-6} \quad \text{Ec (2)}$$

Donde:

P_{pH_2S} = Presión parcial del H₂S (psi)

P_t = Presión de operación (psi)

$H_2S(ppm)$ = Partes por millón de H₂S

Si el valor de la presión parcial del sulfuro de hidrogeno esta por encima de 0,05psi ($P_{pH_2S} > 0,05\text{psi}$), el ambiente es ácido y tiene peligro de picaduras o de corrosión bajo esfuerzos; una presión parcial por debajo a 0,05psi, indica que está fuera de peligro ($P_{pH_2S} < 0,05\text{psi}$); mientras que $P_{pH_2S} = 0$ indica que el ambiente no es ácido, es decir que la corrosión por H₂S es nula.



2.2.3.3. Corrosión por efecto combinado de CO₂ y H₂S.

el siguiente criterio proporciona un indicativo que permite determinar el mecanismo de corrosión predominante, ya sea por CO₂ o por H₂S:

$$Pp \text{ CO}_2 / Pp \text{ H}_2\text{S} \geq 200 \text{ Corrosión por CO}_2. \quad \text{Ec (3)}$$

$$Pp \text{ CO}_2 / Pp \text{ H}_2\text{S} < 200 \text{ Corrosión por H}_2\text{S}. \quad \text{Ec (4)}$$

2.2.3.4. Corrosión por Oxígeno.

Ocurre cuando el oxígeno está disuelto en agua, lo cual incrementa muy rápido la velocidad de corrosión. En un sistema de inyección de agua, el aire puede entrar en la corriente del fluido en muchas partes del sistema. En pozos productores, este tipo de corrosión es causado usualmente cuando el aire entra en el anillo entre el revestidor y la tubería de producción.

2.2.4. Velocidad de Corrosión.

La tasa o velocidad de corrosión se puede expresar de distintas formas; sin embargo, la que se considera más adecuada es:

- ✓ Milésimas de pulgada por año (mpy).
- ✓ Milímetros por año (mm/año).



2.2.5. Medición periódica de espesor de pared. [op cit]

En los recipientes y tuberías, estas tasas de corrosión, se pueden deducir de las mediciones periódicas del espesor de pared. Si el espesor inicial es E_o y el espesor medido después de N años es E_f , la tasa de corrosión será:

$$mpy = \frac{(E_o - E_f)}{N}$$

Ec. (5)

(Expresando E_o y E_f en milésimas de pulgada)

Los materiales de recipientes a presión, tuberías, válvulas y de equipos complejos ubicados en las plantas procesadoras de gas están expuestos a una diversidad de ambientes corrosivos, algunos de los cuales son altamente agresivos. Los distintos tipos de materiales metálicos y no metálicos son afectados por estos ambientes complejos, ocasionando diversos tipos de deterioro, que pueden desencadenar fallas menores de operación, o en algunas oportunidades fallas catastróficas. Además vale la pena destacar que los equipos y tuberías están diseñados con códigos o normas que especifican el espesor de pared requerido para soportar la presión de operación.

2.2.6. Corrosión Interna. [10]

Uno de los principales problemas en cuanto al mantenimiento de equipos y tuberías utilizadas para el transporte, producción y tratamiento de fluidos desde los yacimientos, lo constituye la corrosión que presentan las superficies de los ductos que normalmente se encuentran en contacto con el mismo fluido, que



por lo general presenta concentraciones variables de H₂S, CO₂, cloruros, agua y en algunos casos oxígeno.

La presencia de cada uno de ellos o la combinación de estos agentes corrosivos es capaz de acelerar mucho más la velocidad de corrosión y por ende la magnitud del daño generado. La necesidad de producir y manejar estos fluidos que muestran incremento de los contaminantes obliga a la implantación de un plan coherente de control de corrosión, donde se consideren en forma integral todas las condiciones involucradas en el proceso.

2.2.7. Corrosión Externa. [op cit]

Es la que ocurre en la parte externa de la superficie de la tubería, su condición se ve afectada por la resistividad del suelo, la calidad del revestimiento y el material de los tubos. Comienza a partir de la pérdida de revestimiento, dejando la superficie en contacto directo con el medio acelerándose el proceso de corrosión. La protección contra la corrosión externa de los gasoductos y oleoductos enterrados esta constituida básicamente por revestimientos, por ánodos de sacrificio y por protección catódica con sistemas de corriente impresa; en las tuberías aéreas se cuenta sólo con el primero.

2.2.8. Presiones Parciales de los Gases. [15,4]

Existe corrosión activa por dióxido de carbono bajo los siguientes rangos:

- ✓ Para presiones parciales de CO₂ mayores a 30 psi, la corrosión es crítica.
- ✓ Para presiones parciales de CO₂ entre 7 y 30 psi, la



corrosión es moderada.

✓ Para presiones parciales de CO_2 menores a 7 psi, la corrosión es despreciable.

Esta referencia se hace a los aceros al carbono y aleaciones bajas para temperaturas menores que 350 °F. Este principio no es siempre aplicable cuando hay presencia de agua salina ya que las sales disueltas causan tasas de corrosión que se incrementan considerablemente a partir de los 300 °F. por otro lado se asegura la existencia de actividad corrosiva cuando la presión parcial del sulfuro de hidrógeno sobrepasa el valor de 0,05 psi para aceros tales como N-80 y C-95, con temperatura de operación menor que 150 °F, y para aceros P-105 y P-110 con temperatura de operación menor que 175 °F. Existen otros tres lineamientos para examinar este parámetro y ellos son:

1. A muy bajos niveles de H_2S ($< 0,01$ psi), el CO_2 es el corrosivo dominante, y en temperaturas cercanas a los 140 °F, la corrosión y algunas pasividades están en función de la formación de FeCO_3 ; y la presencia del H_2S no tiene significado real.

2. En sistemas dominados por CO_2 , en presencia de pequeños valores de H_2S se puede provocar la formación de un tipo de sulfuro de hierro en temperaturas por debajo de los 248°F. Sin embargo, la formación de una capa de esta sustancia, está en función de la reacción del Fe^{+2} y S^{-2} , el pH, y la temperatura. Esta capa puede llegar a mitigar o disminuir la corrosión.

3. En sistemas dominados por H_2S , hay una formación preferencial de una capa de sulfuro en preferencia a la de FeCO_3 . Existe una protección disponible debido a la presencia de una capa sulfhídrica entre los rangos de 140



°F a 464 °F. Inicialmente, la forma del sulfuro de hierro es la Kansita que se ha formado como fenómeno de adsorción de la superficie. A altas temperaturas la Kansita llega a ser una Pirolita estable. Sin embargo, a temperaturas por debajo de los 140 °F o sobre los 464 °F, la presencia del H₂S agrava la corrosión en los aceros dado que la presencia del mismo previene la formación de una capa o costra estable de FeCO₃.

2.2.9. .Inspección con ultrasonido.[16]

Esta técnica involucra la medición de espesores de pared de tuberías y equipos, mediante ondas de sonido. Consiste en un elemento transductor generalmente acoplado a un instrumento de registro digital. Las mediciones de este tipo deben realizarse desde el momento en que se instala la tubería a fin de caracterizar el sistema antes de ser expuesto al medio corrosivo.

En la figura 12 mostrada a continuación se indican las posiciones de medición con ultrasonido para diferentes tipos de accesorios en una tubería.

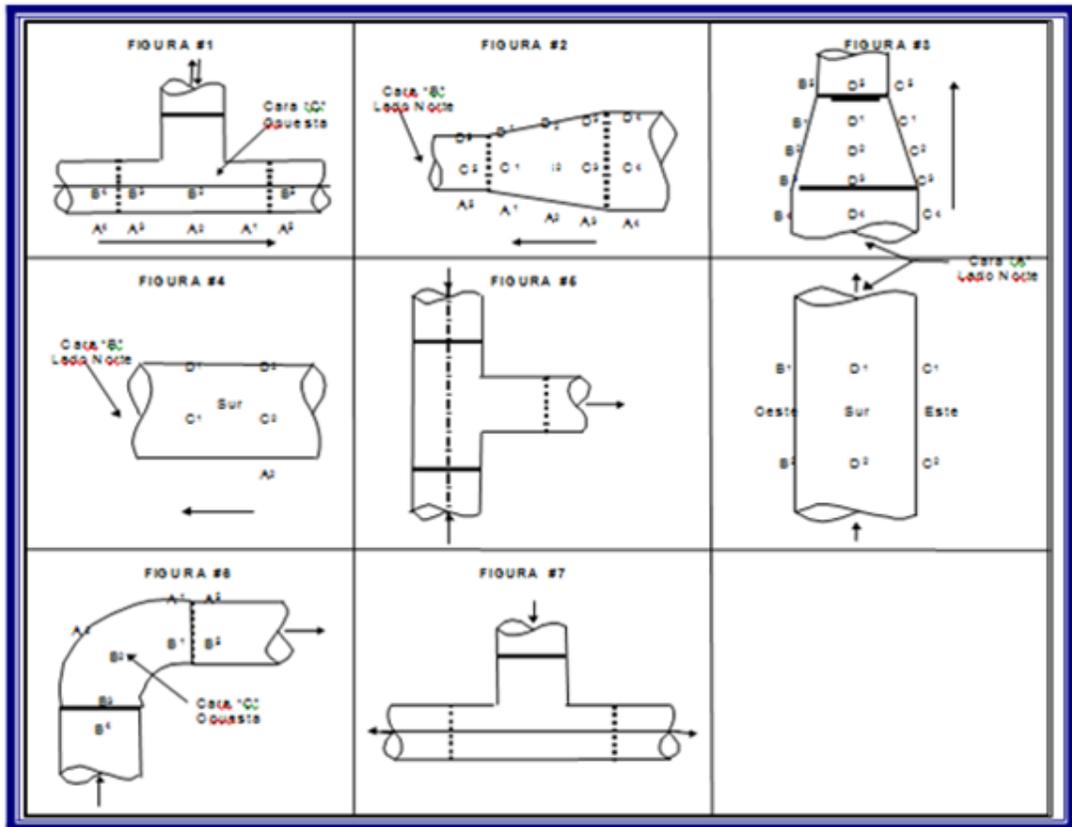


Figura 12 : Posiciones de medición mediante ultrasonido en tuberías y accesorios.

2.2.10. Inspección Visual. [op cit]

La inspección visual, en cuanto a corrosión, es utilizada para determinar en campo, las condiciones generales de los equipos ante la presencia de elementos corrosivos, así como también de los parámetros que afectan a este fenómeno. La ventaja de la inspección visual es que el rango y la configuración del daño por corrosión pueden ser examinados en breve lapso de tiempo.



2.2.11. Definición de lazos de corrosión. [op cit]

Es una metodología dinámica aplicable a recipientes y tuberías basada en criticidad, que permite predecir y prevenir la ocurrencia de fallas y optimizar los planes de inspección, mantenimiento, así como, de proceso y operación. La metodología consiste en seccionar la planta bajo estudio en circuitos de acuerdo a: mecanismos de degradación comunes, condiciones de operación similares, proceso que se realiza y materiales de construcción similares. Entre los principales objetivos de lazos de corrosión se encuentran:

- ✓ Establecer un control de las variables operacionales.
- ✓ Obtener un plan selectivo de inspección basado en riesgo y condición.
- ✓ Optimizar el tiempo durante las paradas de planta.
- ✓ Mejorar la frecuencia de inspección.
- ✓ Disminución de costos de mantenimiento e inspección de la planta

2.2.12. Metodología de Inspección Basada en Riesgos “IBR”. [9, 19]

Es una herramienta sistemática que ayuda al usuario a tomar decisiones de negocios respecto a gastos de inspección y mantenimiento. Actualmente no existe ningún argumento sobre si la inspección de los equipos en la industria de procesos es un gasto justificable, debido a la seguridad y productividad generada por la misma. Sin embargo, es difícil determinar cuanto dinero se justifica para las inspecciones. Si alguna inspección es buena ¿Será siempre la mejor?, o ¿Existe alguna cantidad de inspecciones más allá de los cuales el costo de inspección exceda el beneficio? Tanto la industria como el gobierno, le han buscado respuesta a estas preguntas durante años. Fuera de esta búsqueda, nace el concepto de usar riesgo como una medida básica para las inspecciones.



La Inspección Basada en Riesgo tiene las siguientes cualidades:

- ✓ Evaluar planes corrientes para determinar prioridades.
- ✓ Evaluar planes futuros para tomar decisiones.
- ✓ Evaluar cambios en operaciones básicas que puedan afectar la integridad del equipo.
- ✓ Identificar colaboradores críticos al riesgo que puedan de otra manera ser pasados por alto.
- ✓ Establecer óptimos niveles económicos de inspección lo suficientemente fuertes contra la reducción de riesgo.
- ✓ Incorporar niveles de riesgo aceptables.

Con la Inspección Basada en Riesgo, los costos del ciclo de vida total pueden ser usados como un criterio económico desde la etapa de diseño hacia adelante, evaluando tanto los costos de capital inicial de una opción como la inspección u otro requerimiento de mantenimiento sobre la vida del equipo. El IBR ayuda a gerenciar el riesgo mediante la importancia de actividades de inspección en los distintos equipos de trabajo. Uno de los riesgos evitables que la industria encara es la falla de los equipos debido a la degradación que podría ser detectada antes de la falla. El IBR determina la probabilidad de falla como resultado de tales mecanismos de deterioro examinando la tasa de progresión del daño, la tolerancia del equipo al daño, y la cantidad y tipo de actividades de inspección que han sido realizadas en el pasado. También determina la consecuencia de la falla, si esta ocurriese. Esta información permite determinar o calcular el riesgo que presenta el equipo mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{PDF} \times \text{CDF} \qquad \text{Ec (6)}$$

Donde:



PDF: Probabilidad de falla.

CDF: Consecuencia de falla.

Por otra parte si el elemento de un equipo está sujeto a daños por corrosión, por ejemplo, si las inspecciones no han sido realizadas, la probabilidad de falla pudiera ser alta. Sin embargo, si algunas inspecciones de calidad suficiente han sido realizadas (asumiendo que el equipo aun se mantiene con la calidad de diseño), la probabilidad de falla será realmente baja, aun con la existencia de corrosión significativa. Los conceptos claves para entender la inspección basada en riesgo es que las fallas, debido a daños, siempre ocurren donde el mecanismo de daño es peor al esperado. Las inspecciones incrementan el conocimiento de la cantidad de daño presente, y asegura que una falla no ocurra. El software IBR 3.3.3 evalúa la probabilidad estadística de que un daño lo suficientemente severo pudiera existir (probabilidad de falla) dada la cantidad y calidad de las inspecciones que han sido realizadas. Además, como el daño de un equipo depende del tiempo, las inspecciones futuras pueden ser planeadas basada en la cantidad de daño esperado en fechas posteriores. Así, el IBR establece un balance propio entre la evolución del daño y el mayor conocimiento de éste, de manera de asegurar que el equipo este siempre seguro al operar. Otra ventaja del IBR es que la importancia de los equipos se determina por combinar la probabilidad de falla y la consecuencia de falla, de modo que la optimización económica de las actividades de inspección es posible, mientras se mantengan niveles aceptables de seguridad. Las características principales de IBR son las siguientes:

- ✓ Se fundamenta en un software diseñado por “API”, caso de aplicación LEVEL III, el cual realiza cálculos cuantitativos lo que permite modelar el riesgo.



- ✓ Su producto es una matriz de riesgo y planes de inspección.

Los beneficios de la Aplicación del IBR son:

- ✓ Establecer / revisar frecuencias de inspección
- ✓ Optimizar costos de inspección
- ✓ Cuantificar / modificar niveles de riesgo
- ✓ Mejorar productividad y rentabilidad

Pasos básicos para aplicar el IBR.:

- ✓ Selección de la unidad de análisis
- ✓ Identificación de variables y recopilación de información
- ✓ Cuantificación del riesgo
- ✓ Optimización del plan de inspección
- ✓ Implantación del plan optimizado
- ✓ Evaluación y seguimiento

Para la Cuantificación del riesgo se debe contar con ciertos insumos requeridos a nivel de las variables de probabilidad y consecuencias las cuales se muestran en la figura 13



Figura 13. Cuantificación del Riesgo. (D. Natera 2002)

A continuación se presentara los parámetros que evalúa el programa IBR para el cálculo del riesgo y los fundamentos que utiliza para dicho cálculo.

2.2.12.1. Probabilidad de falla. [op cit]

El programa “API IBR 3.3.3” maneja una base de operaciones y falla a nivel mundial de diferentes tipos de equipos. Con los datos suministrados por el usuario, el programa compara la data de dicho equipo con una similar que se encuentra en su base de datos y genera un reporte donde se aprecia la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma. Las sustancias químicas manejadas y las fronteras físicas del área en estudio deben de haber sido definidas antes del cálculo de la probabilidad de falla y la consecuencia.



El factor “Cualitativo” de la probabilidad de falla se presenta en el eje vertical de la matriz de riesgo y viene dado por un número que va desde el 1 al 5. Cada número indica, en una escala logarítmica, la cantidad de veces que se incrementa la probabilidad de falla con respecto a la tasa genérica (es un valor estándar que posee internamente el software en su base de datos a nivel mundial). Todos los equipos o elementos de los mismos que después del cálculo estén dispuestos en las casillas pertenecientes a categoría uno de la matriz de riesgo mostrada en la figura N° 6, por ejemplo, indica que la probabilidad de falla de ese equipo o elemento se ha incrementado hasta dos veces por encima de la tasa de probabilidad de falla mundial.

La tasa genérica de falla de un equipo, es entonces modificada por una serie de sub – factores que la multiplican incrementándola dependiendo de los datos suministrados (tasa de corrosión, tipo de material, calidad y cantidad de inspecciones entre otros).

Existen seis sub – factores que sumados conforman la categoría de la probabilidad de falla y que por consiguiente modifican la tasa genérica de falla:

Factor de Equipo (FE): el cual está relacionado con el número de componentes de la unidad que potencialmente puede fallar.

Factor de Daño (FD): es una medida del riesgo asociado a los mecanismos de degradación en las unidades. Aquí se incluye diversos grados de corrosión generada, fatiga, mecanismos relacionados con la exposición a bajas y altas temperaturas.

Factor de Inspección (FI): Provee una medida de la facilidad de las inspecciones realizadas y la habilidad de identificar mecanismo que pudiesen causar daños a los equipos. Examinan los tipos de inspección, la calidad y el manejo de la misma.

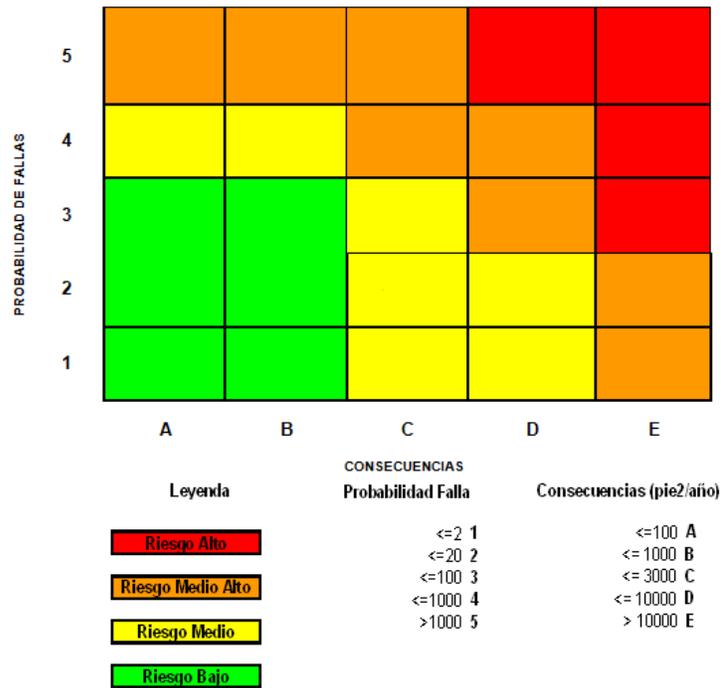


Figura 14. Matriz de riesgo. (API-581 1998)

Factor de Condición (FC): Toma en cuenta la condición física del equipo desde el punto de vista de mantenimiento.

Factor de Proceso (FP): Es una medida de condiciones de operación que conducirían a una pérdida de almacenamiento de fluido por el equipo.

Factor de Diseño Mecánico (FDM): Mide el factor de seguridad del equipo, si está diseñado acorde con la normativa actual, si el diseño del equipo es único o complejo.

2.2.12.2. Análisis de Consecuencia. [op cit]

En el análisis de consecuencia, el programa toma en cuenta dos riesgos potenciales, riesgo de explosión y riesgo tóxico. El Software en su análisis presenta el



cálculo de dos factores “Factor de consecuencia de daños” y “Factor de consecuencia a la salud” los cuáles permitirán cuantificar las posibles consecuencias de los riesgos potenciales antes mencionados. La mayor consecuencia que se genere entre los dos factores anteriores, determinará cualitativamente la consecuencia y es representado en una escala horizontal de la matriz en cinco categorías (A, B, C, D, E). Cada letra es indicativa del área afectada (bien sea por su explosión, por toxicidad o por fatiga según lo previamente determinado por el programa) en pies cuadrado en una escala logarítmica, es así por ejemplo, como la letra A indica que 100 pies cuadrados (9,3 m²) del área serían afectados por la falla de un equipo en particular (si éste se ubica en la franja vertical que corresponda a la letra “A”). La categoría de consecuencia de daño, se deriva de la combinación de cinco elementos que determinan la magnitud de un potencial peligro de incendio y/o explosión.

2.2.12.3. Factores de Consecuencia de Daño. [op cit]

Factor Químico (FQ): un químico tiene la propiedad de causar ignición, se deriva de la combinación del factor “FLASH” del material y de la reactivada en términos de la manera como un material pudiera explotar cuando es expuesto a una fuente de ignición.

Factor Cantidad (FC): representa la mayor cantidad de material que pudiese ser liberado por un equipo en un evento. Este factor ésta basado en la mayor cantidad, en peso, del inventario inflamable del equipo.

Factor de Estado (FD): Es una medida de que tan fácil un material pasa al estado gaseoso una vez que es liberado a la atmósfera. Este valor se determina a partir de la relación de la temperatura promedio del proceso y la temperatura de ebullición a presión atmosférica.



Factor de Autoignición (FA): es un valor que toma en cuenta la probabilidad de ignición que es liberado a una temperatura superior a la de ignición.

Factor de Presión (FP): es una medida de que tan rápido el fluido escapa. En general líquidos y gases procesados a altas presiones (150 Lbs., 1,03 MPa.) son los que pueden causar una emisión instantánea, generando peores consecuencias que las que produce una fuga lenta del producto manejado.

Factor de credibilidad (FC): Toma en cuenta la seguridad y las características diseñadas para el equipo. Estas características de seguridad pueden jugar un papel importante al reducir la consecuencia, en el caso de una emisión catastrófica de fluido, entre ellas cabe mencionar: sistemas de detección de gases, atmósferas inertes, sistemas de mitigación de incendios, capacidad de aislamiento, protección contra explosiones, sistema de eliminación rápida, cables y estructuras contra incendios, fuentes de agua contra incendios, existencia de espumas contra incendios, existencia de monitores contra incendios y rociadores de agua.

