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

EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, MEDIANTE UN ANÁLISIS BASADO EN RIESGO, EN LAS INSTALACIONES DE UNA EMPRESA PETROLERA

CASO: CAMPOS SAN FRANCISCO, BALCÓN, LA HOCHA Y TENAY DE LA EMPRESA HOCOL-COLOMBIA

Realizado por:
Alejandro Guzmán Méndez

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito para optar al Título de

INGENIERO MECÁNICO

Barcelona, Mayo de 2010

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

EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, MEDIANTE UN ANÁLISIS BASADO EN RIESGO, EN LAS INSTALACIONES DE UNA EMPRESA PETROLERA

CASO: CAMPOS SAN FRANCISCO, BALCÓN, LA HOCHA Y TENAY DE LA EMPRESA HOCOL-COLOMBIA

ASESORES:

Ing. Fidelina Moncada, (M. Sc.)
Asesor Académico

Ing. Miguel Guzmán
Asesor Industrial

Barcelona, Mayo de 2010

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

EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, MEDIANTE UN ANÁLISIS BASADO EN RIESGO, EN LAS INSTALACIONES DE UNA EMPRESA PETROLERA

CASO: CAMPOS SAN FRANCISCO, BALCÓN, LA HOCHA Y TENAY DE LA EMPRESA HOCOL-COLOMBIA

JURADO:

_____

Ing. Fidelina Moncada, (M. Sc.)
Asesor Académico

_____ _____

Ing. Diógenes Suárez
Jurado Principal

Ing. Delia Villarroel
Jurado Principal

Barcelona, Mayo de 2010

RESOLUCIÓN

"De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado, los Trabajos son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participará al Consejo Universitario"

DEDICATORIA

Para mis padres, porque sé que sus vidas solo ha estado llena de sacrificios para que yo y mis hermanos tuviéramos una vida sana, esto no es más que una muestra de agradecimiento a ustedes por ese amor incondicional que siempre me ofrecieron.

Para mis hermanos, por su cariño y su compañía que incondicionalmente me han ofrecido desde siempre.

Para mi abuela AMOR, se que donde estas, estas muy tranquila y orgullosa de mi. Te quiero mucho abuela y de aquí en adelante siempre estarás conmigo ¿sí?

Para mi abuelo Jesús, donde quiera que te encuentres, gracias porque sé que has cuidado de mi y este logro sería tu mayor orgullo, SIEMPRE TE HE TENIDO PRESENTE.

A mis abuelos Miguel, Carmen, por su fe en mí y trabajar duro, sin desfallecer, para hacer de sus hijos y nietos hombres y mujeres de bien.

A la familia Girón, en especial a Chelín, por su gran corazón y gran apoyo que siempre ofrece a todos sus seres queridos.

Para toda mi familia de la GUZMANERA en el Tigrito, que siempre han confiado en mí a lo largo de toda mi carrera universitaria.

A la SAE, por ser esa institución formadora de grandes personas, y por ofrecerme tantos conocimientos, que esto no sea más que una muestra de mi gratitud hacia ustedes.

Y por último a ti Mary por ser esa mujer tan especial que eres, que esto nos sirva de experiencia para ser mejores personas y unos grandes profesionales en un futuro próximo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiar mis pasos en este arduo camino y por haberme permitido nacer en el seno de una gran familia.

A mis padres, a quienes les quiero decir que a pesar de todo lo malo, aquí está el fruto de tanto esfuerzo y dedicación. Todas las cosas de esta vida las aprendí de ustedes, y me enseñaron, que para lograr metas como esta se necesita de constancia, dedicación y ganas de superarte en la vida.

A mis hermanos, Ramsés y Verónica. Les quiero decir especialmente a ustedes que son los seres a los cuales les deseo todo lo mejor del mundo, que deben poner mucho empeño a las metas que se tracen en sus vidas y espero que sigan los buenos pasos que mis padres les puedan indicar. Ramsés gracias por ser tan expresivo, y a ti hermana querida gracias por acompañarme en esos momentos que necesité de alguien que me hablara, LOS ADORO!!!

A mi TÍA MELIDA, por esa atención prestada, su ayuda incondicional, y por esos buenos deseos ofrecidos por ella. GRACIAS POR TODO CANDELARIA*!!!*

A María Inés, por estar en esos momentos difíciles ofreciéndome esas palabras de aliento, y por convertirte en muchos momentos mi fortaleza para seguir adelante.