Factor de Daño Potencial (FDP): se determina a partir de un equipo que se encuentra cercano a grandes inventarios de materiales inflamables o explosivos

Finalmente en la categoría de consecuencias del daño, se calcula los factores mencionados anteriormente y seleccionando una categoría (A, B, C, D, E) basadas en los intervalos de factores de estos.

2.2.12.4. Factores de Consecuencia de Salud. [op cit]

Factor de Cantidad Tóxica (FCT): indica la cantidad y la toxicidad del material. Este factor depende de la masa del fluido.



Factor de dispersabilidad (FD): Indica la capacidad del material para dispersarse y depende directamente del punto de ebullición del mismo, mientras mayor sea el punto de ebullición la probabilidad de dispersión disminuye.

Factor de Credibilidad (FC): depende de la cantidad de dispositivos de seguridad en el equipo como son detección del material tóxico, capacidad de aislamiento, sistemas de eliminación rápida y sistema de mitigación.

Factor de Población (FP): Se refiere al número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por la ocurrencia de un evento donde se libera material tóxico. El sistema considera una relación inversa entre el número de personas próximas a la zona de peligro y el porcentaje de afectados por la falla (este resultado está soportado por datos en condiciones reales). La categoría de consecuencia de la salud se enmarca o se le asigna una categoría en especial (A, B, C, D, E), y está basada en la combinación de los cálculos los factores según lo descrito en este documento que soporta el software.

2.2.12.5. Optimización de la Inspección. [op cit]

Cuando se determina el riesgo asociado con ítems individuales del equipo, y la efectividad de las diferentes técnicas de inspección es cuantificada, se dispone de información adecuada para desarrollar una herramienta de optimización para planificar e implementar una inspección basada en riesgo.

La Figura 15 muestra la reducción del riesgo que puede ser esperada cuando la frecuencia y el grado de inspección son incrementados. La curva superior representa el programa típico de inspección, ya que donde no hay inspección puede existir un más alto nivel de riesgo. Con una inversión inicial en actividades de inspección el riesgo decae considerablemente. Se logra alcanzar un punto donde las actividades de



inspección adicional comienzan a mostrar un retorno, y eventualmente, pudiera producir muy poca reducción de riesgo adicional. Si se aplica inspección excesiva, el nivel de riesgo pudiera igualmente aumentar. Esto se debe a que muchas veces la inspección prevista pudiera ocasionar un deterioro adicional al equipo. Esta situación se representa por la línea punteada al final de la curva superior.

No todos los programas de inspección son igualmente efectivos en detectar deterioro y reducir riesgos. Existen varias técnicas disponibles para detectar cualquier mecanismo de deterioro, y cada método tendrá un diferente costo y efectividad. Se logra una reducción del riesgo pero no a un nivel de óptima eficiencia.

IBR provee una metodología para determinar la combinación óptima de los métodos y frecuencias. Cada método de inspección disponible puede ser analizado y estimar la probabilidad para reducir la probabilidad de falla. Con esta información y el costo de cada procedimiento, se desarrolla un programa de optimización. La clave para desarrollar tal procedimiento es la capacidad para valorar el riesgo asociado con cada equipo, y así determinar las técnicas de inspección más apropiadas para cada pieza del equipo. El resultado de esta metodología se ilustra en la curva inferior de la figura 15.

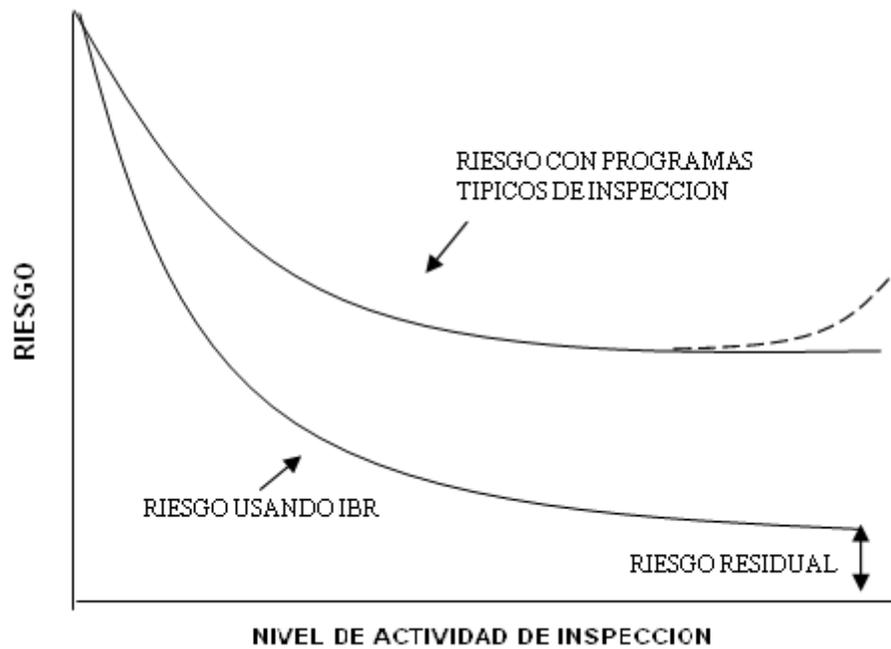


Figura 15: Optimización de la Inspección. (D. Natera 2002).

Como se muestra en la figura N°15, el riesgo no puede ser reducido totalmente a cero por esfuerzos en inspección ya que persisten los factores de riesgos residuales. Estos son los siguientes:

1. Errores humanos.
2. Desastres naturales.
3. Eventos externos (Ejemplo. Colisiones o caída de objeto).
4. Efectos secundarios de unidades cercanas.
5. Actos deliberados.
6. Limitaciones fundamentales del método de inspección.
7. Errores de diseño.
8. Mecanismos desconocidos de deterioro.



2.2.12.6. Consecuencia y Probabilidad para Inspección Basada en Riesgo. [op cit]

A través del contexto del IBR, se quiere saber que incidentes pudieran pasar (consecuencia) en el momento en el cual falle un equipo, y que tan probable es la ocurrencia del evento. La probabilidad de que existan uno o más incidentes determinaran el riesgo de la operación. Pueden ocurrir fallas sin ningún impacto económico, ambiental o de seguridad significativa. De igual manera, existen fallas con un alto potencial de consecuencias, pero si la probabilidad del incidente es baja, entonces el riesgo no puede garantizar acción inmediata. Sin embargo, si la combinación de probabilidad y consecuencia (Riesgo) es suficientemente alta para ser intolerable, entonces se recomienda la planificación de acciones de mitigación al respecto. Por lo general, las organizaciones se han enfocado únicamente en la consecuencia de falla o en la probabilidad de ocurrencia de la misma, sin trabajar en conjunto los dos aspectos. No se ha considerado que tan probable es que un evento inesperado ocurriese. Sólo por la consideración de estos dos factores, se pueden tomar decisiones efectivas basadas en el riesgo inherente.

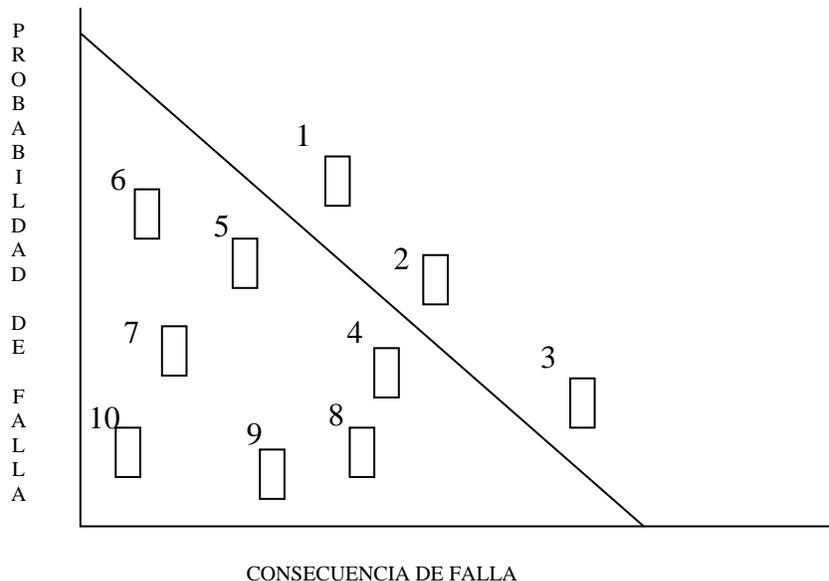


Figura 16 Riesgo asociado en 10 equipos. (Natera 2002)



La figura 16 muestra el riesgo asociado con la operación de un número de equipos en el proceso de una planta. Tanto la probabilidad como la consecuencia de falla se han determinado para 10 equipos, y los resultados han sido graficados. Los puntos representan el riesgo asociado con cada equipo. Si se ordenan sobre la base del riesgo, se produce una jerarquización basada en riesgo de los equipos a ser inspeccionados. Un plan de inspección puede ser desarrollado para que su enfoque principal sea la atención sobre las áreas de más alto riesgo.

2.2.12.7. Mecanismo de deterioro y Modos de Falla. [op cit]

Para esto, se debe consultar un especialista en corrosión o metalurgia, de manera de definir el mecanismo de deterioro de los equipos, susceptibilidad y modo de falla; donde los datos utilizados deben ser minuciosamente documentados. Las condiciones del proceso (normal y anormal), así como los cambios del proceso anticipados deberán ser considerados en la evaluación. Los mecanismos de fallas, tasas y susceptibilidades serán los primeros datos de entrada en la evaluación de la probabilidad de falla. El modo de falla es una entrada clave para determinar la consecuencia de falla.

El término falla, puede ser definido como el fin de la capacidad para realizar una determinada función. Este concepto basado en IBR, se refiere a pérdidas de material debido a deterioración mecánica de equipos. El término modo de falla, esta referido a la manera de la falla. El modo de falla pudiera variar desde un pequeño agujero de derrame hasta una total ruptura.

Los tipos de deterioro observados frecuentemente en la industria del proceso son:

1. Disminución de espesor (incluido interno, externo, localizado y agujeros).



2. Agrietamiento por corrosión.
3. Ataque de hidrógeno a alta temperatura.
4. Fallas del medio ambiente y metalúrgico.
5. Fallas Mecánicas.

2.2.12.8. Gráfica y Matriz de Riesgo. [op cit]

Una vez que se desarrollan los valores de riesgo, estos pueden ser presentados en una variedad de formas para comunicar los resultados del análisis a los Gerentes Planificadores de Inspección. Una meta del análisis de riesgo es comunicar los resultados en un formato común, el cual puede ser entendido por todo el grupo. Para lograr esta meta, es recomendable la utilización de una matriz o gráfica de riesgo.

2.2.12.9. Matriz de Riesgo. [op cit]

Para la metodología de jerarquización de riesgo, las cuales usan categorías de probabilidad y consecuencia presentar los riesgos en una matriz es una forma más efectiva de comunicar la distribución por todas las partes de las unidades de la planta o procesos sin valores numéricos.

En la figura 17, las categorías de probabilidad y consecuencias esta ordenada de manera que la más alta jerarquización de riesgo esta hacia la esquina superior derecha. Seria asociar valores numéricos con las categorías para suministrar guías al personal que desarrolla la asesoría.

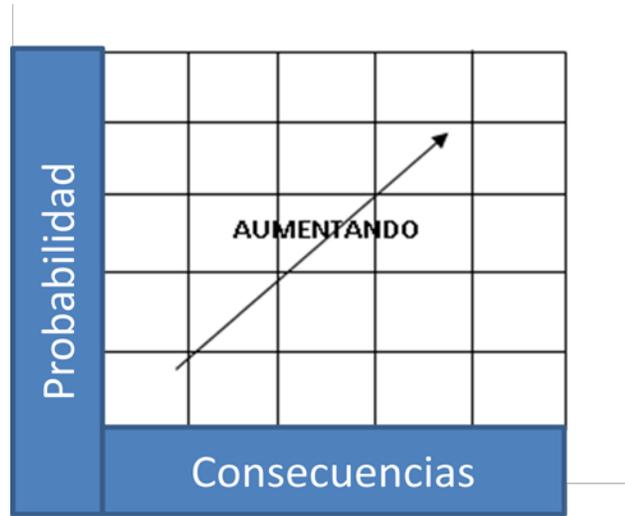


Figura 17 Matriz de Riesgo Cualitativa. (Medina 2001)

2.2.12.10. Gráficas de Riesgo. [op cit]

Cuando se utilizan más datos de probabilidad y consecuencia cuantitativa, donde mostrar valores de riesgo numérico es más significativo para la evaluación, se debe utilizar una gráfica de riesgo. Esta se construye de manera similar a la matriz de riesgo en donde el nivel más alto está dirigido hacia la esquina superior derecha. Ver la figura 18.

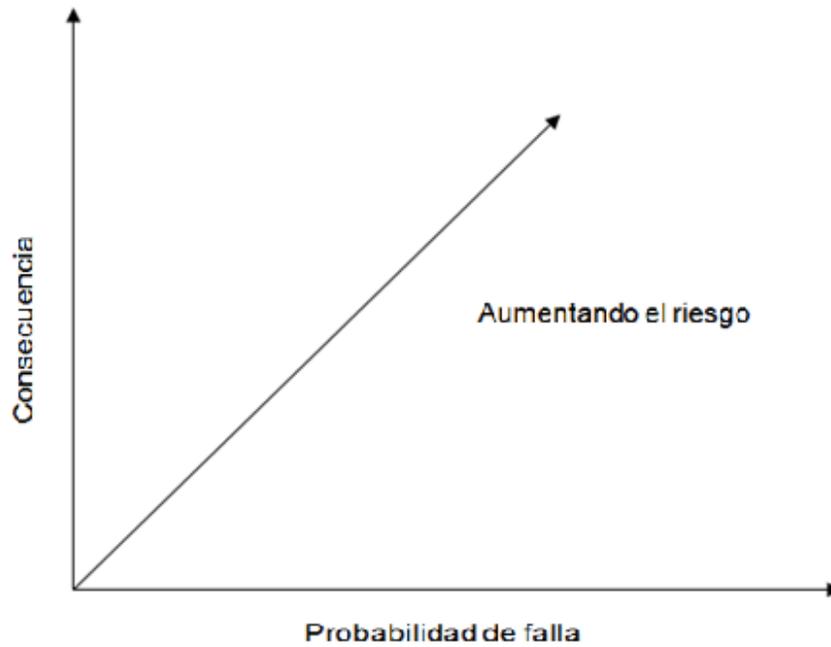


Figura. 18: Probabilidad y Consecuencias Cuantitativas. (D. Natera 2002).

Los equipos que se encuentran en la zona de alto riesgo dentro de la matriz o gráfica, deberán probablemente tomar mayor prioridad para la planificación de inspección. De igual manera, los representados en las zonas de más bajo riesgo deberán tener menos prioridad de inspección. Una vez que las gráficas o matrices son completadas pueden ser utilizadas como una herramienta de monitoreo durante el proceso de priorización.



2.3. CONCEPTOS UTILIZADOS.

2.3.1. Sensibilidad del Riesgo. [9]

Es la simulación del comportamiento del riesgo de un determinado equipo para años futuros, es decir, conocer el posible riesgo que pudiese tener ese equipo para un determinado momento.

2.3.2. Análisis Cromatográfico. [16]

Es el análisis que se le realiza a un determinado fluido para determinar que tipos de componentes químicos lo conforman y en que cantidad están presentes.

2.3.3. Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) [11]

Es el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del período considerado; este constituye un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo o sistema. El Tiempo Promedio para Fallar también es llamado "Tiempo Promedio Operativo" o "Tiempo Promedio hasta la Falla".

Ec(7)

$$TPPF = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Número de fallas}}$$



2.3.4. Tiempo Promedio para Reparar (TPPR) [op cit]

Es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por un fallo, dentro de un período de tiempo determinado. El Tiempo Promedio para Reparar es un parámetro de medición asociado a la mantenibilidad, es decir, a la ejecución del mantenimiento.

Ec(8)

$$TPPR = \frac{\text{Horas fuera de servicio}}{\text{Número de fallas}}$$

2.3.5. Disponibilidad [op cit]

La disponibilidad es una función que permite estimar en forma global el porcentaje de tiempo total en que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual fue destinado.

Ec (9)

$$DISPONIBILIDAD = \frac{TPPF}{TPPF + TPPR}$$



2.3.6. Confiabilidad [op cit]

Es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un período determinado La confiabilidad afecta tanto la seguridad, como la productividad de la planta (o producto). Una planta (o producto) confiable se traduce en menos accidentes y de esta manera, menos riesgo al público. Además, una planta (o producto) confiable significa menos reparaciones y menos tiempo perdido, disminuyendo de esta forma los costos operativos y aumentando la productividad. El criterio utilizado para calcular la confiabilidad es el siguiente:

Ec (10)

$$CONFIABILIDAD = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Horas que debió operar}}$$

2.3.7. % de Utilización[op cit]

La utilización también llamada factor de servicio, mide el tiempo efectivo de operación de un activo durante un período determinado.

Ec (11)

$$\% \text{ _UTILIZACION} = \frac{\text{Horas de operación}}{\text{Horas totales del periodo}}$$



En este capítulo es referente a la metodología aplicada en este trabajo y cuyo propósito es alcanzar el cumplimiento de los objetivos propuestos. Se identificara el tipo de investigación realizada, el diseño y seguidamente se explicara cada una de las etapas que permitieron el desarrollo del proyecto.

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

3.1.1. SEGÚN EL PROPÓSITO O RAZÓN DE LA INVESTIGACIÓN.

Se clasifica como Aplicada debido a que se buscaron conocimientos con fines de aplicación a la realidad.

3.1.2. SEGÚN EL NIVEL DE CONOCIMIENTO A OBTENER.

Esta investigación se puede clasificar como Descriptiva, ya que consiste en la caracterización de un hecho o fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura y su comportamiento. La investigación realizada se dirige a ubicar y describir el origen de una situación tal como existe en el momento en que se lleva a cabo el estudio, al mismo tiempo que se proporcionan soluciones concretas.



3.1.3. SEGÚN LA ESTRATEGIA EMPLEADA.

Se clasifica como Documental debido a que se basa en el análisis de datos obtenidos de diferentes fuentes de información, tales como libros, dibujos, etc.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

Para solventar la situación problemática esta investigación cuenta con un diseño tipo campo, debido a que esta basado en la recolección de datos directamente de la realidad o objeto de estudio.

3.3. PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA.

Para cumplir con los objetivos planteados se estableció la siguiente metodología:

- ✓ ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DE CAMPO.
- ✓ ETAPA II: .DESCRIPCIÓN ESQUEMATIZADA DEL PROCESO PRODUCTIVO DE DE LAS ESTACIONES.
- ✓ ETAPA III: DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACION DE LAS ESTACIONES.
- ✓ ETAPA IV: SECCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS ESTÁTICOS EN LAZOS DE CORROSIÓN.



- ✓ ETAPA V: DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS EQUIPOS Y LÍNEAS DE LAS ESTACIONES.
- ✓ ETAPA VI: JERARQUIZACIÓN DEL SISTEMA DE EQUIPOS Y LINEAS DE LAS ESTACIONES.
- ✓ ETAPA VII: DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCIÓN PARA LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.
- ✓ ETAPA VIII: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.
- ✓ ETAPA IX: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DISEÑADO.

3.3.1. ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DE CAMPO.

Esta la primera etapa tiene como finalidad recopilar la información necesaria acerca del tema en estudio, en esta se espera obtener los antecedentes, conceptos básicos y toda la base teórica necesaria para realizar la investigación, a través de libros, tesis, manuales e Internet entre otros, para adquirir conocimientos previos que ayuden al desarrollo del proyecto.

También se realizaron visitas de campo con la finalidad obtener información referida a la ubicación de las estaciones de flujo, características del proceso analizado, materiales de construcción, temperatura y presión de operación, tipos de servicio, productos, historial de fallas en líneas de proceso, equipos y sistema de bombeo y otros puntos de interés.



3.3.2. ETAPA II: DESCRIPCIÓN ESQUEMATIZADA DEL SISTEMA DE LINEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

En esta etapa se elaboró un esquema de las Instalaciones con el objetivo de proporcionar una idea de la ubicación de los equipos y sus conexiones. Es decir estos esquemas proporcionaron la información necesaria para la comprensión de la distribución y conexión de las redes de flujo para el servicio de gas y crudo.

3.3.3. ETAPA III: DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN EN LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

En esta etapa de la investigación se realizó un estudio de las variables operacionales vinculadas a los mecanismos de degradación presentes en los sistemas de equipos estáticos, esto con la finalidad de conocer si existe algún tipo de corrosión en los mismos y en base a ello determinar su estado de integridad mecánica y los métodos de inspección más apropiados.

3.3.4. ETAPA IV: SECCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE LINEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4 EN LAZOS DE CORROSIÓN.

En esta etapa se procede a seccionar en lazos de corrosión las líneas que presenten las mismas características de operación (presión y temperatura), metalografía, fluido



manejado y estén sometidas a los mismos mecanismos de degradación, esto se realizara en función de la metodología de Sistema de Inspección de Lazos y Confiabilidad Operacional (SILCO).

3.3.5. ETAPA V: DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL REMANENTE DE LOS EQUIPOS Y LÍNEAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

En esta etapa se calculó el tiempo estimado de vida útil de los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, para esto se calcularon las velocidades de corrosión en cada una de las secciones de cada lazo. Para determinar la velocidad de corrosión mas representativa de cada lazo aplicaremos un estudio estadístico a través del software Crystal Ball y en función de esta velocidad obtenida, el espesor remanente y el espesor mínimo de operación se obtendrá la vida útil remanente de cada lazo.

3.3.6. ETAPA VI: JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS DE EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

Para la jerarquización de los sistemas de equipos estáticos se utilizara el software API IBR 3.3.3, esta herramienta nos brinda la posibilidad de obtener el nivel de riesgo de cada sistema modelado y además nos muestra la condición de riesgo a futuro de los lazos de corrosión para un periodo de estudio determinado, la información necesaria para cargar el software es básicamente parámetros de operación, diseño y características de la instalación.



La jerarquización de los sistemas de equipos dinámicos se realizara en función a lo expuesto en el manual de análisis de criticidad establecido por el departamento de ingeniería de la confiabilidad de PDVSA oriente en [17], este manual se dice que para la realización del análisis se procederá a la conformación de un equipo de trabajo formado por un facilitador (analista de confiabilidad), un operador(Experto en el manejo y operación de los equipos), un mantenedor (Experto en reparación y mantenimiento de los equipos), Especialistas (Expertos en áreas de conocimientos específicas) y un Ingeniero de proceso (Posee la visión global del proceso). Este personal se encargara de la valoración de la encuesta de criticidad y en función a el valor de cada ítems analizado se obtendrá el valor de la criticidad de cada sistema. Para definir el rango de la criticidad se utilizara el teorema de Pareto. Esto se realiza con la finalidad de identificar los elementos que requieren mayores esfuerzos de inspección debido a su condición de operación o su estado de integridad mecánica, de este modo es posible reorientar los recursos, de manera de atender mas oportunamente y con la frecuencia que amerite cada uno de estos, sin descuidar los demás.

3.3.7. ETAPA VII: DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCIÓN PARA LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

En esta etapa se diseñarán las estrategias de inspección a utilizar para el monitoreo de los equipos, estas inspecciones deberán garantizar la completa evaluación del estado de integridad mecánica de cada parte o componente inspeccionado ya que en función de los resultados arrojados en estas se procederá realizar los ajustes o reemplazos necesarios, esto con el objetivo de disminuir las paradas no programadas y así elevar los niveles de productividad de las instalaciones.



Los procedimientos de inspección serán diseñados en función de los modos de falla de cada equipo o sistema, las técnicas más indicadas para la evaluación de dichas fallas y las recomendaciones de fabricantes.

3.3.8. ETAPA IIX: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

La evaluación del comportamiento operacional de las instalaciones se realizara a través del estudio de Indicadores de mantenimiento. Esto permitirá establecer un registro histórico del comportamiento de los equipos dinámicos permitiendo detectar oportunamente desviaciones en su operación, facilitando así la toma de decisiones orientadas a perfeccionar la labor de mantenimiento. Estos indicadores son el Tiempo Promedio para Fallar (TPPF), Tiempo Promedio para Reparar (TPPR), Disponibilidad, Utilización y Confiabilidad. La data de operación de los equipos será cargada en una hoja de cálculo Excel y está mostrará automáticamente el valor de los indicadores mencionado.

3.3.9. ETAPA IX: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DISEÑADO.

En esta etapa se realizará un estudio para determinar la factibilidad económica de la aplicación del plan de mantenimiento, es decir, a través de este estudio se determinará si resulta más rentable la operación de las estaciones tal como se viene haciendo o si por el contrario resulta mas provechoso la aplicación de las estrategias de mantenimiento diseñadas.



Para determinar la rentabilidad del plan de inspección diseñado se calculará el costo de la inversión necesaria para la aplicación del plan de inspecciones y se comparará con las pérdidas de producción, en caso de ser mayor el costo de inversión necesario entonces se tendrá que el plan de inspección no es rentable.



4.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES Y FLUIDO MANEJADO.

Las Estaciones de Flujo bifásico Orocuál 1 y Orocuál 4 se encuentran ubicadas dentro de los límites del Campo Orocuál, Yacimiento Las Piedras, en el Distrito Piar del Estado Monagas, aproximadamente a 20Km y 30Km respectivamente al Norte de la Ciudad de Maturín. La Estación de Flujo Orocuál 1 recibe para su procesamiento diferentes pozos asociados al campo Orocuál a baja presión (60psi) y crudos de otras estaciones para su separación final, con gravedades API comprendidas entre 10° y 45,6°. La Estación de Flujo Orocuál 4 recibe diferentes pozos asociados al campo Orocuál a baja presión 413,685KPa (60Psi) y media presión 3792,116KPa (550Psi), con gravedades API comprendidas entre 7,2° y 41,9°. La composición química del gas y los parámetros fisicoquímicos de la producción de las estaciones se muestra a continuación en la Tabla 1.

COMPONENTES DEL GAS	GAS BAJA	GAS BAJA	GAS MEDIA
	EF-ORC-1	EF-ORC-4	EF-ORC-4
N ₂	0,794	0,366	0,253
C ₁	80,465	84,383	86,610
CO ₂	3,784	2,781	2,899
C ₂	6,252	5,859	5,078
C ₃	3,792	2,969	2,848

Tabla 1. Composición del gas de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4. (PDVSA 2009)



COMPONENTES	GAS BAJA	GAS BAJA	GAS MEDIA
	EF-ORC-1	EF-ORC-4	EF-ORC-4
I-C ₄	0,900	0,660	0,507
N-C ₄	1,642	1,165	0,865
I-C ₅	0,590	0,424	0,284
N-C ₅	0,512	0,372	0,245
C ₆	0,434	0,326	0,212
C ₇	0,290	0,215	0,154
C ₈	0,147	0,112	0,090
C ₉	0,039	0,038	0,024
C ₁₀	0,012	0,018	0,007
C ₁₁	0,003	0,003	0,004
GPM	2,67	2,01	1,64
P. C. (BTU/PCS)	1195	1161	1129
GRAV. ESP. A 60°F	0,751	0,708	0,685
PM. PROM. A 60°F	21,30	20,17	19,62
PRESIÓN (PSIG)	60	55	600
TEMPERATURA (°F)	*	*	*
H2S (PPM)	7	6	6
PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS DE LA PRODUCCIÓN EN CADA ESTACIÓN			
	EF-ORC-01	EF-ORC-04	
API	31.24	23.14	
GRAV. ESP.DEL CRUDO	0.871	0.835	
GRAV. ESP. DEL GAS	0.75	0.75	
TEMPERATURA (°F)	90	90	
PRESIÓN DE VAPOR (PSIA)	6.21	2.66	
PORCENTAJE DE AGUA 1%	1	1	
PRESIÓN HIDROESTÁTICA (PSIA)	16.343	15.042	

Tabla 1. (Continuación). (PDVSA 2009)



La capacidad de procesamiento actual de la EF-ORC-01 es de 8982 barriles diarios de crudo y $30,9 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas, resultando una relación de gas/petróleo (RGP) de 3450. Según las características de sus equipos la estación puede procesar 12600 barriles diarios de crudo y $37,4 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas (2 separadores) y los separadores de prueba pueden manejar un máximo de 4000 barriles diarios de crudo y $16,3 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas (2 depuradores). La capacidad del depurador D-1, de acuerdo al diámetro (48 pulg) y a su longitud (12 pies) es de $16,5 \times 10^6 \text{ pie}^3$; y el depurador D-2, de acuerdo al diámetro (42 pulg) y a su longitud (10 pies), puede manejar $10 \times 10^6 \text{ pie}^3$.

La capacidad de procesamiento actual de la EF-ORC-4 es de 405 barriles diarios de crudo y $3,859 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas, resultando una relación de gas/petróleo (RGP) de 9528. Según las características de sus equipos es la estación puede procesar 8000 barriles diarios de crudo y $56 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas de media presión (1 separador), 20000 barriles diarios de crudo y $40 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas en el nivel de baja presión (2 separadores). El separador de prueba de media presión puede manejar un máximo de 2500 barriles diarios de crudo y $18 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas y el separador de prueba de baja puede manejar un máximo de 2000 barriles diarios de crudo y $17 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas. Según el arreglo existente (separador de producción/depurador) a diferentes niveles de presión, la estación puede procesar 28000 barriles diarios de crudo y sólo $95 \times 10^6 \text{ pie}^3$ de gas, correspondiente a la capacidad de procesamiento de los depuradores.



4.1.1. PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.

El fluido bifásico (crudo/gas) es recibido en la estación a través de un (01) múltiple de producción/prueba y dos (02) válvulas multipuerto (VMP-3 y VMP-4); la válvula multipuerto 3 está fuera de la estación.

Desde el múltiple 1, el fluido se envía a través de la línea J (6” – 60 psi) hacia el cabezal de distribución de crudo y mediante la operación de las válvulas instaladas en dicho cabezal, el fluido es direccionado hacia los dos (02) separadores de producción (SG-1, SG-2), o hacia cualquiera de ellos. En los separadores se efectúa la separación del gas y del crudo; el crudo separado es enviado desde cada separador hacia el múltiple de vaciado y llenado mediante las válvulas de control de nivel LCV-250110/LCV-250210 y de allí hacia los tanques de almacenamiento. El gas obtenido en cada separador, se envía al cabezal de gas y luego hacia el depurador D-1, finalmente el gas depurado es enviado hacia la planta compresora. El líquido separado en el depurador, se envía a través de la válvula de control de nivel LCV-110110 a los tanques de almacenamiento de crudo.

Para la prueba de pozo, se alinea el pozo que se desea probar desde el cabezal de prueba del múltiple 1 mediante la línea F (6”-150 psi) con el separador de prueba. El gas separado es cuantificado con el medidor de flujo FE-260110 y enviado al depurador de gas D-1. El crudo se envía a través de la válvula de control de nivel LCV-260110 al tanque TK-10.001. (Ver figura 19)

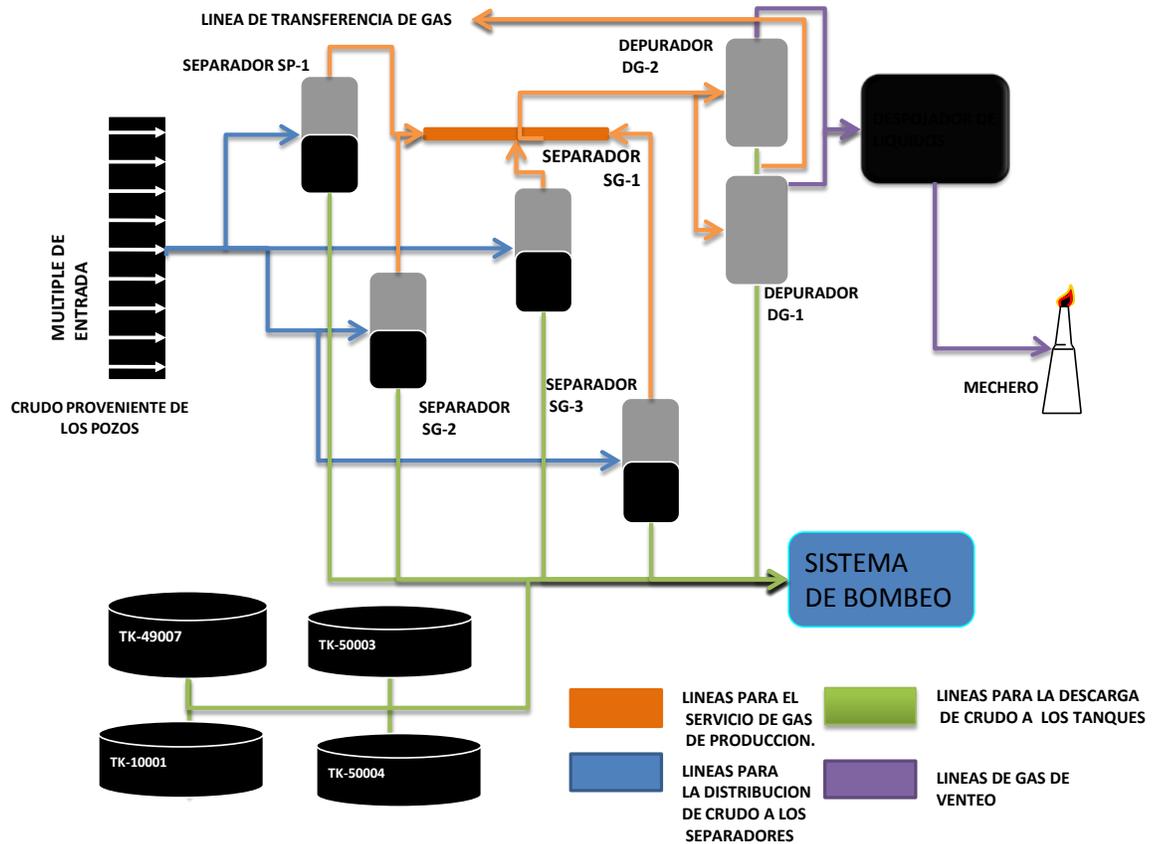


Figura 19: Esquema general del proceso de la EF-ORC-1. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

La presión de operación de los equipos y sistemas de líneas para el servicio de crudo y gas se encuentra entre (74-50) psi, el sistema de venteo opera a baja presión, aproximadamente entre (14-15) psi. La temperatura general de operación se encuentra entre (80-100) °F, el material de construcción del sistema de líneas es acero al carbono denominado API – 5L Gr. B.

En las figuras 20, 21 y 22 se muestran los esquemas generales de proceso que realizan las estaciones de flujo (EF-ORC-1, la etapa de baja presión y la etapa de media presión de la EF-ORC-4), que fueron de elaboración propia basados en las inspecciones visuales y documentales, realizadas para el desarrollo de este trabajo.



4.1.2. PROCESO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4

El fluido bifásico (crudo/gas) es recibido en la estación a través de dos (02) múltiples de producción/prueba, uno (01) de media y otro de baja presión y una válvula multipuerto de baja (VMP-2). Desde el múltiple de baja, el fluido (crudo/gas) se envía a través de los cabezales de producción 1 y 2 (14”-150 psi) hacia los separadores de producción SG1-1 y SG1-2. En dichos recipientes se efectúa la separación del gas y el crudo, el crudo es enviado desde cada separador hacia los tanques de almacenamiento TK-1 y TK-2, mediante las válvulas de control de nivel neumáticas tipo Kimray LCV-250101 y LCV-250201. El gas obtenido en cada separador es cuantificado mediante el medidor y registrador de flujo FE-250201, se envía al cabezal de gas y luego hacia el D1-1A. Finalmente el gas depurado es cuantificado mediante el medidor y registrador de flujo FE-110B01 y enviado hacia la planta compresora Orocual-4. El líquido separado en el depurador, se envía a través de la válvula de control de nivel LCV-110B01 neumática tipo Kimray, a los tanques de almacenamiento de crudo.

Por otro lado para la prueba de pozo, se alinea el pozo que se desea probar desde el cabezal de prueba del múltiple con el separador de prueba SP1-1. El gas separado es cuantificado con el medidor y registrador de flujo FE-26001 y enviado al depurador de gas D1-1A. El crudo se envía a través de la válvula de control de nivel LCV-260101 tipo Kimray al tanque TK-3. Para el nivel de media presión (550 psi), el fluido (crudo/gas) es recibido a través del múltiple de producción/prueba y enviado hacia el separador crudo/gas de media SG2-1 y SG4-2A, mediante el cabezal de producción 16” - 600 Psi. En el separador se separa el crudo y el gas, el crudo va hacia la trampa de envío y de allí hacia los separadores de producción de la estación de flujo ORC-1 a través de la válvula de control de nivel automática/proporcional LCV-110101 y un oleoducto de 8” - 600 Psi. La válvula le proporciona al fluido una caída de presión de 400 Psi. El gas se envía al cabezal de gas y luego pasa a los



depuradores D4-2A, D4-2B, D4-2C, D4-2D y seguidamente va hacia la trampa de envío de gas, previamente cuantificado mediante el medidor y registrador de flujo FE-110101 y de allí hacia la planta compresora Orocual-2 mediante un gasoducto de 12” - 600 psi. El crudo retenido en el depurador es enviado hacia la trampa de envío de crudo a través de la válvula de control de nivel automática/proporcional LCV-110101. Para la prueba de pozo, se alinea el pozo que se desea probar desde el cabezal de prueba del múltiple con el separador de prueba SP2-1. El gas separado es cuantificado con el medidor y registrador de flujo FE-260101 y enviado al cabezal de gas de la etapa de media. El crudo se envía a través de la válvula de control de nivel LCV-260101 hacia el separador de prueba de la estación de flujo ORC-1 mediante un oleoducto de 4”-150 psi. (Ver figura 20 y 21).

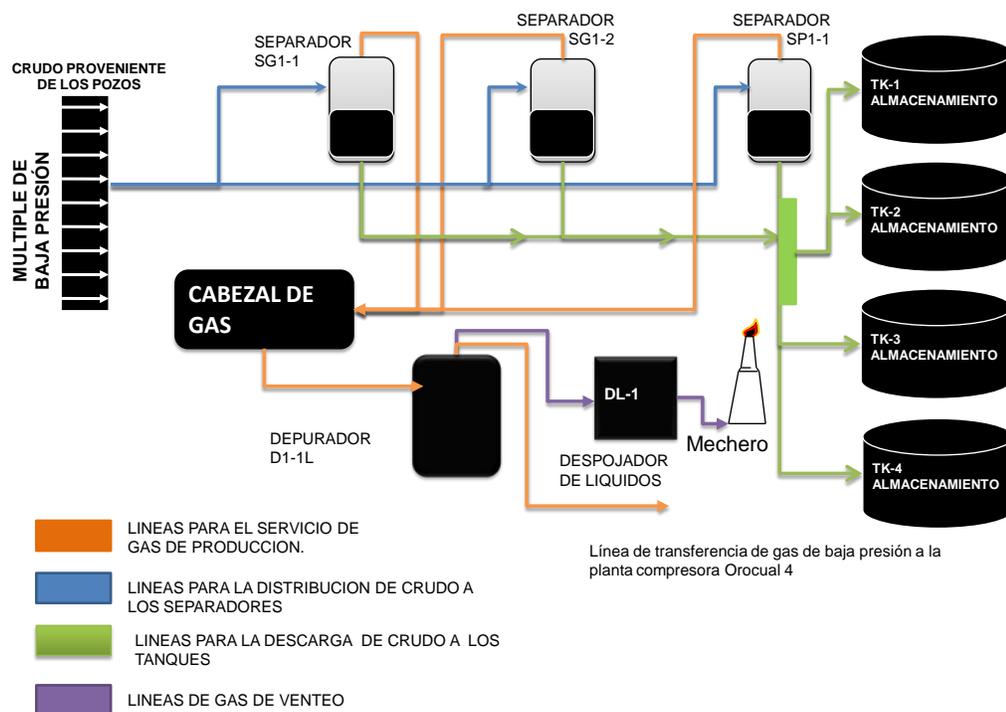


Figura 20. Esquema general de la etapa de baja presión de la EF-ORC-4. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

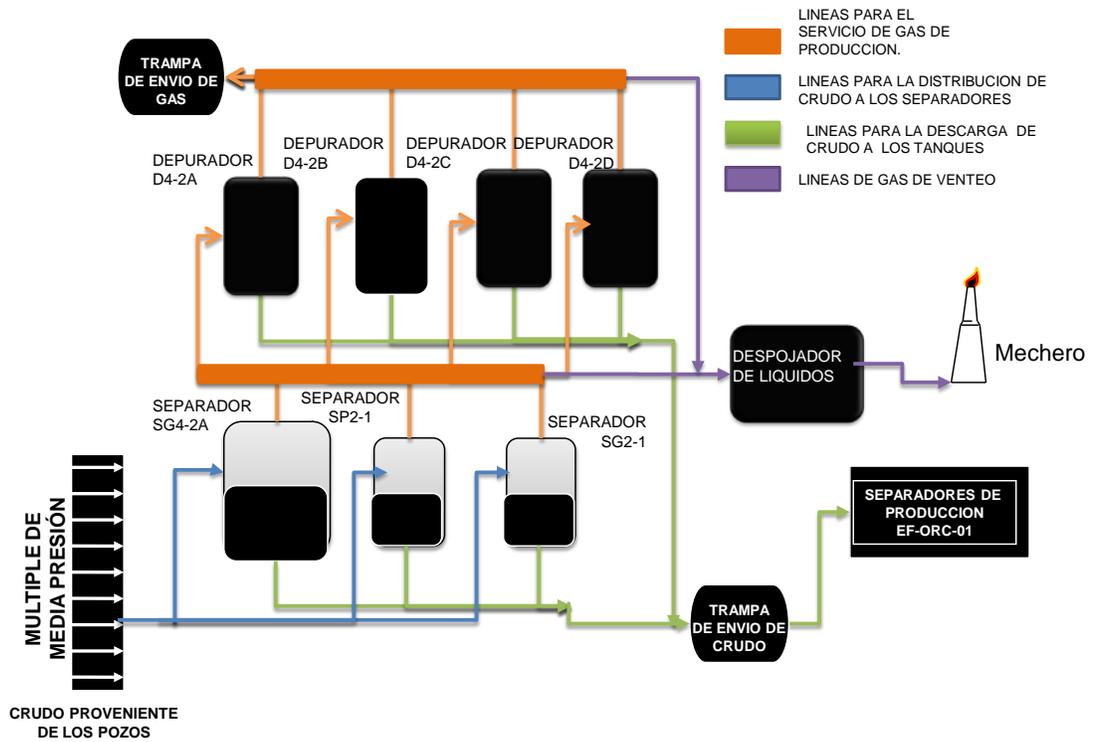


Figura 21: Esquema general de la etapa de media presión de la EF-ORC-4. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

4.2. EQUIPOS Y SISTEMAS ENCONTRADOS EN LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

4.2.1. EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.

4.2.1.1. SISTEMA DE LINEAS.

De acuerdo a las inspecciones visuales realizadas a las instalaciones y las consultas al personal de Integridad Mecánica de Equipos Estáticos (IMEE) y custodios de la



estación, las líneas de proceso pertenecientes a la estación de flujo Orocual 1, están construidas con acero al carbono denominado API – 5L Gr. B, con diámetros que varían desde (3-16)” Sch.80. El múltiple 1 esta igualmente fabricado en este material, consta de un cañón general de 12” y 4 válvulas CNV 12” ANSI/150, el cañón de prueba es de 8” y cuenta con 10 válvulas CNV 6” ANSI/300.

4.2.1.2. SEPARADOR GENERAL 1.

Tabla 2: Características técnicas del separador general 1, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG-1			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
PRESIÓN NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
150	150	13	42	5000	12,4
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	100	2300	11	NATIONAL	52328



4.2.1.3. SEPARADOR GENERAL 2.

Tabla 3: Características técnicas del separador general 2, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG-2			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
PRESIÓN NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
150	150	15	60	7600	25
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	100	5400	22	NATIONAL	2A-255

4.2.1.4. SEPARADOR DE PRUEBA 1.

Tabla 4: Características técnicas del separador de prueba 1, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SP-1			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
PRESIÓN NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
128	125	10	30	2000	6.3
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	100	1300	5.6	NATIONAL	23909



4.2.1.5. SEPARADOR DE PRUEBA 2

Tabla 5: Características técnicas del separador de prueba 2, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SP-2			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
PRESION NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIAMETRO (PULG)	CAPASIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPASIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
150	125	10	36	2000	10
PRESION OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	100	1300	8,2	M&W GRAZEBROOK	W7592

4.2.1.6. DEPURADOR GENERAL 1

Tabla 6: Características técnicas del depurador general 1, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		DG-1			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
PRESIÓN NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
150	100	12	48	NO APLICA	16,5
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	80	NO APLICA	14,5	B.S. & B.	21850



4.2.1.7. DEPURADOR GENERAL 2.

Tabla 7: Características técnicas del depurador general 1, EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		DG-2			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				NO OPERATIVO	
PRESIÓN NOMINAL (PSI)	TEMPERATURA NOMINAL (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
300	100	10	42	NO APLICA	10
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	80	NO APLICA	9	BRAUN & C.O.	65006

4.2.2. EQUIPOS DINÁMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 1.

4.2.2.1. SISTEMA DE BOMBEO

El sistema de bombeo de la estación de flujo EF-ORC-01 transfiere la producción general desde los tanques de almacenamiento 50.003, 50.004, 10.001 y 49.007 hasta el centro de almacenamiento y transporte de crudo Jusepín (CATJUS) a través de un oleoducto de 20 pulgadas de diámetro y con una longitud de 26 Km, aproximadamente. Este sistema esta integrado dos unidades de bombeo, una principal y una auxiliar para respaldar al sistema en caso de requerirse una intervención por mantenimiento. Ambas de tipo centrífuga de igual capacidad. (ver figura 22).

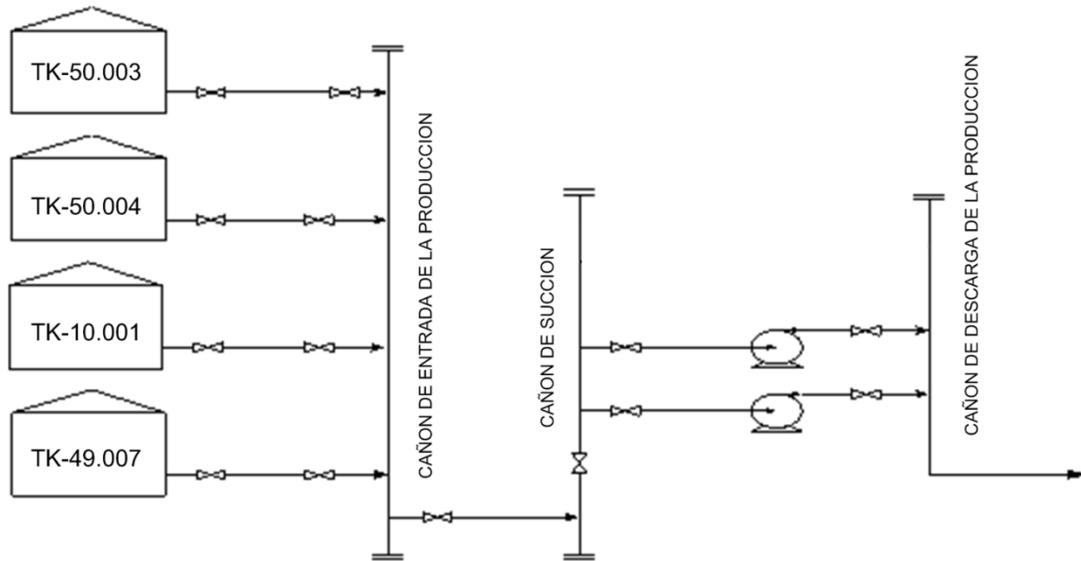


Figura 22: Sistema de bombeo. EF-ORC-01 (Rodríguez y Rodríguez 2009)

En la Tabla 8 se muestran las especificaciones técnicas de las unidades de bombeo de crudo existente en la estación.

Tabla 8: Especificaciones técnicas. Unidad de bombeo EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

FABRICANTE	GOULDS PUMPS
MODELO	3700
TIPO DE BOMBA	CENTRÍFUGA
TAMAÑO (GPM)	6X8 – 13 AS
CAPACIDAD	6500
PRESIÓN VACIO PSIG	870
CABEZAL TOTAL DE DESCARGA (M)	360
MÁXIMA TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°F)	800



4.2.2.2. MOTORES ELÉCTRICOS.

Las características técnicas de los motores eléctricos se muestran en la Tabla 9

Tabla 9: Especificaciones técnicas. Motor eléctrico. EF-ORC-01 (Rodríguez y Rodríguez 2009)

FABRICANTE	U.S ELECTRIC MOTORS
MODELO	MOTOR DE INDUCCION (AMBIENTE HOSTIL)
FACES	3
NÚMERO DE POLOS	4
F.S	1.1
RPM	1780
η	0.45
MÁXIMA TEMPERATURA AMBIENTAL	40°C
LUBRICACIÓN	GRASA
POTENCIA	80 HP

4.2.3. EQUIPOS ESTÁTICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.

4.2.3.1 SISTEMA DE LINEAS.

De acuerdo a las inspecciones visuales realizadas a las instalaciones y las consultas hechas al personal de Integridad Mecánica de Equipos Estáticos (IMEE) y custodios de la estación, el sistema de líneas pertenecientes a la estación de flujo Orocual 4, esta construido en acero al carbono denominado API – 5L Gr. B, con diámetros que varían desde (3-20)” Sch.80. El múltiple de baja presión y el múltiple de media presión están igualmente fabricados en este material.



4.2.3.2. SEPARADOR GENERAL DE BAJA 1.

Tabla 10: Características técnicas del separador general 1-1, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG1-1			
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
250	150	16	54	10000	20
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
80	100	4700	12	TRICO	X-4494

4.2.3.3. SEPARADOR GENERAL DE BAJA 2

Tabla 11: Características técnicas del separador general 1-2, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG1-2			
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO				ESTADO	
VERTICAL				OPERATIVO	
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
250	150	16	54	10000	20
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
80	100	4700	12	TRICO	X-4496



4.2.3.4. SEPARADOR DE PRUEBA 1.

Tabla 12: Características técnicas del separador prueba 1-1, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			SP1-1		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
250	150	13	42	2000	17
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
80	100	1700	6	TRICO	H-328

4.2.3.5. DEPURADOR GENERAL DE BAJA.

Tabla 13: Características técnicas del depurador general de media 1-1A, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			D1-1A		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
128	100	10	38	NO APLICA	22
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
60	90	NO APLICA	17	NO LEGIBLE	85-031-01



4.2.3.6. SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 1.

Tabla 14: Características técnicas del separador general de media SG2-2A, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG2-2A			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
1870	260	15	60	8000	56
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	100	7000	30	PERRY EQUIPMENT CORP	C-66136

4.2.3.7. SEPARADOR GENERAL DE MEDIA 2.

Tabla 15: Características técnicas del separador general de media SG4-2B, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO		SG4-2B			
MATERIAL		SA-516-GR.70			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
945	-	-	34	-	-
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	90	-	-	NO LEGIBLE	X-4494



4.2.3.8. SEPARADOR DE PRUEBA DE MEDIA.

Tabla 16: Características técnicas del separador de prueba de media SP4-2A, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			SP4-2A		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
945	-	-	24	-	-
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	90	-	-	NO LEGIBLE	NO LEGIBLE

4.2.3.9. DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 1.

Tabla 17: Características técnicas del depurador de general de media D4-2B, EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			D4-2B.		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
1350	-	-	38	NO APLICA	-
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	90	NO APLICA	-	NO LEGIBLE	NO LEGIBLE



4.2.3.10. DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 2.

Tabla 18: Características técnicas del depurador de general de media D4-2C, EF-ORC-04.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			D4-2C.		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	MÁXIMA CAPACIDAD PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
1320	-	-	30	NO APLICA	-
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	90	NO APLICA	-	NO LEGIBLE	NO LEGIBLE

4.2.3.11. DEPURADOR GENERAL DE MEDIA 3.

Tabla 19: Características técnicas del depurador de general de media D4-2, EF-ORC-04.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

CÓDIGO DEL EQUIPO			D4-2D		
MATERIAL			SA-516-GR.70		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO					
TIPO			ESTADO		
VERTICAL			OPERATIVO		
MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)	MÁXIMA TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)	ALTURA (PIES)	DIÁMETRO (PULG)	CAPACIDAD NOMINAL PARA EL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	MÁXIMA CAPACIDAD PARA EL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)
1320	-	-	30	NO APLICA	-
PRESIÓN OPERACIONAL (PSI)	TEMPERATURA OPERACIONAL (°F)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE FLUIDO (BNPD)	CAPACIDAD OPERACIONAL MANEJO DE GAS (MMPCNPD)	FABRICANTE	SERIAL SEGÚN FABRICANTE
550	90	NO APLICA	-	NO LEGIBLE	NO LEGIBLE



4.2.4. EQUIPOS DINÁMICOS PERTENECIENTES A LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4.

4.2.4.1. SISTEMA DE BOMBEO.

El sistema de bombeo de la Estación de Flujo EF-ORC-04 transfiere la producción de crudo almacenada en los tanques de la estación hasta el múltiple de recolección general ubicado en la EF-ORC-01, a través de un oleoducto de 6 pulgadas de diámetro y con una longitud de 4.5 km. aproximadamente.

El sistema esta integrado por dos unidades de bombeo tipo reciprocantes que transfieren de forma intermitente la producción de crudo de 22 ° API hasta la EF-ORC-01.

En la figura 23 se muestra un esquema del proceso de bombeo de la estación EF-ORC-04.

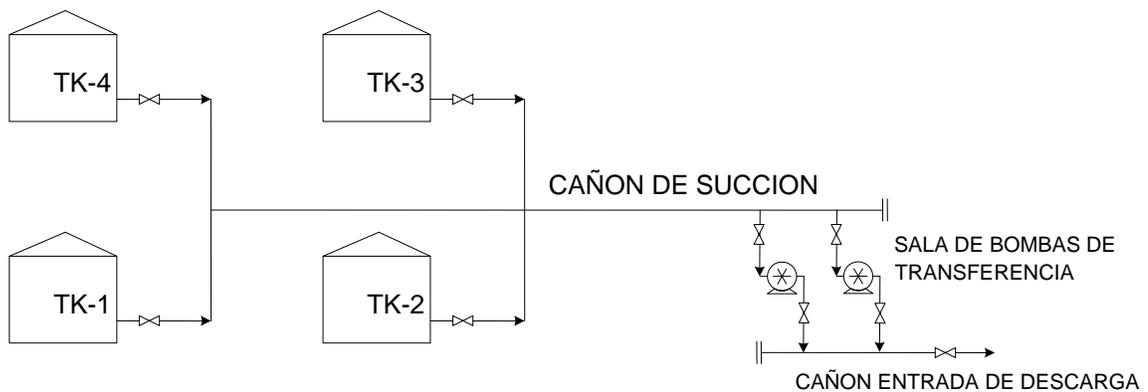


Figura 23: Sistema de bombeo. EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)



En la tabla 20 se muestran las especificaciones técnicas de las unidades de bombeo de crudo de la estación de flujo ORC-04.

Tabla 20: Características técnicas de las unidades de bombeo de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

FABRICANTE	GASO
MODELO	2652
TIPO	DESPLAZAMIENTO POSITIVO
TAMAÑO	5 X 12
Nº DE PISTÓN	2
PRESIÓN DESCARGA	1125 PSI
CAPACIDAD	10940 BPD

Para generar el movimiento de las bombas se utilizan motores eléctricos con las siguientes características: (ver tabla 21).

4.2.4.2. MOTORES ELÉCTRICOS.

Tabla 21: Especificaciones técnicas. Motor eléctrico. EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

FABRICANTE	U.S ELECTRIC MOTORS
MODELO	AMBIENTE HOSTIL
FACES	3 ENCLTL
NÚMERO DE POLOS	4 POLOS
F.S	1.1
RPM	1780
η	0.45
MÁXIMA TEMPERATURA AMBIENTAL	40°C
LUBRICACIÓN	GRASA
POTENCIA	80 P



4.3. REGISTROS DE INSPECCIONES Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS LÍNEAS, SISTEMAS DE SEPARADORES, SISTEMA DE DEPURADORES Y SISTEMA DE BOMBEO DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.

En la actualidad se dispone de los registros establecidos en los procedimientos de inspección en marcha aplicados a los sistemas de líneas, sistemas de separación y sistemas depuración realizados para la fecha del 01/07/2008. En dicho procedimiento se logro recolectar la siguiente información:

- ✓ Espesor en líneas de proceso.
- ✓ Espesor en sistemas de separación y sistemas depuración.
- ✓ Inspección visual en líneas.
- ✓ Inspección visual en sistemas de separación y sistemas depuración.
- ✓ Isométricos del sistema de líneas.
- ✓ Dibujos de sistemas de separación y sistemas depuración.
- ✓ Isométricos del sistema de líneas de proceso.

No se encontraron registros de inspecciones, historial de fallas o procedimientos de mantenimiento hechos a los sistemas de bombeo de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.

Nota: Los registros antes mencionados se muestran en el ANEXO 1.



4.4. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN QUE AFECTAN A LOS SISTEMAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.

En general los equipos y sistemas que conforman las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, son afectados indistintamente por diferentes mecanismos de degradación, siendo unos más severos que otros. La identificación de los tipos de degradación que afectan a cada equipo y la severidad de estos resulta indispensable para determinar las posibles fallas que pudieran presentarse en el futuro.

El sistema de líneas de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 esta integrado por líneas para el servicio de crudo y líneas para el servicio de gas. Dichas líneas pueden estar sometidas a un proceso de degradación causado por el efecto corrosivo del hidrocarburo manejado, entre sus componentes más corrosivos se encuentran CO_2 y el H_2S .

Estos compuestos químicos se encuentran en equilibrio en las tres fases; petróleo, agua y gas por lo que las cantidades de CO_2 y H_2S en cada fase están relacionadas pero con concentraciones diferentes dadas por las solubilidades correspondientes a cada fase. La concentración en agua y en petróleo está dada por la fugacidad de la especie en la fase gaseosa que puede tomarse como igual a su presión parcial en el gas.

El cálculo de las presiones parciales del dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno para las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 se realizó de la siguiente forma:



El valor de la presión de operación de las líneas de proceso de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, fueron obtenidas en inspecciones realizadas a los manómetros instalados en las mismas; en estas inspecciones se observó un rango de operación que oscila alrededor de la presión nominal y para efectos del cálculo se tomó ese valor. El porcentaje de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno se observa en la tabla 1.0, en dicha tabla se muestra la composición química el gas, la cual fue obtenida de un análisis cromatográfico realizado al gas manejado en las instalaciones en estudio. El cálculo de las presiones parciales se realizó tal como se muestra a continuación.

Para el cálculo de la presión parcial del dióxido de carbono en la estación de flujo Orocual 1 se tienen los siguientes datos:

Pt (presión nominal de operación)=413,685KPa (60psi)

%CO₂ (porcentaje de dióxido de carbono)= 3.78%

Presión parcial de CO₂ P_{pCO_2}

Entonces:

$$P_{pCO_2} = CO_2(\%) \times Pt \times 10^{-2} \tag{Ec (12)}$$

$$P_{pCO_2} = 3.78\% \times 413,685KPa \times 10^{-2} = 15,63KPa$$

$$P_{pCO_2} = 15,63KPa$$



Según como se explicó en el punto 2.3.9 el fluido manejado en la EF-ORC-1 resulta levemente corrosivo debido a que la presión parcial del dióxido de carbono es menor a 48,263KPa ($PpCO_2 < 48,263KPa$). La temperatura a la que se maneja este fluido oscila entre 80°F y 100°F, debido a esto la corrosión es Tipo I, fenómeno en el cual la disolución del hierro es pobre y por ende el producto de la corrosión no cubre enteramente la superficie; la adhesión de este producto a la superficie metálica no es muy buena, facilitando la remoción de la misma por el fluido en movimiento. Se caracteriza por su homogeneidad, es decir, que aparece en toda la superficie causando la pérdida uniforme del espesor de la línea o equipo.

El resumen de los cálculos de las presiones parciales de CO2 en las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4 se muestra en la tabla 22.

Tabla 22: Efecto del dióxido de carbono en las líneas de proceso de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

INSTALACIÓN	EF-ORC-01	EF-ORC-04 BAJA PRESIÓN	EF-ORC-04 MEDIA PRESIÓN
PRESIÓN PARCIAL CO2	15,63KPA	11,645KPA	109,933 KPA
CORROSIVIDAD DEL AMBIENTE	($PpCO_2 < 48,263KPA$) LEVEMENTE CORROSIVO.	($PpCO_2 < 48,263KPA$) LEVEMENTE CORROSIVO.	($48,263KPA < PpCO_2 < 206,842KPA$) MODERADAMENTE CORROSIVO.
TIPO DE CORROSIÓN	TIPO I CORROSIÓN GENERAL	TIPO I CORROSIÓN GENERAL	TIPO I CORROSIÓN GENERAL



Para el cálculo de la presión parcial del sulfuro de hidrógeno en la estación de flujo Orocual 1 se tienen los siguientes datos:

Pt (presión nominal de operación)= 413,685KPa (60psi)

PPM de H₂S (partes por millón de H₂S)= 7 ppm

P_{pH_2S} =Presión parcial de H₂S

Entonces:

Ec (13)

$$P_{pH_2S} = H_2S(ppm) \times Pt \times 10^{-6} = 7 ppm \times 413,685 KPa \times 10^{-6}$$

$$P_{pH_2S} = 2.89 \times 10^{-3} KPa$$

Para finalmente determinar la corrosividad generada por el H₂S en el ambiente del sistema de líneas de proceso de las estaciones de flujo Orocual 1 se compararon los valores de las presiones parciales obtenidos en los cálculos anteriores con lo explicado en el punto 2.3.9, los resultados se muestran en la tabla 23.



Tabla 23: Efecto del sulfuro de hidrogeno en las líneas de proceso de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

INSTALACIÓN	EF-ORC-01	EF-ORC-04 BAJA PRESIÓN	EF-ORC-04 MEDIA PRESIÓN
PRESIÓN PARCIAL H ₂ S	2.89X10 ⁻³ KPa	2.48X10 ⁻³ KPa	2.65X10 ⁻² KPa
CORROSIVIDAD DEL AMBIENTE	($PpH_2S < 0.344\text{KPA}$) NO GENERA PELIGRO	($PpH_2S < 0.344\text{KPA}$) NO GENERA PELIGRO	($PpH_2S < 0.344\text{KPA}$) NO GENERA PELIGRO
CORROSIÓN BAJO TENSIÓN EN PRESENCIA DE SULFURO (SSCC)	DESCARTABLE	DESCARTABLE	DESCARTABLE
AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDROGENO(HIC)	DESCARTABLE	DESCARTABLE	DESCARTABLE

4.5. CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN Y VIDA ÚTIL REMANENTE EN LOS SISTEMA DE LÍNEAS DE LA ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

El cálculo de la velocidad de corrosión se realizó según lo establecido en [3]:

$$Vc(LT) = \frac{(esp^{inicial} - esp^{actual})}{(t^{inicial} - t^{actual})} \tag{Ec (14)}$$

Donde:

$esp^{inicial}$ = Es el espesor, en pulgadas o milímetros, medido en la instalación en el mismo lugar que el actual, al comienzo de la corrosión.

esp^{actual} = Es el espesor, en pulgadas o milímetros, Medido en el mismo lugar que el actual durante la inspección.



$t^{inicial}$ = Es la fecha en años de la puesta en operación de la tubería.

t^{actual} = Es la fecha en años de la inspección de la tubería.

A partir de esta fórmula es posible determinar la cantidad de espesor perdido en una sección de tubería en un periodo de tiempo establecido, es decir, podemos calcular cuantas pulgadas de espesor pierden cada una de las secciones de tubería inspeccionadas, por cada año de operación. Antes de proceder a efectuar este cálculo, es necesario tomar en cuenta que los sistemas de líneas de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4 están compuestos por líneas para el servicio de crudo y líneas para el servicio de gas, es de suponer que las velocidades del proceso de corrosión serán similares en las líneas que se encuentren sometidas a iguales condiciones de operación, tipo de fluido, metalografía, etc. Por esta razón, previo a ejecutar los cálculos, fue necesario seccionar cada estación en lazos de corrosión. La aplicación de la metodología “lazos de corrosión” en las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4 permitió agrupar en lazos los sistemas de líneas que cumplan con los mismos parámetros en cuanto a:

- ✓ Iguales condiciones de operación (presión y temperatura).
- ✓ Presentan los mismos mecanismos de degradación (corrosión por CO₂ y H₂S)
- ✓ Manejar el mismo tipo de fluido (crudo o gas, según sea el caso)
- ✓ Igual metalografía.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 24



Tabla 24: Resumen de condiciones operacionales de los lazos de corrosión. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

LAZO DE CORROSIÓN	CONDICIONES		CO2 (%)	HS2 (PPM)
	Temperatura de operación (°F)	Presión de operación (PSI)		
EF-ORC-01 LAZO-1: líneas para el servicio de crudo.	80 - 100	50 -74	3,78	7
EF-ORC-01 LAZO-2: líneas para el servicio de gas de producción.	80-100	50 -74	3,78	7
EF-ORC-01 LAZO-3: líneas para el servicio de gas de venteo.	80-100	14-15	3,78	7
EF-ORC-04 LAZO-1: líneas para el servicio de crudo a baja presión.	84 - 100	60-77	2,781	6
EF-ORC-04 LAZO-2: líneas para el servicio de crudo a media presión.	100-117	550 -610	2,899	6
EF-ORC-04 LAZO-3: líneas para el servicio de crudo a 270psi	100-117	150-210	2,899	6
EF-ORC-04 LAZO-4: líneas para el servicio de gas a baja presión	90-100	60-68	2,781	6
EF-ORC-04 LAZO-5: líneas para el servicio de gas a media presión.	100-117	550 -610	2,899	6
EF-ORC-04 LAZO-6: líneas para el servicio de gas de venteo.	90-100	14-15	2,781	6



El cálculo de la velocidad de corrosión en cada uno de los puntos inspeccionados en cada lazo de corrosión nos proporciona la velocidad de corrosión (V_c) puntual en cada sección de tubería inspeccionada, sin embargo para determinar la velocidad de corrosión (V_c) de cada lazo es necesario aplicar un estudio estadístico que permita modelar los cálculos realizados para obtener la velocidad de corrosión mas probable o mas representativa de toda las calculadas previamente en cada lazo.

La data de la inspección del sistema de líneas y equipos estáticos se ordenó en función de los lazos de corrosión obtenidos, es decir, se agrupó de acuerdo al lazo de corrosión correspondiente, a su vez, en cada lazo se organizó la información de acuerdo al diámetro de las líneas inspeccionadas, finalmente, el conjunto de velocidades de corrosión obtenidas en cada sección inspeccionada, ordenadas según su diámetro, se sometió a un tratamiento estadístico a través del cual se obtuvo la velocidad de corrosión mas representativa por diámetro y de manera conservadora se tomo la velocidad de corrosión del lazo a la mayor de las correspondientes a los diámetros, dicho de otra forma, la velocidad de corrosión cada lazo se tomara como la que resulte mayor de las obtenidas por el estudio estadístico aplicado en cada diámetro.

En la tabla 25 se muestra el resumen de las velocidades de corrosión obtenidas en cada lazo, es decir la que resulto mayor en el estudio estadístico aplicado a cada diámetro.



Tabla 25: Velocidades de corrosión de los lazos de corrosión de la EF – ORC– 01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

LAZO	DIAMETRO	Vc(mpy)
EF-ORC-01 LAZO 1	4.5``	5
EF-ORC-01 LAZO 2	2.375``	4.2
EF-ORC-01 LAZO 3	8.625``	3.44
EF-ORC-04 LAZO 1	16``	2.12
EF-ORC-04 LAZO 2	3.5``	3.70
EF-ORC-04 LAZO 3	6.625``	3.18
EF-ORC-04 LAZO 4	6.625``	2.37
EF-ORC-04 LAZO 5	8.625``	5.83
EF-ORC-04 LAZO 6	8.625``	2.4

Nota: el detalle del cálculo de la velocidad de corrosión por cada diámetro encontrado en cada lazo se muestra en el ANEXO 2.

4.6. CALCULO DE LA VIDA REMANENTE DE LOS LAZOS DE CORROSION ESTABLECIDOS EN LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.

Para estimar la vida útil remanente de los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4, nos basamos en lo establecido en [3], esta norma establece que el mencionado cálculo puede realizarse por la siguiente ecuación:

Ec (15)

$$Vu(\text{años}) = \left(\frac{esp^{medido} - esp^{retiro}}{Vc} \right)$$



Donde:

esp^{retiro} = es el mínimo espesor requerido para operar de forma segura.

esp^{medido} = es el espesor obtenido en la inspección.

Vc = velocidad de corrosión.

$Vu(año)$ = vida útil remanente.

El calculo de la vida útil de los lazos de corrosión de cada estación de flujo, se realizo en función de la velocidad de corrosión mas critica encontrada en cada uno de estos, el espesor de retiro fue obtenido en base a lo establecido en [7], y el espesor medido corresponde a los resultados de las inspecciones, es decir a los medidos por técnica de ultrasonido. El resumen de los cálculos obtenidos se muestra en la tabla 26.

Tabla 26. Vida útil remanente de los lazos de corrosión de la EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

LAZO	DIÁMETRO	Vu(años)
EF-ORC-01 LAZO 1	4.5"	3.73
EF-ORC-01 LAZO 2	2.375"	3.35
EF-ORC-01 LAZO 3	8.625"	23.54
EF-ORC-04 LAZO 1	16"	>20
EF-ORC-04 LAZO 2	3.5"	17.82
EF-ORC-04 LAZO 3	6.625"	>20
EF-ORC-04 LAZO 4	6.625"	>20
EF-ORC-04 LAZO 5	8.625"	>20
EF-ORC-04 LAZO 6	8.625"	>20

Nota: El detalle de los cálculos de vida útil de los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4 se muestran en el ANEXO 2.



4.7. JERARQUIZACION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS EF-ORC-01 Y EF-ORC-04.

Considerando que aproximadamente un 20% de los equipos pueden tener asociado un 80% del riesgo, se hace necesario una evaluación para priorizar las acciones y optimizar el empleo de los recursos dirigiéndolos prioritariamente a las áreas de mayor riesgo. La jerarquización de los equipos estáticos de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04, se realizó en función a lo expuesto en [6], en esta; se recomienda la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR)

El cálculo del nivel de riesgo de cada uno de los lazos de corrosión establecidos se realizó a través del software API-IBR 3.3.3, esta herramienta nos permitió cuantificar el nivel de riesgo actual de cada lazo de corrosión, así como el nivel de riesgo a futuro; evaluado en función del tiempo y la frecuencia de inspección. Los detalles sobre la metodología usada por el software (IBR) se explican en [6].

Con la información hasta ahora mostrada respecto las condiciones de proceso, materiales, equipos y fluido, el estudio de los mecanismos de degradación que contribuyen como factores de riesgo para los equipos y sistemas estáticos de las instalaciones, y los resultados de las inspecciones se conformo la data requerida para modelar las estaciones, los resultados arrojados por el software en relación a la estimación del nivel de riesgo actual de los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 se muestran en la matriz de riesgo presentada a continuación en la figura 24:

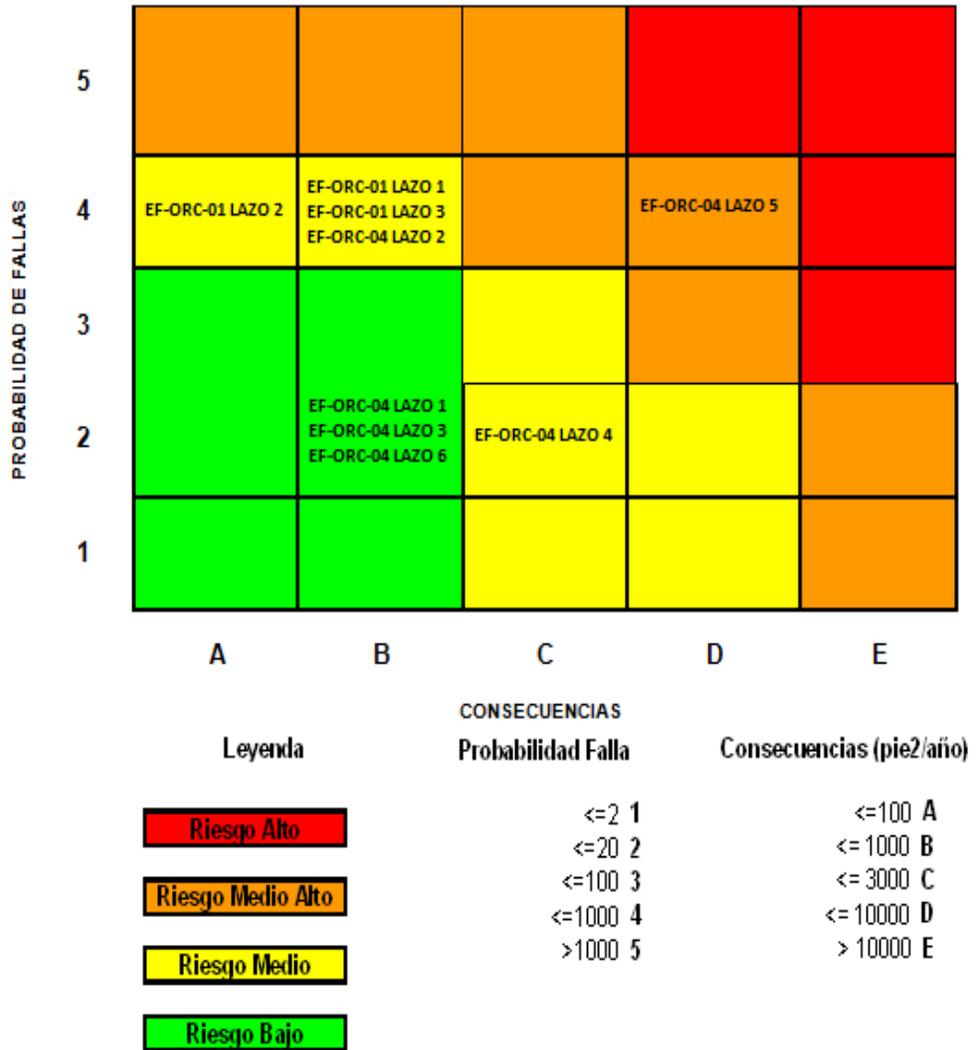


Figura 24: jerarquización de lazos de corrosión de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04.(API 1998).

En virtud de lo expuesto en la matriz de riesgo de la figura 1.20 podemos decir que:

- ✓ El lazo de corrosión 5 de la estación de flujo Orocual 4, tiene actualmente un nivel Riesgo Alto.



- ✓ Los lazos de corrosión 1, 2 y 3 de la estación de flujo Orocual 1, al igual que los lazos 2 y 4 de la estación de flujo Orocual 4, tienen actualmente un nivel de Riesgo medio.
- ✓ Los lazos 1, 3 y 6 de la estación de flujo Orocual 4 tienen actualmente un nivel de Riesgo Bajo.

Se debe tener en cuenta que el riesgo actual asociado a cada lazo de corrosión, nos sirve como una variable de referencia a la hora de establecer un orden de prioridad en la atención a estos sistemas, tal como se explicó anteriormente este criterio está fundamentado en la probabilidad de falla de cada lazo de corrosión y las consecuencias del respectivo evento (riesgo).

Para identificar las áreas de oportunidad donde los planes de inspección tienen un mayor impacto en el nivel de riesgo de los lazos de corrosión se procedió a verificar el efecto de la aplicación de planes de inspección en la disminución de la probabilidad de falla de los mismos, es decir, si la acción de inspección genera alguna disminución en la probabilidad de falla hasta reducirlo a un nivel razonablemente aceptable, entonces se hace necesario proponer escenarios de inspección alternos hasta lograr la mejor administración del riesgo posible. Con la utilización del software API IBR 3.3.3 se modeló la condición de riesgo a futuro de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4; y en función de la condición de riesgo en la que finaliza la instalación, para un periodo de estudio de 20 años, con diferentes frecuencias de inspección, se obtuvieron los siguientes resultados:



Tabla 28. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 1 de la EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-01 LAZO 1						
Periodo de estudio	FRECUENCIAS de inspección (años)					
	Inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		4B				
2011	3B		4B			
2012	3B	4B		4B		
2013	4B				4B	
2014	4B	4B	4B			4B
2015	4B					
2016	4B	4B		4B		
2017	4B		4B			
2018	4B	4B			4B	
2019	4B					
2020	4B	4B	4B	4B		4B

Según lo observado en la tabla 28, el nivel de riesgo del lazo de corrosión 1 de la EF-ORC-01, puede registrar un incremento en su probabilidad de falla para el año 2013, teniendo en cuenta la cantidad de espesor remanente en las mas críticas de las secciones de tubería inspeccionadas, se sugiere establecer una frecuencia de inspección anual (F=1años). En cada uno de estos procedimientos se debe realizar un ajuste de los parámetros calculados como la velocidad de corrosión del lazo, vida útil remanente y nivel de riesgo, todo esto con el objetivo de incrementar la de predictibilidad de fallas y determinar oportunamente la necesidad de reemplazar alguna sección próxima a fallar.



Tabla 29. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 2 de la EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-01 LAZO 2						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	Inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		4A				
2011	4A		4A			
2012	4A	4A		4A		
2013	4A				4A	
2014	4A	4A	4A			4A
2015	4A					
2016	4A	4A		4A		
2017	4A		4A			
2018	4A	4A			4A	
2019	4A					
2020	4A	4A	4A	4A		4A

Según lo observado en esta tabla 29, el lazo de corrosión 2 de la EF-ORC-01, no registra ningún incremento ni disminución en su nivel de riesgo actual, sin embargo, en vista de su tiempo estimado de vida útil y su probabilidad de falla (nivel medio), se sugiere establecer un régimen de inspecciones anuales (F=1años) para continuar monitoreando el proceso de degradación de las líneas y estimar nuevamente los valores de velocidad de corrosión, vida útil y nivel de riesgo.



Tabla 30. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 3 de la EF-ORC-01. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-01 LAZO 3						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	Inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		3B				
2011	3B		3B			
2012	3B	3B		3B		
2013	3B				3B	
2014	3B	3B	3B			4B
2015	3B					
2016	3B	3B		3B		
2017	3B		3B			
2018	3B	3B			3B	
2019	3B					
2020	3B	3B	3B	3B		4B

En la tabla 30, se observa que si el lazo 3 de la EF-ORC-01, es inspeccionando con frecuencias de inspección de 1, 2, 3, 4 o 5 años, igualmente se obtendría la misma disminución de su nivel de riesgo, lógicamente que a diferentes costos, pero con una frecuencia de inspección de 6 años entonces se podrían llegar a los niveles de riesgo actuales, en función obtener niveles de riesgo razonablemente aceptables, se sugiere inspeccionar el lazo cada 5 (F=5años), en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.



Tabla 31. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 1 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 1						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	Inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		2B				
2011	2B		2B			
2012	2B	2B		2B		
2013	2B				2B	
2014	2B	2B	2B			2B
2015	2B					
2016	2B	2B		2B		
2017	2B		2B			
2018	2B	2B			3B	
2019	2B					
2020	2B	2B	2B	2B		3B

En la tabla 31, se observa que estableciendo tiempos entre inspecciones de 1, 2, 3 y 4 años, el nivel de riesgo del lazo se mantiene igual al actual (nivel bajo), para frecuencias de inspección de 5 y 6 años, es posible que se incremente el riesgo, esto debido a el incremento en la incertidumbre sobre las condiciones de integridad de los circuitos de tubería. En vista de estas circunstancias y de la estimación de vida útil mayor a 20 años, se sugiere realizar procedimientos de inspección cada 4 años (F=4años), en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.



Tabla 32. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 2 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 2					
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)				
	inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años
2010		4B			
2011	3B		4B		
2012	3B	4B		4B	
2013	4B				4B
2014	4B	4B	4B		
2015	4B				
2016	4B	4B		4B	
2017	4B		4B		
2018	4B	4B			4B
2019	4B				
2020	4B	4B	4B	4B	

Tabla 32. Continuación.

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 2					
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)				
	Inspección cada 6 años	inspección cada 7 años	Inspección cada 8 años	Inspección cada 9 años	Inspección cada 10 años
2014	4B				
2015		4B			
2016			4B		
2017				4B	
2018					4B
2019					
2020	4B				



Según lo mostrado en la tabla 32, con una frecuencia de inspección de 1 año es probable que se logre disminuir el nivel de riesgo hasta el año 2012, sin embargo para todas las frecuencias de inspección estudiadas la estación culmina el periodo de estudio bajo las mismas condiciones de riesgo actuales, para este lazo se estimó una vida útil aproximada a 17.82 años. En función de esto, se sugiere inspeccionar cada 10 años (F=10años) y en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.

Tabla 33. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 3 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 3						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		2B				
2011	2B		3B			
2012	2B	2B		3B		
2013	2B				3B	
2014	2B	2B	3B			3B
2015	2B					
2016	2B	2B		3B		
2017	2B		3B			
2018	2B	2B			3B	
2019	2B					
2020	2B	2B	3B	3B		3B



Según lo observado en la tabla 33, es probable que el lazo 3 de la EF-ORC-04 se mantenga en su nivel de riesgo actual para frecuencias de inspección menores a 3 años, para frecuencias iguales o mayores es posible que la probabilidad de falla aumente, para este lazo se estimó una vida útil de 23.54 años aproximadamente. En función de esto, se sugiere inspeccionarlo cada 2 años (F=2años) y en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.

Tabla 34. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 4 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 4										
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)									
	inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años	inspección cada 7 años	Inspección cada 8 años	Inspección cada 9 años	Inspección cada 10 años
2010		2C								
2011	2C		2C							
2012	2C	2C		2C						
2013	2C				2C					
2014	2C	2C	2C			2C				
2015	2C						2C			
2016	2C	2C		2C				2C		
2017	2C		2C						2C	
2018	2C	2C			2C					2C
2019	2C									
2020	2C	2C	2C	2C		2C				



Según lo observado en la tabla 34, el nivel de riesgo del lazo 4 de la EF-ORC-04, se mantiene constante durante todo el periodo de estudio para todas las frecuencias de inspección modeladas, es posible que debido a la larga vida útil disponible (>20 años) no se genere ningún incremento en la probabilidad de falla de las líneas durante este estudio, se sugiere inspeccionar cada 10 años (F=10años) y en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.

Tabla 35. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 5 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 5						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		3D				
2011	2D		3D			
2012	2D	3D		3D		
2013	2D				3D	
2014	2D	3D	3D			4D
2015	2D					
2016	3D	3D		3D		
2017	3D		3D			
2018	3D	3D			4D	
2019	3D					
2020	3D	3D	3D	3D		4D



Según lo observado en la tabla 35, el nivel de riesgo en el que el lazo llega al último año de estudio se mantiene en (medio 3D) para frecuencias menores o iguales a 4 años, para frecuencias las frecuencias de 5 y 6 años el lazo culmina el periodo de estudio en un nivel de riesgo superior (medio 4D), es decir con mas probabilidades de falla, en vista de esto, se sugiere inspeccionar cada 4 años (F=4años) y en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.

Tabla 36. Sensibilización de riesgo del lazo de corrosión 6 de la EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

NIVEL DE RIESGO ASOCIADO AL EF-ORC-04 LAZO 6						
PERIODO DE ESTUDIO	FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN (AÑOS)					
	inspección anual	Inspección cada 2 años	Inspección cada 3 años	Inspección cada 4 años	Inspección cada 5 años	Inspección cada 6 años
2010		2B				
2011	2B		2B			
2012	2B	2B		2B		
2013	2B				2B	
2014	2B	2B	2B			2B
2015	2B					
2016	2B	2B		3B		
2017	2B		2B			
2018	2B	2B			3B	
2019	2B					
2020	2B	2B	2B	3B		3B



Según lo observado en la Tabla 36, para frecuencias de inspección menores a 4 años, es probable que el lazo 6 mantenga su nivel de riesgo actual (Bajo 2B), para frecuencias de inspección mayores, la probabilidad de falla puede incrementarse, razón por la cual es conveniente inspecciones el lazo cada 3 años, ($F=3$ años) y en cada inspección se deben ajustar los parámetros calculados como velocidad de corrosión del lazo y vida útil remanente a fin de determinar si existen cambios en el contexto operacional que requieran una nueva frecuencia de inspección.

El análisis de riesgo asociado a los lazos de corrosión, nos permitió jerarquizar cada uno de estos respecto a los demás lazos, sin embargo esta herramienta solo es aplicable para el análisis de equipos estáticos.

Debido a esto no conocemos el estatus del sistema de bombeo en relación con los demás sistema de las instalaciones. Para obtener una referencia del estatus o jerarquía del sistema de bombeo frente a los sistemas estáticos existentes en las instalaciones, se realizó un análisis de criticidad, dicho análisis se elaboró según lo señalado en [17].

En función de los conocimientos y datos manejados por este personal se procedió a valorar cada uno de los ítems contenidos en la encuesta establecida en el procedimiento específico de análisis de criticidad, esta encuesta se muestra en la tabla 37.



Tabla 37. Formato de encuesta de criticidad.(PDVSA)

GUÍA DE CRITICIDAD			
1) Frecuencia de falla (fala que impacte la producción o función del equipo)			Puntaje
Menos de una por año			0.5
Entre 1 y 12 por año (una interrupción mensual a una anual)			6
Entre 13 y 52 por año (una interrupción mensual a una semanal)			30
Entre 53 y 360 por año (de una interrupción semana a una diaria)			200
Mas de una por día			365
2.1) Impacto operacional asociado			
Crudo BNPD	Gas MMPCNPD	Otros servicios MM Bs/día	Puntos/día
0-100	0-0.2	Menos de 2.6	0.10
101-1.000	0.2-20	6-60	2
1.001-5.000	20-100	61-300	9
5.001-10.000	100-200	301-600	23
10.001-20.000	200-400	601-1200	45
Mas de 20.000	Mas de 400	Mas de 1200	60
2.2) Tiempo promedio fuera de servicio (TPFS)			Puntos/hora
Meno de 4 horas			1
Entre 4 y 8 horas			6
Entre 8 y 24 horas			16
Entre 24 y 72 horas			50
Mas de 72 horas			100
2.3) Impacto en producción (por falla)			Puntaje
25%			0.10
50%			0.40
75%			0.60
99%			0.80



La impacta totalmente (no hay stand by)	1.0
2.4) Costo de reparación (totales labor + materiales + repuestos)	Puntaje
Menos de 25 MMBs	0.5
Entre 25-50 MMBs	2
Entre 51-100 MMBs	4
Entre 101-200 MMBs	8
Entre 201-400 MMBs	16
Mas de 400 MMBs	50
2.5) Impacto en seguridad personal(cualquier tipo de daños, heridas, fatalidades)	Puntaje
Una o mas fatalidades o incapacidad absoluta permanente, incendio o explosión perdidas de mas de US\$ 5 MM	500
Incapacidad absoluta temporal y perdida de tiempo, incendio o explosión entre 0.5 y 5 US\$ MM	250
Incapacidad parcial temporal o permanente con perdida de tiempo, incendio y/o explosión entre 100 y 500 US\$ M	25
Lesión reportable sin pérdida de tiempo	0.1
Sin impacto	0
2.6) Impacto ambiental (daños a terceros fuera de la instalación)	Puntaje
Catastrófico, derrame de 15.000 barriles, recuperación en mas de 10 años	30
Mayor, derrame entre 100 y 15.000 barriles, recuperación entre 5 y 10 años	21
severo, derrame entre 10 y 100 barriles, recuperación entre 1 y 5 años	15
severo, derrame entre 1 y 10 barriles, recuperación entre 1 mes y 1 año	3
Ninguno	0

Es importante resaltar que de la valoración de los ítems de la encuesta mostrada en la tabla 37 debió ser consultada al personal expertos que laboran en las instalaciones ya que no se cuenta con registros que contengan información sobre los datos solicitados, el cálculo de la criticidad de cada sistema se realizo en función de la ecuación 11:



Ec (16)

$$CRITICIDAD = FF \left(\left(\frac{NIVEL.PROD \times TPPR \times IMP.PROD}{24} \right) + COSTO.REPAR + IMP.SEG + IMP.AMB \right)$$

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 38.A y 38.B.

Tabla 38.A. Resultado de encuesta de Criticidad de los sistemas de equipos de las EF-ORC-01.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

ANÁLISIS DE CRITICIDAD EF-ORC-01								
SISTEMAS	Frecuencia de falla (FF)	NIVEL PROD.	TPPR	IMP. PROD.	COSTO REPAR.	IMP. SEG.	IMP. AMB.	CRITICIDAD
SEPARACION GENERAL	6	23	1	0.1	2.0	0.1	3	31,175
SEPARACION DE PRUEBA	6	2	1	0.1	2.0	0.1	3	30,650
DEPURACION	5	2	1	0.1	2.0	0.1	3	25,542
MULTIPLES DE ENTRADA	3	23	1	0.1	2	0.1	3	15,588
BOMBEO	9	23	1	0.1	0.5	0.0	0	5,363
MULTIPLE DE ENTRADA A TANQUES	0.5	23	16	0.1	2	0.1	3	3,317
DESPACHO DE GAS	3	2	1	0.1	0.5	0.0	0	1,525



Tabla 38.B. Resultado de encuesta de Criticidad de los sistemas de equipos de las EF-ORC-04. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

1.1.1 ANÁLISIS DE CRITICIDAD EF-ORC-04								
SISTEMAS	Frecuencia de falla (FF)	NIVEL PROD.	TPPR	IMP. PROD.	COSTO REPAR.	IMP. SEG.	IMP. AMB.	CRITICIDAD
SEPARACION DE MEDIA Y BAJA	30	9	8	0.25	0.5	0.1	3	130,5
DEPURACION DE MEDIA Y BAJA	4	2	1	0.1	0.5	0.1	3	14,43
SEPARACION DE PRUEBA	3	2	1	0.1	0.5	0.1	3	10,83
BOMBEO	6	9	1	0.25	0.5	0	0	3,56
MULTIPLES DE ENTRADA MEDIA Y BAJA	0.5	9	1	0.1	2	0.1	3	2,57
DESPACHO DE GAS	2	2	1	0.1	0.5	0	0	1,02

El criterio utilizado para la jerarquización del Análisis de Criticidad se basa en el Teorema de Pareto el cual sostiene que, el 80% de los efectos es provocado por el 20% de las causas. A continuación, se muestra un esquema (Figura 25) donde se evidencia el procedimiento para jerarquizar de forma efectiva los sistemas de acuerdo a su nivel de criticidad.

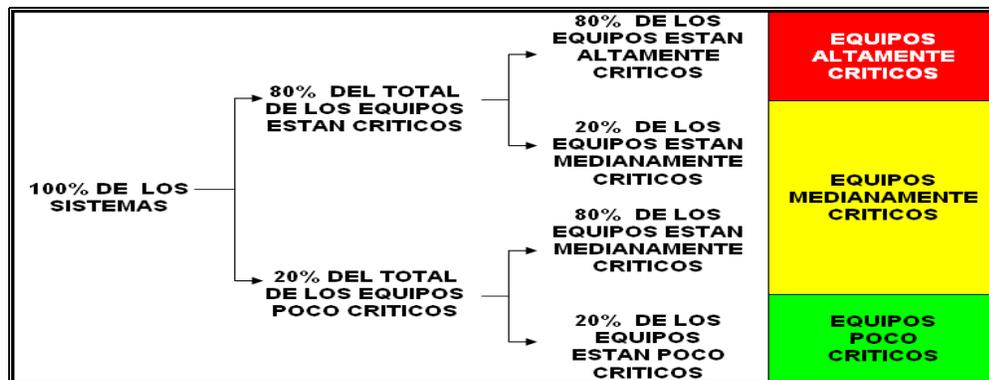


Figura 25. Teorema de Pareto. (PDVSA)



La aplicación de este criterio a los valores de criticidad obtenidos en cada instalación se realizó según lo mostrado en la figura N° 26.

Jerarquización de la criticidad de la EF-ORC-01.

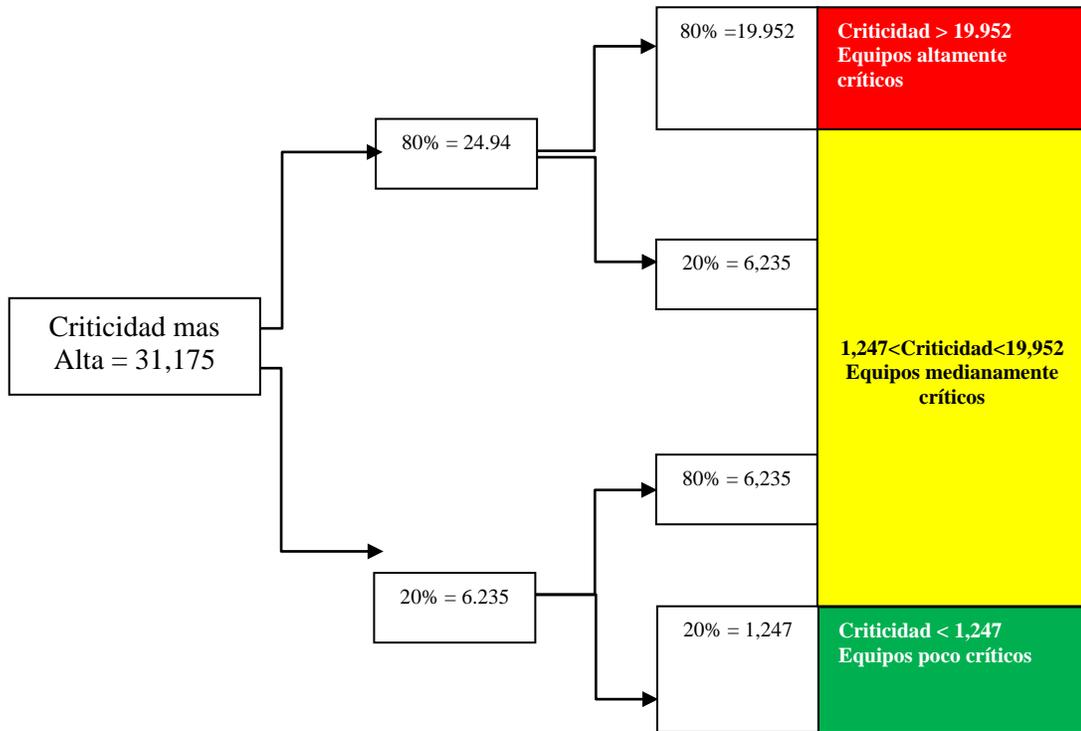


Figura 26. Aplicaciones del teorema de Pareto para jerarquizar la criticidad de la EF-ORC-01.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

El resumen de la jerarquización de la criticidad de los sistemas que integran cada instalación se muestra en las tablas 39A y 39B.



Tabla 39.A. Resultado de la Criticidad de los sistemas de equipos de las EF-ORC-01.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

ANÁLISIS DE CRITICIDAD EF-ORC-01	
INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD	
SISTEMAS	CRITICIDAD
SEPARACION GENERAL	31,175
SEPARACION DE PRUEBA	30,650
DEPURACION	25,542
MÚLTIPLES DE ENTRADA	15,588
BOMBEO	5,363
MÚLTIPLES DE ENTRADA A TANQUES	3,317
DESPACHO DE GAS	1,525

Tabla 39.B. Resultado de la Criticidad de los sistemas de equipos de las EF-ORC-01.
(Rodríguez y Rodríguez 2009)

ANÁLISIS DE CRITICIDAD EF-ORC-04	
INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD	
SISTEMAS	CRITICIDAD
SEPARACION DE MEDIA Y BAJA	130,5
DEPURACION DE MEDIA Y BAJA	14,43
SEPARACION DE PRUEBA	10,83
BOMBEO	3,56
MÚLTIPLES DE ENTRADA MEDIA Y BAJA	2,57
DESPACHO DE GAS	1,02

Según lo observado en las tablas 38.A, 38.B, 39.A y 39.B, los sistemas de bombeo de las estaciones de flujo Orocuál 1 y Orocuál 4, representan ante los demás sistemas un punto de atención medianamente y poco crítico respectivamente, en función de esto se deberán diseñar estrategias de mantenimiento capaces de disminuir o mantener esta condición.



4.8. PLAN DE INSPECCION DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

La planificación de las actividades de inspección, se realizó en virtud de la definición de los siguientes puntos:

- ✓ Dónde inspeccionar.
- ✓ Qué inspeccionar.
- ✓ Cuándo inspeccionar.
- ✓ Quién va a inspeccionar.
- ✓ Con qué se va a inspeccionar.
- ✓ Cómo se va a inspeccionar.

4.8.1. DONDE INSPECCIONAR.

La definición de donde ejecutar las acciones de inspección esta condicionada a la identificación de los equipos y sistemas que cumplen funciones vitales dentro del proceso productivo de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04. Tal como se menciona en la descripción de dicho proceso, cada uno de los equipos tiene funciones específicas importantes, ya sea como equipos principales o equipos auxiliares, y debido a lo imprescindible de cada uno de estos, se hace necesario establecer actividades específicas para uno de los tipos de equipos y sistemas que operan en las instalaciones, es decir, Sistemas de líneas, Recipientes a presión, Bombas centrífugas, Bombas reciprocantes y Motores eléctricos.



4.8.2. QUE INSPECCIONES EJECUTAR.

Para determinar las acciones a ejecutar es necesario realizar un análisis que permita establecer las posibles fallas y las acciones que se pueden acometer para evitarlas. En vista de no disponer del historial de fallas ninguno de los equipos y sistemas, fue necesario consultar al personal del departamento de procesos y departamento de operaciones y la opinión de los fabricantes de los equipos. Con esto se logro identificar algunos de los modos de falla observados en equipos similares y en instalaciones que operan en condiciones análogas. Para determinar las fallas que comúnmente se pueden presentar en los sistemas de líneas y recipientes a presión, nos apoyamos en el estudio de los mecanismos de degradación que afectan a las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 realizado en el punto (4.4 pág. 83) , en éste se determinó que la causa principal de la falla de estos es la pérdida de espesor en las paredes de las líneas para el caso de la tubería, y para el caso de los recipientes a presión, se presenta la pérdida de espesor en cuerpo, cabezales y boquilla. Todo esto debido principalmente a corrosión por dióxido de carbono. En el punto (4.4), se muestra detalladamente las particularidades del estudio de los mecanismos de degradación que afectan a los sistemas y equipos estáticos de las EF-ORC-01 y EF-ORC-04. Para determinar las fallas mas comunes que pueden presentarse en las bombas y motores eléctricos instalados en las estaciones de flujo Orocual 1 se consultó a los catálogos y manuales publicados por los fabricantes, estos proporcionan una lista de posibles problemas que podrían presentar los equipos, las causas probables y las posibles soluciones, dicha información se muestra en las tablas 40 y 41.



Fallas más comunes en bombas centrífugas, causas probables y soluciones.

Tabla 40. Tabla de fallas en Bombas centrífugas, causas probables y soluciones. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

Investigación de averías		
Problema	Causa probable	solución
No entrega líquido	La bomba no esta cebada.	Volver a cebar la bomba, verificar que la bomba y la línea de succión estén llenas de líquido.
	Línea de succión atascada.	Retirar las obstrucciones.
	Impulsor atascado con materia extraña.	Lavar la bomba con desagüe reverso para limpiar el impulsor.
	Válvula de aspiración o tubo de aspiración no sumergido lo suficiente.	Consultar con la fábrica para la profundidad adecuada, usar deflector para eliminar vórtices.
	Altura de succión demasiado alta.	Acortar la tubería de succión.
La bomba no produce el flujo nominal o descarga.	Fuga de aire a través de la tubería.	Reemplazar la empacadura.
	Fuga de aire a través de la prensaestopas.	Reemplazar o reajustar el empaque/sello mecánico.
	Impulsor parcialmente atascado.	Lavar la bomba con desagüe reverso para limpiar el impulsor.
	Desgastados la placa lateral de succión o los anillos de desgaste.	Reemplazar la pieza defectuosa según se requiera.
	Insuficiente altura de succión.	Revisar que la válvula de la línea de succión este abierta, y la línea sin obstrucciones. Aumentar la altura de succión.
	Desgastado o roto el impulsor.	Inspeccionar y reemplazar si es necesario



Tabla 40. (Continuación).

Investigación de averías		
Problema	Causa probable	Solución
La bomba arranca y luego para de bombear.	Equivocada la dirección de rotación.	Cambiar la rotación para que coincida con la dirección indicada por la flecha en la caja de cojinetes.
	Bomba cebada inapropiadamente.	Volver a cebar la bomba
	Bolsas de aire o de vapor en la línea de succión.	Re arreglar la tubería para eliminar las bolsas de aire.
Los cojinetes se calientan.	Fuga de aire en la línea de succión.	Reparar la fuga.
	Alineamiento inadecuado.	Re alinear la bomba y motor.
	Lubricación inadecuada.	Verificar el lubricante y el nivel del mismo.
	Falla en sistema de enfriamiento.	Verificar el sistema de enfriamiento.
La bomba hace ruido y vibra.	Inapropiada alineación de la bomba y motor.	Alinear las flechas.
	Impulsor parcialmente atascado causa desequilibrio.	Lavar la bomba con deságüe reverso para limpiar el impulsor.
	Impulsor o flecha rota o doblada.	Reemplazar según se requiera.
	Desequilibrio de impulsor.	Equilibrar el impulsor.
	Cimentación no rígida.	Apretar los pernos de sujeción de la bomba y motor o ajuste los soportes.
	Cojinetes desgastados.	Remplazar.
	Tubería de succión o descarga no esta anclada o soportada adecuadamente.	Anclar de acuerdo a las normas del manual del instituto hidráulico.
	La bomba esta cavitando.	Identificar y arreglar el problema.



Fallas más comunes en motores eléctricos, causas probables y soluciones.

Tabla 41. Tabla de fallas en motores eléctricos, causas probables y soluciones. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

DEFECTO	POSIBLE CAUSA
Motor no consigue arrancar	Falta de tensión en los bornes del motor
	Baja tensión de alimentación
	Conexión equivocada
	Numeración de cables cambiada
	Carga excesiva
	Platinera abierta
	Capacitor dañado
	Bobina auxiliar interrumpida
Bajo par de arranque	Conexión interna equivocada
	Rotor fallado
	Rotor descentralizado
	Tensión debajo de la nominal
	Frecuencia bajo la nominal
	Frecuencia arriba de la nominal
	Capacitancia debajo de la especificada
	Capacitores conectados en serie al revés de paralelo
Par máximo bajo	Rotor fallado
	Rotor con inclinación de barras arriba de lo especificado
	Rotor descentralizado
	Tensión abajo de la nominal
	Capacitor permanentemente abajo del especificado



Tabla 41. (Continuación I)

DEFECTO	POSIBLE CAUSA
Corriente en vacío alta	Entrehierro arriba del especificado
	Tensión arriba del especificado
	Frecuencia abajo del especificado
	Conexión interna equivocada
	Rotor descentralizado
	Rotor arrastrado
	Rodamiento con defecto
	Tapas con mucha presión o mal encajadas
	Chapas magnéticas sin tratamiento
	Capacitor permanentemente fuera del especificado
Platinera/centrifugo no abren	
Calentamiento de los descansos	Demasiada grasa
	Demasiada carga axil o radial de las correas
	Eje tuerto
	Tapa floja o descentralizada
	Falta grasa
	Materia extraña en la grasa
Sobrecalentamiento del motor	Ventilación obstruida
	Tensión o frecuencia fuera del especificado
	Rotor arrastrado
	Rotor fallado
	Estator sin impregnación
	sobrecarga
	Rodamiento con defecto
Alto nivel de ruido	Desbalanceo
	Rodamientos desgastados
	Alineación incorrecta
	Rotor fuera del centro
	Cuerpos extraños en el entrehierro



Tabla 41. (Continuación II)

DEFECTO	POSIBLE CAUSA
Vibración excesiva	Rotor fuera del centro
	Desbalanceo en la tensión de la red
	Rotor fallado
	Conexión equivocada
	Rotor desbalanceado
	Descansos con huega
	Rotor arrastrado
	Eje tuerto
Huega en chapas del estator	
Corriente alta en carga	Tensión fuera de a nominal
	sobrecarga
	Frecuencia fuera de la nominal
	Correas muy estiradas
	Rotor arrastrado en el estator
Resistencia de aislamiento baja	Aislante de ranura dañados
	Cables cortados
	Cabeza de bobina rozando en la carcasa.
	Presencia de humedad o agentes químicos
	Presencia de polvo sobre el bobinado



4.8.2.1. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A APLICAR EN LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

A continuación se definen los procedimientos de inspección a aplicar en los sistemas y equipos de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, en función de disminuir la probabilidad de falla y prolongar su vida útil:

4.8.2.1.1. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN EN SISTEMAS DE EQUIPOS ESTATICOS.

El carácter inesperado de la ocurrencia de estas fallas se debe principalmente a la incertidumbre sobre las condiciones mecánicas de las líneas. Estos sistemas operan de manera continua hasta el momento de la falla o ruptura y una manera de evitar la ocurrencia de estos eventos es realizar procedimientos de inspección que permitan medir los espesores en las secciones de tubería considerada como críticas, es decir, con mas probabilidad de falla y de esta manera es posible calcular el espesor remanente y estimar un tiempo de vida útil.

Este tipo de estrategia contribuye a generar algún tipo de alerta que indique la necesidad de programar planes de reemplazo en las secciones de tubería con altas probabilidades de falla. De esta manera es posible aumentar la confiabilidad del sistema de líneas ya que se incrementa la predictibilidad de fallas, ayudando a disminuir la ocurrencia de eventos inesperados.

En el estudio de los mecanismos de degradación que afectan a los sistemas de líneas de las instalaciones, se determinó que el tipo de corrosión interna que ocurre en las líneas de procesos es de tipo general, es decir, esta aparece en toda la superficie causando la pérdida uniforme del espesor de la línea o equipo. la técnica mas



apropiada para realizar la medición de los espesores bajo estas condiciones es la inspección por ultrasonido, además se recomienda complementar el procedimiento con una impresión visual a manera de determinar en campo la falta de algún elemento o alguna condición que pudiera afectar la adecuada operación de la tubería o equipo, mientras la planta está en operación, por ejemplo: soportes en líneas, falta de aislantes o recubrimientos, desviaciones en las condiciones de operación como vibraciones excesivas, temperaturas elevadas, etc. Posteriormente, el inspector con su criterio determinara la necesidad de utilizar otro ensayo o técnica para inspeccionar alguna condición que no sea posible analizar bajo las técnicas recomendadas.(ver tabla 42).

Tabla 42. Resumen de los procedimientos de inspección a sistemas de líneas. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREAS
EF-ORC-01 LAZO 01	INSPECCION POR ULTRASONIDO.	MEDIR LOS ESPESORES DE TUBERÍAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN EN LAS SECCIONES CONSIDERADA COMO CRÍTICAS, ES DECIR CON MÁS PROBABILIDAD DE FALLA.
EF-ORC-01 LAZO 02		
EF-ORC-01 LAZO 03		
EF-ORC-04 LAZO 01		
EF-ORC-04 LAZO 02	INSPECCION VISUAL.	DETERMINAR EN CAMPO LA FALTA DE ALGÚN ELEMENTO QUE AFECTE LA ADECUADA OPERACIÓN DE LA TUBERÍA O EQUIPO, O DESVIACIONES EN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.
EF-ORC-04 LAZO 03		
EF-ORC-04 LAZO 04		
EF-ORC-04 LAZO 05		
EF-ORC-04 LAZO 06		



4.8.2.1.2. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN A APLICAR EN BOMBAS CENTRIFUGAS.

Los procedimientos de inspección a aplicar en bombas centrifugas se clasificaron de la siguiente forma:

- ✓ Procedimiento de Inspección BC-1.
- ✓ Procedimiento de Inspección BC-2.
- ✓ Procedimiento de Inspección BC-3.
- ✓ Procedimiento de Inspección BC-4.

4.8.2.1.2.1. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-1.

Estas inspecciones tienen como objetivo la verificación de la condición de operación en cuanto a la existencia de ruidos inusuales, niveles de vibración y temperatura de la bomba, además se debe inspeccionar el estado de los sellos o empaques. Las actividades a realizar son básicamente las siguientes:

- ✓ Medir los niveles de vibración de la bomba.
- ✓ Medir la temperatura de los rodamientos.
- ✓ Verificar el estado de los sellos.
- ✓ Medir los valores de las variables operacionales (presión y temperatura de descarga).

Las observaciones y recomendaciones hechas en cada inspección respecto el comportamiento del equipo, deben ser registradas en el formato de inspección correspondiente (ver anexo 3), prestando especial atención a los siguientes aspectos:



a. Resultados de las últimas inspecciones realizadas, los trabajos de mantenimiento ejecutados y los cambios operacionales registrados.

b. Descripción del mal funcionamiento observado durante las inspecciones en caso de que existan, y las recomendaciones o las acciones a seguir en base a los análisis y diagnósticos realizados.

4.8.2.1.2.2. PROCEDIMIENTO DE INSPECCION BC-2.

Estas inspecciones constituyen básicamente la revisión y ajuste de la instrumentación y demás partes de la bomba.

- ✓ Revisión de instrumentación (reemplazar internos según sea necesario).
- ✓ Inspección visual.
- ✓ Limpieza general del área.

4.8.2.1.2.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-3.

En estas inspecciones se realizarán actividades relacionadas con la lubricación, ajuste, alineación y reemplazos según sea el caso, las actividades planteadas son básicamente las siguientes:

- ✓ Lubricar los rodamientos, es decir, cambiar la grasa.
- ✓ Ajuste de los pernos de sujeción y acople.



4.8.2.1.2.4. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-4.

En estas inspecciones se deberá verificar la capacidad, la presión y la potencia de la bomba. Si el rendimiento de la bomba no satisface los requerimientos de su proceso y los requerimientos del proceso no cambiaron, se debe desmontar la bomba e inspeccionar y reemplazar las piezas desgastadas.

En el caso de que la bomba mantenga su rendimiento solo se realizaran actividades básicas tales como:

- ✓ Relubricación de rodamientos, reemplazar según su condición.
- ✓ Chequeo del acople, cambio de inserto de ser necesario.
- ✓ Chequeo del sello mecánico, cambio según condición.
- ✓ Retoque de pintura y señalizaciones.

Es imprescindible establecer el registro de las actividades realizadas en cada inspección, especificando claramente los ajustes y reemplazos realizados, así como la condición de cada uno de los componentes de la bomba.

4.8.2.1.3. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN EN BOMBAS RECIPROCANTES.

Los procedimientos de inspección para estos equipos se clasificaron de la siguiente manera:

- ✓ Procedimiento de Inspección BR-1.
- ✓ Procedimiento de Inspección BR-2.



- ✓ Procedimiento de Inspección BR-3.
- ✓ Procedimiento de Inspección BR-4.

4.8.2.1.3.1. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BR-1.

Las acciones planteadas a continuación están orientadas a monitorear la operación de las bombas, asegurar su funcionamiento bajo las condiciones apropiadas y generar alertas en caso de irregularidades en su desempeño, las actividades a ejecutar son básicamente las siguientes:

- ✓ Medir los niveles de vibración.
- ✓ Medir la temperatura en cojinetes y demás zonas críticas de la bomba..
- ✓ Verificar el nivel y calidad del aceite del sistema de lubricación de cojinetes. esto se debe hacer según las siguientes recomendaciones:
 - A. verificar si existe contaminación del aceite por agua salada proveniente del petróleo, esta puede determinarse por un aspecto lechoso, o espumoso.
 - B. verificar si existe contaminación del aceite por la condensación de humedad, esta podrá identificarse por un color oscuro o un marrón oxidado.
 - C. Siempre que cualquier tipo de contaminación o de dilución se detecte en el carter, este debe lavarse completamente y rellenarse con aceite limpio hasta llevarlo al nivel apropiado.
 - ✓ En el caso de pérdidas de lubricante, se debe verificar el estado de los sellos.
 - ✓ Verificar la temperatura del aceite en el carter, esta no deberá exceder de 180 grados Fahrenheit, para temperaturas más altas se recomienda el uso de refrigerantes.



- ✓ Compruebe que el fluido manejado llena la cámara del émbolo. Esta es una bomba de desplazamiento positivo y no esta diseñada para a operar en seco.

4.8.2.1.3.2. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BR-2.

En estas inspecciones se ejecutaran actividades orientadas a verificar el estado de la instrumentación y el sistema de acople. Básicamente las acciones son las siguientes:

- ✓ Revisión del sistema de acople.
- ✓ Revisión de la instrumentación y reemplazo de internos según sea el caso.
- ✓ Revisión del interruptor de arranque y parada.
- ✓ Inspección visual y limpieza del área.

4.8.2.1.3.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BR-3.

Esta inspección está orientada principalmente al cambio del aceite lubricante, revisión de cojinetes, válvulas de succión y válvulas de descarga. Las actividades a realizar son las siguientes:

- ✓ Cambiar el aceite, se deberá evaluar el aspecto del mismo para determinar si debido a las condiciones de trabajo; es necesario realizarlo más a menudo.
- ✓ La capacidad de aceite del carter del motor es de 25 galones EEUU.



-
- ✓ Para las bombas que funcionan en climas medios, se recomiendan los siguientes lubricantes SAE 90EP, de AGMA 5EP, o de AGMA 6EP.
 - ✓ En cada cambio de lubricante, se debe, examinar los cojinetes de la biela y ajustarlos cuanto sea necesario.
 - ✓ Drenar y limpiar el cárter a fondo.
 - ✓ Los cojinetes se deben inspeccionar y ajustar para compensar desgaste de ser necesario, si se observa que las calzas no llenan totalmente el boquete externo entre la barra y el bastidor del casquillo aunque los pernos de la biela sean apretados. No intente cerrar este boquete externo apretando el perno de la biela pues pondrá una tensión excesiva en ellas.
 - ✓ Los cojinetes del cigüeñal son solos rodamientos de rodillos lubricados por aceite salpicado en el cárter del motor. Éstos deben ser limpiados con un chorro de agua y examinado cuidadosamente y ajustado cuanto sea necesario por lo menos una vez cada seis meses, o siempre que se cambie el lubricante del cárter del motor.
 - ✓ Los cojinetes del cigüeñal para las series 2600 bombas tienen un .012 " a .013 " carga. Para conseguir esta carga, intente diversos gruesos de calzas hasta que una fricción leve se sienta mientras que rueda el eje y después quite .012 " a .013 " de calzas. Cuando es necesario para instalar nuevos conos del cojinete en el cigüeñal, caliéntelos en aceite en 280 grados de Fahrenheit para la instalación fácil. Esté seguro que están firmemente contra el hombro en el cigüeñal.
 - ✓ Revisión de válvulas de succión y descarga.
 - ✓ Revisión de o-rings, tapas de pistones y camisas.



4.8.2.1.3.4. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BR-4.

Esta inspección comprende fundamentalmente el desarme de la bomba para diagnosticar el estado de las diferentes partes que la conforman, las actividades a realizar son las siguientes:

- ✓ Verificar Tolerancia e Inspeccionar Cojinetes Principales
- ✓ Verificar Tolerancia e Inspeccionar Cojinetes de Bielas.
- ✓ Verificar y Registrar la Tolerancias de Crucetas, pasadores y bujes.
- ✓ Inspeccionar y retorquear los tornillos de bielas y bancadas.
- ✓ Reemplazar rodamientos según condición.
- ✓ Calibración y ajuste de válvulas de succión y desgaste
- ✓ Revisión de camisas y pistones (reemplazar de ser necesario)
- ✓ Retoques de pintura y señalizaciones

4.8.2.1.4. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIONES EN MOTORES ELÉCTRICOS.

A continuación se presentan los procedimientos de inspección aplicar a motores eléctricos:

- ✓ Procedimiento de Inspección ME-1.
- ✓ Procedimiento de Inspección ME-2.
- ✓ Procedimiento de Inspección ME-3.
- ✓ Procedimiento de Inspección ME-4.
- ✓ Procedimiento de Inspección ME-5.



4.8.2.1.4.1. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-1.

Estas inspecciones contemplan actividades para el monitoreo de las condiciones generales del motor, es decir, llevar un reporte de variables como la temperatura en las partes críticas del motor, ruidos inusuales y el nivel de vibración. Las actividades a ejecutar son las siguientes:

- ✓ Inspeccionar visualmente las condiciones generales del motor.
- ✓ Medir los niveles de vibración del motor.
- ✓ Medir la temperatura de los rodamientos y demás zonas críticas del motor.

4.8.2.1.4.2. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-2.

Las propiedades de los lubricantes se deterioran en virtud del envejecimiento y trabajo mecánico, aparte de eso, todos los lubricantes sufren contaminación en servicio, razón por la cual deben ser cambiados periódicamente. Estas inspecciones se realizarán en función del tiempo estimado para la lubricación de los rodamientos del motor, es decir, sustituir la grasa.

4.8.2.1.4.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-3.

Estas inspecciones constituyen básicamente actividades de monitoreo de las condiciones operacionales, estado del ventilador, revisión y ajuste de la instrumentación.



-
- ✓ Verificar los valores de las variables operacionales (corriente y voltaje).
 - ✓ Inspeccionar visualmente la pintura, tapa de conexiones, ventilador y limpieza general del área.
 - ✓ Medir la temperatura y ajuste de terminales en caja de conexiones.
 - ✓ Revisión de instrumentación (reemplazar internos según sea necesario).
 - ✓ Revisión del interruptor de arranque y parada.

4.8.2.1.4.4. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-4.

Estas inspecciones comprenden actividades de limpieza y diagnóstico de la conductividad eléctrica y prueba de aislamiento, básicamente las acciones son las siguientes:

- ✓ Identificar cableado, limpieza de caja de conexiones y arrancador.
- ✓ Limpieza con solvente dieléctrico.
- ✓ Pruebas de continuidad eléctrica.
- ✓ Pruebas de aislamiento.

4.8.2.1.4.5. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-5.

Estas actividades comprenden los procedimientos de desmontaje, desarme, diagnóstico y reemplazo de las diferentes partes del motor que puedan presentar desgaste excesivo debido al uso continuo. Entre estas se pueden destacar:



- ✓ Desarme e inspección del motor; registrando todo daño detectado durante la remoción de las piezas del motor e identificar y/o resaltar mediante algún medio adecuado, para su posterior reemplazo o reparación.
- ✓ Reemplazar cojinetes. Identificar la condición de desgaste irregular sobre una pista, picaduras (pitting), condición de las jaulas, condición de las bolas (con fines de diagnóstico).
- ✓ Identificar y registrar cualquier cambio de color por calentamiento en cualquiera de las partes del motor.
- ✓ Identificar si existe desgaste, deformación o fractura de las guías de ensamblaje.
- ✓ Evaluar la condición del protector del ventilador.
- ✓ Restauración del rotor y estator según sea necesario.

4.8.3. CUÁNDO Y QUIÉN EJECUTARA LOS PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN.

La definición de la frecuencia de inspección de los equipos y sistemas de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, se realizó en función de las particularidades de cada uno de estos, es decir, se analizaron factores como las características operacionales, recomendaciones de los fabricantes, criticidad y nivel de riesgo, estos dos últimos aplicados según sea el caso. Por ejemplo:

Las frecuencias de inspección de los componentes estáticos de las instalaciones (sistema de líneas y recipientes a presión) se estimaron en función de una evaluación del nivel de riesgo asociado a cada lazos de corrosión; esto a través del cálculo de la frecuencia de falla como una función directa de los mecanismos de degradación que puedan atacarles y del cálculo de las consecuencias económicas en términos de los daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción.



Para identificar el efecto de la aplicación de planes de inspección en la disminución de la probabilidad de falla de los lazos de corrosión, se procedió a modelar la condición de riesgo a futuro de los lazos con la ayuda del software API IBR 3.3.3, esto con el fin de determinar una frecuencia de inspección que permita reducir la probabilidad de falla hasta a un nivel razonablemente aceptable. Ver punto (4.7). A través de este procedimiento se obtuvieron valores para la frecuencia de inspección de los lazos de corrosión los cuales se espera permitan operar las instalaciones bajo una condición más segura, dichos valores se muestran en la tabla 43.

La frecuencia de inspección de los componentes dinámicos de las instalaciones (motores eléctricos y bombas) se estimó en función de una evaluación del nivel de criticidad asociado a los sistemas de bombeo. Ver punto (4.7) sin embargo en función de la baja criticidad de los mismos se consideró con más fuerza los requerimientos de cada equipo respecto a las condiciones de operación y a la necesidad de realizar inspecciones de rutina, ajustes y reemplazos según las recomendación de los fabricantes. Las frecuencias establecidas para cada uno de los procedimientos de inspección se muestran en las tablas 43, tabla 44, tabla 45, tabla 46.



Tabla 43. Resumen de los procedimientos de inspección a los lazos de corrosión. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREAS	FRECUENCIA	ESPECIALISTA
EF-ORC-01 LAZO 01	INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO.	MEDIR LOS ESPESORES DE TUBERÍAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN EN LAS SECCIONES CONSIDERADA COMO CRÍTICAS, ES DECIR CON MÁS PROBABILIDAD DE FALLA.	F= 1 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-01 LAZO 02			F= 1 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-01 LAZO 03			F= 5 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 01			F= 4 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 02	INSPECCIÓN VISUAL.	DETERMINAR EN CAMPO LA FALTA DE ALGÚN ELEMENTO QUE AFECTE LA ADECUADA OPERACIÓN DE LA TUBERÍA O EQUIPO, O DESVIACIONES EN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.	F= 10 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 03			F= 2 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 04			F= 10 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 05			F= 4 AÑOS	TSU METALÚRGICO
EF-ORC-04 LAZO 06			F= 3 AÑOS	TSU METALÚRGICO



Tabla 44. Resumen de los procedimientos de inspección a bombas centrífugas. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA
BOMBA CENTRÍFUGA	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-1.	MEDIR LOS NIVELES DE VIBRACIÓN DE LA BOMBA.	SEMANTAL	MECÁNICO
		MEDIR LA TEMPERATURA DE LOS RODAMIENTOS.		MECÁNICO
		VERIFICAR ESTADO DE LOS SELLOS.		MECÁNICO
		MEDIR LOS VALORES DE LAS VARIABLES OPERACIONALES (PRESIÓN Y TEMPERATURA DE DESCARGA).		MECÁNICO
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-2.	REVISIÓN DE INSTRUMENTACIÓN (REEMPLAZO DE INTERNOS SEGÚN SEA EL CASO)	MENSUAL	INSTRUMENTISTA
		INSPECCIÓN VISUAL		MECÁNICO
		LIMPIEZA GENERAL DEL ÁREA		SERVICIOS GENERALES
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-3.	LUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS	TRIMESTRAL	MECÁNICO
		AJUSTE DE LOS PERNOS DE SUJECCIÓN		MECÁNICO
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-4.	CHEQUEO GENERAL, RELUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN RECOMENDACIÓN DE LA ULTIMA INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACION Y TEMPERATURA.	ANUAL	MECÁNICO
		CHEQUEO DEL ACOUPLE, CAMBIO DEL INSERTO DE SER NECESARIO		MECÁNICO
		CHEQUEO DE SELLOS MECÁNICOS, CAMBIO SEGÚN CONDICIÓN.		MECÁNICO
		RETOQUE DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES.		SERVICIOS GENERALES



Tabla 45. Resumen de los procedimientos de inspección a bombas reciprocantes. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA
BOMBA RECIPROCANTE	INSPECCIÓN BR-1	MEDIR LOS NIVELES DE VIBRACIÓN.	SEMANTAL	MECÁNICO
		MEDIR LA TEMPERATURA EN COJINETES Y DEMÁS ZONAS CRÍTICAS DE LA BOMBA.		MECÁNICO
		VERIFICAR NIVEL Y CALIDAD DE ACEITE DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE COJINETES, COMPLETAR DE SER NECESARIO (CADA 2S)		MECÁNICO
		VERIFICAR Y CORREGIR FUGAS EN CAJA DE EMPAQUE, CAMBIAR EMPAQUES SI ES NECESARIO.		MECÁNICO
	INSPECCIÓN BR-2	REVISIÓN DEL SISTEMA DE ACOPLA.	MENSUAL	MECANICO
		REVISIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN		INSTRUMENTISTA
		INSPECCIÓN VISUAL Y LIMPIEZA DEL ÁREA.		MECÁNICO Y SERVICIOS GENERALES
	INSPECCIÓN BR-3	CAMBIO DE ACEITE	CADA 2 MESES	MECÁNICO
		REVISIÓN A FONDO DEL CÁRTER		MECÁNICO
		REVISIÓN DE VÁLVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA		MECÁNICO
		REVISIÓN DE O-RINGS DE TAPAS DE PISTONES Y CAMISAS		MECÁNICO
		REEMPLAZAR EMPAQUES,O-RINGS, EN CAJAS DE EMPAQUETADURAS SEGÚN SEA EL CASO.		MECÁNICO
	INSPECCIÓN BR-4	CHEQUEO DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN CONDICIÓN OBSERVADA EN INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACION Y TEMPERATURA. AJUSTAR TORNILLOS DE FIJACION Y CHEQUEO DEL SISYTEMA DE ACOPLA.	ANUAL	MECÁNICO
		REVISIÓN DE CAMISAS Y PISTONES (REEMPLAZAR DE SER NECESARIO)		MECÁNICO
		CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE VÁLVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA		MECÁNICO
		RETOQUES DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES		SERVICIOS GENERALES



Tabla 46. Resumen de los procedimientos de inspección a motores eléctricos. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA
MOTOR ELÉCTRICO	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-1.	INSPECCIÓN VISUAL DE LA CONDICIÓN GENERAL DEL MOTOR.	SEMANTAL.	MECÁNICO
		MEDIR EL NIVEL DE VIBRACIÓN DEL MOTOR.		MECÁNICO
		MEDIR LA TEMPERATURA EN RODAMIENTO Y DEMÁS ZONAS CRÍTICAS DEL MOTOR.		MECÁNICO
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-2.	LUBRICAR RODAMIENTO	CADA TRES SEMANAS.	MECÁNICO
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-3.	TOMA DE PARAMETROS OPERACIONALES	MENSUAL.	ELECTRICISTA
		INSPECCIÓN VISUAL DE PINTURA, TAPA CONEXIÓN, VENTILADOR Y LIMPIEZA DEL AREA		MECÁNICO
		MEDIR LA TEMPERATURA DE LOS TERMINALES DE LA CAJA DE CONEXIONES		ELECTRICISTA
		REVISIÓN DE INSTRUMENTACIÓN, REEMPLAZO DE INTERNOS SEGÚN SEA EL ESTADO.		ELECTRICISTA
		REVISIÓN DEL INTERRUPTOR DE ARRANQUE Y PARADA		INSTRUMENTISTA Y ELECTRICISTA
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-4.	IDENTIFICAR CABLEADO, LIMPIEZA DE CAJA DE CONEXIONES Y ARRANCADOR	TRIMESTRAL.	ELECTRICISTA
		LIMPIAR CON SOLVENTE DIELECTRICO		ELECTRICISTA
		PRUEBAS DE CONTINUIDAD ELECTRICA		ELECTRICISTA
		PRUEBAS DE AISLAMIENTO		ELECTRICISTA
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-5.	DESMONTAJE Y DIAGNOSTICO DE LA CONDICIÓN DE LAS DIFERENTES PARTES DEL MOTOR.	ANUAL.	ELECTRICISTA Y MECÁNICO
		RETOQUES DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES		SERVICIOS GENERALES
		RELUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN CONDICIÓN OBSERVADA EN INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACION Y TEMPERATURA.		MECÁNICO



4.8.4. CON QUE SE VA A INSPECCIONAR.

A continuación se hace mención de las herramientas básicas necesarias para la ejecución de los diferentes tipos de inspecciones establecidas a los equipos y sistemas de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4.

4.8.4.1. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS NECESARIOS PARA LA INSPECCIÓN EN SISTEMAS DE LÍNEAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN.

El equipo básico requerido para los procedimientos de inspección ultrasónica debe incluir los siguientes sistemas:

- ✓ Generador de impulsos eléctricos.
- ✓ Palpador(es) o transductor(es) que transforma los impulsos eléctricos en mecánicos y viceversa (efecto piezoeléctrico).
- ✓ Medio de acople para transferir la energía ultrasónica del palpador a la pieza a inspeccionar.
- ✓ Dispositivo electrónico para amplificar las señales que recibe el palpador.
- ✓ Sistema para observar / registrar los resultados del ensayo. Este puede ser un tubo de rayos catódicos, registrador con cinta de papel, impresor de computadora, etc.
- ✓ El equipo ultrasónico a utilizar en una inspección debe ser capaz de generar, recibir y amplificar impulsos eléctricos en tales frecuencias y niveles de energía que permitan realizar un ensayo significativo; y además, suministrar un método de representación y/o registro adecuado. El equipo debe estar calibrado.



Adicionalmente al equipo de ultrasonido también es necesario disponer de una escalera o andamio para alcanzar los puntos de medición ubicados en partes altas.

4.8.4.2. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PARA LA INSPECCIÓN EN MOTORES ELÉCTRICOS Y BOMBAS.

Las herramientas utilizadas para realizar algún procedimiento varía según sea el caso, sin embargo a continuación se muestra una lista general de los elementos disponibles para realizar desde una medición de temperatura en cojinetes hasta el reemplazo de algún sello:

- ✓ Medidor de vibraciones LUDWIG VM-6310.
- ✓ Medidor de espesores por ultrasonido MG2-DL, OLYMPUS.
- ✓ Medidor de temperatura TH9100 WR (cámara termográfica).
- ✓ Tornillos micrométricos para interiores y exteriores de diferentes diámetros, y verniers de precisión con una apreciación de hasta 0,0005”.
- ✓ Galgas calibradas de longitud adecuada para la correcta medición del entrehierro, calentador de cojinetes por inducción, llaves de par torsor con casquillos, indicador de cuadrante, agentes de limpieza, Taladro, Martillo de cara blanda, máquina para soldadura. Prensa hidráulica.
- ✓ Medidor digital o analógico de resistencia de aislamiento, multímetro digital o analógico AC/DC, termómetro digital, comparador por impulso (“surge comparison tester”), tacómetro con rango desde 0 hasta 5.000 RPM, “core loss tester” para probar puntos calientes. Adicionalmente, es recomendable el uso de un detector de ruido, medidor de vibración y un medidor de temperatura.



- ✓ Máquina balanceadora (propia o contratada) para balancear rotores de los motores electricos.
- ✓ Paquete de aire seco comprimido capaz de suministrar aire a una presión de 125 psi. El sistema deberá poseer: tanque, secador, filtro, regulador y trampa de humedad.
- ✓ Equipo de extracción hidráulica de piezas mecánicas.
- ✓ Puente o grúa pescante con capacidad mínima de dos (2) toneladas.
- ✓ Juegos de extractores manuales.
- ✓ Llaves de gancho manual y de impacto para montaje y desmontaje de tuercas de bloqueo de cojinetes.
- ✓ Juego de herramientas de uso general con medidas en sistema métrico y en sistema inglés.

4.8.5. COMO EJECUTAR LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO.

La metodología a aplicar para la realización de las diferentes intervenciones propuestas en los sistemas y equipos estudiados se muestra detalladamente en las siguientes referencias:

4.8.5.1. METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS ESTÁTICOS.

Los siguientes documentos proporcionan información específica sobre los métodos y técnicas mas recomendados para la ejecución de las diferentes inspecciones antes propuestas:

- ✓ NORMA PDVSA PI-02-03-01 ENSAYO ULTRASÓNICO (GENERAL).



✓ NORMA API-570 CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS (INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y REVALORACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍAS EN SERVICIO).

✓ NORMA PDVSA PI-02-09-01 INSPECCIÓN DE EQUIPOS ESTACIONARIOS EN OPERACIÓN.

✓ NORMA PDVSA PI-99-20-09 SEPARADORES GUIA DE INSPECCIÓN.

✓ NORMA PDVSA PI-09-04-00 RECIPIENTES A PRESION (FASE DE USO / OPERACIÓN).

4.8.5.2. METODOLOGÍA PARA INSPECCIONES EN EQUIPOS DINÁMICOS.

Los siguientes documentos proporcionan información clave sobre la metodología más recomendada para la ejecución de inspecciones a motores eléctricos:

PDVSA-PI-13-03-03 SERVICIO Y REPARACION DE MOTORES ELECTRICOS AC.

En cuanto a la metodología para la ejecución de procedimientos de ajustes y reemplazo en bombas se recomienda los siguientes documentos:

GOULDS PUMPS MANUAL DE INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MODELO 3700.



PDVSA-PI-12-04-01	INSPECCIÓN DE SELLOS MECANICOS PARA EQUIPOS ROTATIVOS.
PDVSA-0602.1.414	INSPECCIÓN DE FUNDACIONES PARA BOMBAS.
PDVSA-PI-99-20-04	INSPECCIÓN DE CABALLETE DE BOMBEO O GATO DE BOMBEO.

4.9. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

La evaluación del comportamiento operacional de las instalaciones se realizara a través del estudio de Indicadores de mantenimiento. Esto permitirá establecer un registro histórico del comportamiento de los equipos dinámicos permitiendo detectar oportunamente desviaciones en su operación, facilitando así la toma de decisiones orientadas a perfeccionar la labor de mantenimiento. Estos indicadores son:

- ✓ Tiempo Promedio para Fallar (TPPF).
- ✓ Tiempo Promedio para Reparar (TPPR).
- ✓ Disponibilidad
- ✓ Utilización
- ✓ Confiabilidad

En vista de no disponer del historial de fallas de los equipos, se organizo en etapas un procedimiento descrito teóricamente con la finalidad de establecer los pasos a seguir para dar inicio a la recolección de la data y el calculo de los indicadores mencionados anteriormente.



Etapa I: Recolección del historial de fallas.

Esta etapa consiste en recolectar diariamente la data referente a los tiempos operativos y tiempos fuera de servicio de los equipos, dicha data deberá ser cargada en el historial de fallas que corresponda, es decir, se estableció un formato para cada equipo. (Ver historial de fallas, anexo 3).

Etapa II: Organización y procesamiento de la data de fallas.

En esta etapa el analista de mantenimiento y confiabilidad organizara el historial de fallas correspondiente a cada mes, esto con el fin de obtener:

- ✓ Fechas de paros.
- ✓ Horas de periodo.
- ✓ Horas en operación.
- ✓ Horas en rotación (equipo disponible pero no usado).
- ✓ Horas de paradas programadas.
- ✓ Horas de paradas no programadas.
- ✓ N° de paradas no programadas.

Etapa III: Calculo de los indicadores de mantenimiento.

El cálculo de los indicadores de mantenimiento se realizara según lo explicado en los siguientes diagramas:



El cálculo de la confiabilidad se realizara a través de la herramienta (ICDM 2002) tal como se muestra en la figura28.

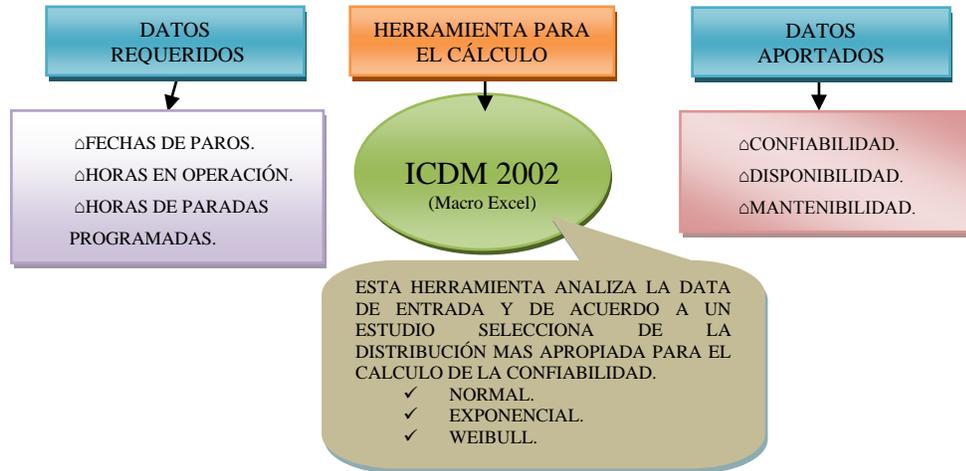


Figura 27. Pasos para el cálculo de la confiabilidad. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

El cálculo de los demás indicadores de mantenimiento se realizara a través de la hoja de cálculo Excel (Indicadores de mantenimiento, anexo 3), el procedimiento se muestra en la figura 29.

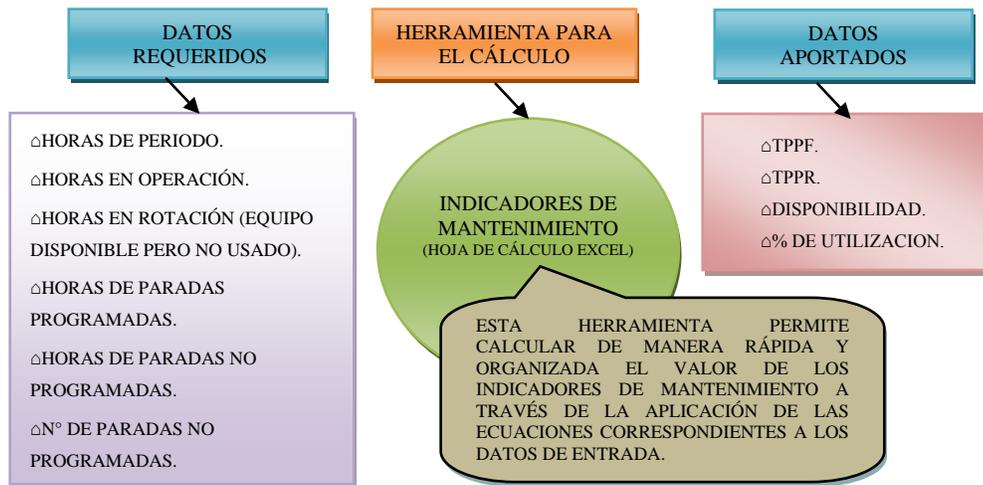


Figura 28. Pasos para el cálculo de los indicadores de mantenimiento. (Rodríguez y Rodríguez 2009).



La medición de cada uno de estos indicadores nos servirá como referencia para evaluar el resultado de la aplicación del plan de mantenimiento diseñado y en consecuencia tomar las acciones más pertinentes según sea el caso.

4.10. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO RESPECTO LA APLICACIÓN DEL PLAN DE INSPECCION DISEÑADO PARA LAS ESTACIONES DE FLUJO OROCUAL 1 Y OROCUAL 4.

Para determinar la rentabilidad de la aplicación del plan de inspección diseñado se procedió a calcular la diferencia entre los costos por concepto de inversión con el beneficio de la aplicación del plan de inspecciones.

Por concepto de inversión se tomaron en cuenta los costos asociados a la mano de obra. Para determinar la cantidad de personal necesario en cada especialidad se procedió a comparar el tiempo disponible por jornada diaria y el tiempo requerido por cada especialista para realizar las actividades programadas en el cronograma de inspección, la estimación del tiempo necesario para cada tarea o inspección se muestra en las tablas 47, 48, 49 y 50.

Tabla 47. Tiempo estimado para las inspecciones de bombas centrífugas. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA	DURACIÓN EN HORAS
BOMBA CENTRIFUGA	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-1.	MEDIR LOS NIVELES DE VIBRACIÓN DE LA BOMBA.	SEMANTAL	MECÁNICO	0.5
		MEDIR LA TEMPERATURA DE LOS RODAMIENTOS.		MECÁNICO	0.5
		VERIFICAR ESTADO DE LOS SELLOS.		MECÁNICO	0.5
		MEDIR LOS VALORES DE LAS VARIABLES OPERACIONALES (PRESIÓN Y TEMPERATURA DE DESCARGA).		MECÁNICO	0.5
	DURACIÓN EN HORAS DEL BC-01				



	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-2.	REVISIÓN DE INSTRUMENTACIÓN (REEMPLAZO DE INTERNOS SEGÚN SEA EL CASO)	MENSUAL	MECÁNICO	1.00
		INSPECCIÓN VISUAL		MECÁNICO	0.5
		LIMPIEZA GENERAL DEL ÁREA		SERVICIOS GENERALES	1.00
	DURACIÓN EN HORAS DEL BC-02				2.5

Tabla 47. Tiempo estimado para las inspecciones de bombas centrifugas.. (Continuación)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA	DURACIÓN EN HORAS
BOMBA CENTRIFUGA	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-3.	LUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS	TRIMESTRAL	MECÁNICO	0.5
		AJUSTE DE LOS PERNOS DE SUJECIÓN		MECÁNICO	0.5
	DURACIÓN EN HORAS DEL BC-03				1.00
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN BC-4.	CHEQUEO GENERAL, RELUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN RECOMENDACIÓN DE LA ULTIMA INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACION Y TEMPERATURA	ANUAL	MECÁNICO	3.00
		CHEQUEO DEL ACOPLA, CAMBIO DEL INSERTO DE SEA NECESARIO		MECÁNICO	3.00
		CHEQUEO DE SELLOS MECÁNICOS, CAMBIO SEGÚN CONDICIÓN.		MECÁNICO	3.00
		RETOQUE DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES.		SERVICIOS GENERALES	2.00
	DURACIÓN EN HORAS DEL BC-04				11.00



Tabla 48. Tiempo estimado para las inspecciones de bombas reciprocantes. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA	DURACIÓN EN HORAS
BOMBA RECIPROCANTE	INSPECCIÓN BR-1	MEDIR LOS NIVELES DE VIBRACIÓN.	SEMANTAL	MECÁNICO	0.5
		MEDIR LA TEMPERATURA EN COJINETES Y DEMÁS ZONAS CRÍTICAS DE LA BOMBA.		MECÁNICO	0.5
		VERIFICAR NIVEL Y CALIDAD DE ACEITE DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE COJINETES, COMPLETAR DE SER NECESARIO (CADA 2S)		MECÁNICO	1.00
		VERIFICAR FUGAS EN CAJA DE EMPAQUE, CAMBIAR EMPAQUES SI ES NECESARIO.		MECÁNICO	0.25
		DURACIÓN EN HORAS DEL BR-01			
	INSPECCIÓN BR-2	REVISIÓN DEL SISTEMA DE ACOUPLE.	MENSUAL	MECÁNICO	2.00
		REVISIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN		INSTRUMENTISTA	1.00
		INSPECCIÓN VISUAL Y LIMPIEZA DEL ÁREA.		MECÁNICO	1.00
		DURACIÓN EN HORAS DEL BR-02			
	INSPECCIÓN BR-3	CAMBIO DE ACEITE	CADA 2 MESES	MECÁNICO	1.00
		REVISIÓN A FONDO DEL CÁRTER		MECÁNICO	0.5
		REVISIÓN DE VÁLVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA		MECÁNICO	0.5
		REVISIÓN DE O-RINGS DE TAPAS DE PISTONES Y CAMISAS		MECÁNICO	1.00
		REEMPLAZAR EMPAQUES,O-RINGS, EN CAJAS DE EMPAQUETADURAS SEGÚN SEA EL CASO.		MECÁNICO	2.00
		DURACIÓN EN HORAS DEL BR-03			
	INSPECCIÓN BR-4	CHEQUEO DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN CONDICIÓN OBSERVADA EN INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACIÓN Y TEMPERATURA. AJUSTAR TORNILLOS DE FIJACIÓN Y CHEQUEO DEL SISYTEMA DE ACOUPLE.	ANUAL	MECÁNICO	3.00
		REVISIÓN DE CAMISAS Y PISTONES (REEMPLAZAR DE SER NECESARIO)		MECÁNICO	4.00
		CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE VÁLVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA		MECÁNICO	2.00
		RETOQUES DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES		SERVICIOS GENERALES	2.00
		DURACIÓN EN HORAS DEL BR-04			



Tabla 49. Tiempo estimado para las inspecciones de motores eléctricos. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

EQUIPO	INSPECCIÓN	TAREA	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	ESPECIALISTA	DURACIÓN EN HORAS	
MOTOR ELÉCTRICO	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-1.	INSPECCIÓN VISUAL DE LA CONDICIÓN GENERAL DEL MOTOR.	SEMANTAL.	MECÁNICO	0.25	
		MEDIR EL NIVEL DE VIBRACIÓN DEL MOTOR.		MECÁNICO	0.5	
		MEDIR LA TEMPERATURA EN RODAMIENTO Y DEMÁS ZONAS CRÍTICAS DEL MOTOR.		MECÁNICO	0.5	
	DURACIÓN EN HORAS DEL ME-01					1.25
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-2.	LUBRICAR RODAMIENTO	CADA TRES SEMANAS.	MECÁNICO	0.5	
	DURACIÓN EN HORAS DEL ME-02					0.5
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-3.	TOMA DE PARAMETROS OPERACIONALES	MENSUAL.	INSTRUMENTISTA	0.5	
		INSPECCIÓN VISUAL DE PINTURA, TAPA DE CONEXIONES, VENTILADOR Y LIMPIEZA DEL AREA.		ELECTRICISTA	0.5	
		MEDIR LA TEMPERATURA DE LOS TERMINALES DE LA CAJA DE CONEXIONES		ELECTRICISTA	0.5	
		REVISIÓN DE INSTRUMENTACIÓN, REEMPLAZO DE INTERNOS SEGÚN SEA EL ESTADO.		INSTRUMENTISTA	1.00	
		REVISIÓN DEL INTERRUPTOR DE ARRANQUE Y PARADA		INSTRUMENTISTA	0.5	
	DURACIÓN EN HORAS DEL ME-03					3.00
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-4.	IDENTIFICAR CABLEADO, LIMPIEZA DE CAJA DE CONEXIONES Y ARRANCADOR	TRIMESTRAL.	ELECTRICISTA	1.00	
		LIMPIAR CON SOLVENTE DIELECTRICO		ELECTRICISTA	0.5	
		PRUEBAS DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA		ELECTRICISTA	0.5	
		PRUEBAS DE AISLAMIENTO		ELECTRICISTA	1.00	
	DURACIÓN EN HORAS DEL ME-04					3.00
	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ME-5.	DESMTAJE Y DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DE LAS DIFERENTES PARTES DEL MOTOR.	ANUAL.	ELECTRICISTA Y MECÁNICO	4.00	
		RETOQUES DE PINTURA Y SEÑALIZACIONES		SERVICIOS GENERALES	2.00	
		RELUBRICACIÓN DE LOS RODAMIENTOS, REEMPLAZAR SEGÚN CONDICIÓN OBSERVADA EN INSPECCIONES DEL NIVEL DE VIBRACION Y TEMPERATURA.		MECÁNICO	3.00	
	DURACIÓN EN HORAS DEL ME-05					9.00



Al comparar el tiempo estimado para cada tarea con el cronograma de actividades diarias se determino que para cumplir con las actividades planteadas diariamente es necesario disponer del siguiente personal (ver tabla 50).

Tabla 50. Costos de la inversión en mano de obra para las inspecciones. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

ESPECIALIDAD DEL PERSONAL	CANTIDAD DE PERSONAL REQUERIDO	SALARIO APROXIMADO A DEVENGAR MENSUALMENTE (BF)	COSTO DE MANO DE OBRA POR CADA AÑO. (BF)
MECÁNICO.	2	5000	120.000
ELECTRICISTA.	1	5000	60.000
INSTRUMENTISTA.	1	5000	60.000
EXAMINADOR (API).	1	5000	60.000
INSPECTOR (API).	1	5000	60.000
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LA MANO DE OBRA EN UN AÑO DE OPERACIONES (BF)			360.000

El costo por pérdida de producción asociada a fallas en un año de operación se calculo en base a la siguiente ecuación:

Ec(17)

$$\text{PERDIDA DE PRODUCCIÓN/AÑO} = \text{FF} * \text{PP} * \text{RF} * \text{TPPR}$$

Donde:

- ✓ FF= frecuencia de fallas por año.
- ✓ PP= es el precio del producto (\$/Unid).
- ✓ RF= es la reducción de flujo (Unid/Hrs).
- ✓ TPPR= el tiempo promedio para reparar (Hrs).



El precio del producto se tomo un poco por debajo del precio comercial del crudo OPEP para el (01/06/2009), es decir 40\$ por barril, la reducción del flujo se estimo en función a la cantidad de producto asociado al sistema fallado y el tiempo de reparación se tomo como el valor promedio (TPPR). Para efectos de este cálculo solo se tomo en cuenta la producción crudo. La información de TPPR, FF y producción asociada al sistema se tomo de la tabla 51 y se encuentra en la evaluación de criticidad hecha en el punto 4.7

Tabla 51. Costos por pérdida de producción asociada a fallas en un año de operación. (Rodríguez y Rodríguez 2009)

INSTALACIÓN	SISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS/AÑO	COSTOS POR PERDIDA DE PRODUCCIÓN ASOCIADA A FALLAS EN UN AÑO DE OPERACIÓN			
		(FF)	PRECIO DEL PRODUCTO (PP) (\$)	PRODUCCIÓN ASOCIADA AL SISTEMA(RF) (BNPD CRUDO) (PCNPD)	TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (TPPR)	COSTO DE PERDIDAS(\$/AÑO)
EF-ORC-01	SEPARACIÓN GENERAL	12,00	40,00	10.000,00	4,00	19.200.000,00
	SEPARACIÓN DE PRUEBA	12,00	40,00	1.000,00	4,00	1.920.000,00
	MÚLTIPLE DE ENTRADA	6,00	40,00	10.000,00	4,00	9.600.000,00
	BOMBEO	18,00	40,00	10.000,00	4,00	28.800.000,00
	MÚLTIPLE DE ENTRADA A TANQUES	1,00	40,00	10.000,00	24,00	9.600.000,00
EF-ORC-04	SEPARACIÓN DE MEDIA Y BAJA	52,00	40,00	5.000,00	12,00	124.800.000,00
	SEPARACIÓN DE PRUEBA	6,00	40,00	1.000,00	4,00	960.000,00
	BOMBEO	12,00	40,00	5.000,00	4,00	9.600.000,00
	MÚLTIPLE DE ENTRADA MEDIA Y BAJA	1,00	40,00	5.000,00	4,00	800.000,00
TOTAL DE PERDIDAS POR AÑO (\$)						205.280.000,00
TOTAL DE PERDIDAS POR AÑO (BF)						513.200.000,00
70% TOTAL DE PERDIDAS POR AÑO (BF)						35.924.000,00

Asumiendo que con la aplicación del plan de inspección podamos predecir al menos el 70% de las fallas, entonces el ahorro en pérdidas por producción alcanzaría:



-
- ✓ Total de costos por pérdida de producción asociada a fallas/año = 513.200.000,00 Bf

 - ✓ 70%(Total de costos por pérdida de producción asociada a fallas/año) =
359.240.000,00 Bf

 - ✓ Total de costos asociados a la mano de obra = 360.000,00 Bf

 - ✓ Total de ahorro por aplicación de plan de inspección/año =
(359.240.000,00 - 360.000,00 Bf) = 358.880.000,00Bf

En base al ahorro de estos 358.880.000,00 Bf, se puede decir que la aplicación de los planes de inspección diseñados para las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 es rentable.



ANÁLISIS DE RESULTADOS:

- ✓ La corrosión por CO₂ en la EF-ORC-01 resultó ser leve y de tipo I, esto debido a que la presión parcial del dióxido de carbono es menor a 7psi ($PpCO_2 < 7\text{ psi}$) y la temperatura a la que se maneja el fluido oscila entre 80°F y 100°F.
- ✓ La corrosión por CO₂ en la etapa de baja presión de la EF-ORC-04 resultó ser leve y de tipo I, esto debido a que la presión parcial del dióxido de carbono es menor a 7psi ($PpCO_2 < 7\text{ psi}$) y la temperatura a la que se maneja el fluido oscila entre 90°F y 100°F.
- ✓ La corrosión por CO₂ en la etapa de media presión de la ef-Orc-04 resultó ser moderadamente corrosivo y de tipo I, esta diferencia en el poder corrosivo del fluido manejado respecto a la etapa de baja presión se debe principalmente a que se tiene una presión de operación de 15,9445psi ($7\text{ psi} < PpCO_2 < 30\text{ psi}$) es decir mucho mayor que en otro caso. Esta se caracteriza por su homogeneidad, es decir, que aparece en toda la superficie causando la pérdida uniforme del espesor de la línea o equipo
- ✓ Según los valores de las presiones parciales del H₂S obtenidos en la estación de flujo Orocual 1, Orocual 4 etapa de baja presión y Orocual 4 etapa de media presión (0.00042 psi, 0.00036 psi y 0.00033 psi), el ambiente no es ácido, es decir, la corrosión por H₂S es nula.
- ✓ Las velocidades de corrosión encontradas en los sistemas de líneas de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 oscilan entre (2,12-5) mpy. El lazo de corrosión 1 de la estación de flujo Orocual 1 presento la velocidad de



corrosión mas alta con (5mpy) y una vida remanente de 3,73 años, le siguió el lazo 2 de la misma estación con una velocidad de corrosión de (4,2mpy) y una vida remanente de 3,35 años. Todos los demás lazos de corrosión registraron valores de vida útil por encima de los 10 años.

- ✓ Según los resultados obtenidos en la estimación del nivel de riesgo actual de los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 se puede decir que el lazo de corrosión 5 de la estación de flujo Orocual 4, tiene actualmente un nivel Riesgo Alto, el cual es el nivel de riesgo mas alto registrado en las instalaciones estudiadas y por ende resulta de carácter primordial la asignación de recursos para su inspección. Los lazos de corrosión 1, 2 y 3 de la estación de flujo Orocual 1, al igual que los lazos 2 y 4 de la estación de flujo Orocual 4, tienen actualmente un nivel Riesgo Medio, mientras que los lazos 1, 3 y 6 de la estación de flujo Orocual 4 tienen actualmente un nivel de Riesgo Bajo.

- ✓ Según el análisis de criticidad realizado a cada una de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, los sistemas de bombeo de ambas estaciones registran un nivel de criticidad media respecto a los demás sistemas de las instalaciones. Por tal motivo, es preciso decir que aunque no son la principal fuente de problemas de cada instalación, se deben atender con los recursos necesarios para no permitir el desmejoramiento de su condición mecánica.

- ✓ La aplicación del plan de inspección resulta rentable ya que los costos por perdidas de producción superan en amplio margen a los costos de inversión para la aplicación del plan de inspección.



5. CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

- ✓ El fluido manejado por las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 contiene elementos corrosivos entre los cuales, las especies más dañinas son el CO₂ y el H₂S.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la estación de flujo Orocual 1 resultó ser corrosión por CO₂, leve y de tipo I.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la etapa de baja presión de la estación de flujo Orocual 4 resultó ser corrosión por CO₂, leve y de tipo I.
- ✓ El mecanismo de degradación predominante encontrado en los sistemas de líneas de la etapa de media presión de la estación de flujo Orocual 4 resultó ser corrosión por CO₂, moderada y de tipo I.
- ✓ Los procedimientos de inspección establecidos para los lazos de corrosión de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 deben ser realizados con la frecuencia establecida y en cada inspección se deberán ajustar los valores de velocidad de corrosión y vida útil remanente de cada lazo.
- ✓ Los lazos de corrosión 1 y 2 de la estación de flujo Orocual 1 presentaron una pérdida de espesor considerable en algunas de las secciones inspeccionadas, estimándose para estas una vida útil aproximada a 3,73 y 3,35 años.



-
- ✓ La Jerarquización de los lazos de corrosión a través del software IBR 3.3.3 permitió proyectar a futuro el nivel de riesgo asociado a cada lazo en el caso de realizar inspecciones y en el caso de no realizarlas.

 - ✓ Los procedimientos de inspección establecidos para los sistemas y equipos de las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4, permitirán la evaluación de la condición de operación y la recolección de los tiempos de paradas y operación.

 - ✓ El estudio de los Indicadores de mantenimiento (Tiempo Promedio para Fallar (TPPF), tiempo Promedio para Reparar (TPPR), Disponibilidad, Utilización y Confiabilidad) permitirán establecer un registro histórico del comportamiento de los equipos dinámicos ayudando a detectar oportunamente desviaciones en su operación, facilitando así la toma de decisiones orientadas a perfeccionar la labor de mantenimiento.

 - ✓ La aplicación del plan de inspección diseñado para las estaciones de flujo Orocual 1 y Orocual 4 es económicamente rentable.



5.2. RECOMENDACIONES:

- ✓ Se recomienda la aplicación de los planes de inspección diseñados para cada uno de los sistemas y equipos estudiados, así como la minuciosa evaluación del plan de mantenimiento a través de los indicadores de gestión establecidos en este trabajo.
- ✓ Se recomienda realizar muestreos y análisis de laboratorio (mediante técnicas de cromatografía de gases empleando las columnas adecuadas para los gases contaminantes característicos de cada corriente) semanales de las corrientes gaseosas manejadas por las estaciones, para evaluar constantemente el grado de contaminantes presentes en el fluido manejado; ya que contar con un registro periódico de los mismos serviría para estimar los niveles de corrosividad.
- ✓ Se recomienda que el personal de operaciones registre la data de tiempos de operación, falla y reparación de la manera más exacta posible, para que pueda existir una base de datos confiables ya que esto será de gran utilidad para estudios posteriores.



BIBLIOGRAFÍA

[1] American Petroleum Institute (1958). **“Corrosion of Oil and Gas Well Equipment”**. Segunda edición. EE.UU.

[2] American Petroleum Institute (1976). **“Corrosion of Oil Gas Well Equipment”**. Publication N-6. EE.UU.

[3] American Petroleum Institute 570 (1998). **“Código de inspección de tuberías (Inspección, reparación, alteración y revaloración de sistemas de tuberías en servicio)”**. EE.UU.

[4] American Petroleum Institute 571(1998). **“Mecanismos de corrosión en la Industria Petrolera”**. EE.UU.

[5] American Petroleum Institute 580(1998). **“API de 580 Programa de Certificación de Inspectores conocimientos y experiencia en el ámbito de la Inspección Basada en Riesgo.”**. EE.UU.

[6] American Petroleum Institute 581(1998). **“Inspección Basada en Riesgo”**. EE.UU.

[7] ASME B 31.3 (2004) **“Tuberías de Proceso de Refinerías y Plantas Químicas”** Canadá.

[8] Arregui, Julene. (2007) **“Elaboración de un Manual de Mantenimiento de quipos para la Empresa Astivenca”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.



-
- [9] Natera. D. (2002). **“IBR Para los Equipos del Área de Almacenamiento y refrigeración de la Planta de Fraccionamiento y Despacho de JOSE en P.D.V.S.A. Gas”**, U.N.E.X.P.O.
- [10] Vani. G. (1994). **“A Mechanistic Model to Predict Carbon Dioxide Corrosion of Carbon Steels”**. Tercera Edición. University of Tulsa.
- [11] J. Rodrigo. **“Gestión Moderna del Mantenimiento”**. Versión 2.0, Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- [12] Leal. Ronald.(2007). **“Modelo de Gestión Integral de Mantenimiento Basado en Riesgo para la C.A. Metro de Caracas”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.
- [13] Fontana. M. (1986). **“Corrosion Engineering”**. Tercera Edición. Editorial McGraw-Hill. México.
- [14] NACE, An Official Publication (1984).**“Corrosion Basics an Introduction”**. Houston. Texas.
- [15] NACE MR 175. (2001). **“Estándar Material requirements”**, Houston. Texas.
- [16] Rincón. O. (1998). **“La Corrosión, sus formas y su control”**. Universidad del Zulia. Escuela de Ingeniería Química, 2^{da} Edición, Maracaibo.
- [17] PDVSA PR-IM-009.(1998). **“Manual de procedimientos específicos para análisis de criticidad”**. Venezuela.



-
- [18] Rodríguez, Barbará. (2007). **“Desarrollo de un Plan de Mantenimiento Preventivo para el Molino y la Lavadora de Pet de la Empresa Plásticos ECOPLAST C.A”**. Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de ingeniería mecánica.
- [19] Medina. R, Huerta. R, y Pabon. J. (2001). **“Proceso de Implantación de la Metodología Inspección basada en riesgo (IBR) en PDVSA”**, PDVSA Occidente.
- [20] Universidad Nacional de la Plata, Faculta de ingeniería (2007). **“Tipos de Corrosión”**. [Documento en línea]. Disponible en: [http://www.ing.unlp.edu.or / aeron /cátedras/materiales / Apunte%20 Corrosión.pdf](http://www.ing.unlp.edu.or/aeron/cátedras/materiales/Apunte%20Corrosión.pdf). [Consulta Julio 2008].
- [21] Kane. W. (1996). **“Física”**, segunda edición, Editorial Reverte. México.