A todos aquellos profesores del departamento de MECÁNICA, en especial al profesor PAYARES, ORLANDO A., DARWIN, por estar siempre dispuestos a ofrecer todos sus conocimientos, y por hacer de este departamento uno de los más representativos en nuestra universidad.

A mi asesor académico FIDELINA MONCADA, por toda su colaboración prestada, la cual me fue de mucha ayuda para la realización de este trabajo y su diligencia para que no se hiciera tan largo el camino.

Al Dr. CARLOS PALACIOS, quien me facilito ayuda para el desarrollo de este trabajo, ofreciéndome todos sus conocimientos y facilidades en el aspecto investigativo.

A la AC FORMULA SAE, la cual ha sido una asociación que me enseñó el valor que tiene esta universidad tan preciada, donde en conjunto forman jóvenes con una calidad profesional envidiable, gracias por ese par de años de conocimientos ofrecidos.

A todos aquellos compañeros que por mi paso en SAE-UDO, (SAMALYS, JOHN, SIMÓN, ASDRUBAL, JOSÉ A., OMAR, RODOLFO, LUIS P., EL CHE, CARO) me ofrecieron su amistad y sus conocimientos, y a los que se me pueda pasar nombrar de verdad discúlpenme, pero sepan que a todos se les quiere!!.

RESUMEN

En este trabajo se evaluaron los niveles de corrosión para los equipos estáticos de la empresa Hocol. El diagnóstico y cuantificación del fenómeno de corrosión en dichos equipos se determinó mediante la implementación de una gestión de control de corrosión, la cual establece que primeramente se debe identificar el sistema en estudio, de esta manera se analizaron un total de 598 equipos (equipos estáticos y tuberías), posteriormente se hizo un levantamiento de la información. Luego, se establecieron los principales factores que incidieron en el proceso de deterioro y falla de los equipos y así, determinar las velocidades de corrosión presentes. Todo esto se fijó para la implementación de la herramienta Análisis basado en riesgo, lo cual permitió establecer los niveles de riesgo de los equipos, se realizó un análisis de las posibles fallas y se evaluó la severidad de las consecuencias que produciría dicha falla en cuanto a lo económico, salud, seguridad del personal y lo ambiental. Se especificaron las estrategias de control de corrosión, mantenimiento y frecuencias de mantenimiento. En el estudio realizado, se encontró que en todos los equipos y tuberías analizados, el mecanismo de corrosión predominante fue por dióxido de carbono (CO_2), las velocidades de corrosión en los pozos variaban entre 8,2673 y 49,4570 milésimas de pulgadas por año (mpy) y para las líneas de flujo entre 0,833 y 117,311 mpy. También se determinó el nivel de riesgo asociado, donde solo tres pozos presentaron un nivel de riesgo alto quedando con una clasificación de alta prioridad, todas las líneas de procesos así como los equipos que están entre un nivel de riesgo medio y medio-alto. Se estableció, dependiendo del nivel de riesgo encontrado en cada caso, estrategias de mantenimiento y control de corrosión, así como frecuencias de inspección, pudiendo así disminuir las pérdidas de producción y por mantenimientos.

INDICE

RESOLUCIÓN iv
DEDICATORIA v
AGRADECIMIENTOS vii
RESUMEN ix
INDICE x
INDICE DE TABLAS xiv
INDICE DE FIGURAS xvi
CAPITULO I 19
INTRODUCCIÓN 19
1.1 Reseña histórica de la empresa 19
1.2 Planteamiento del problema 21
1.3 Objetivos 23
CAPITULO II 25
MARCO TEORICO 25
2.1 Antecedentes 25
2.2 Marco teórico 26
2.2.1 Corrosión 26
2.2.1.1 Generalidades y conceptos básicos sobre la corrosión 27
2.2.2 Clasificación y tipos de corrosión 31
2.2.2.1 De acuerdo al mecanismo de los procesos de corrosión 31
2.2.2.2 De acuerdo a la forma en que se manifiesta 31
2.2.3 Daños por sulfuro de hidrogeno (h_2s) 46
2.2.4 Corrosión por dióxido de carbono (co_2) 51
2.2.5 Corrosión acelerada por el fluido (erosión-corrosión) 56
2.2.6 Corrosión por dióxido de carbono/sulfuro de hidrogeno 59
2.2.7 Instalaciones de hocol-Colombia 62

2.2.8 Metodología a utilizar para la evaluación de las instalaciones de hocol-Colombia 66
2.2.9 Efecto de las condiciones hidrodinámicas en el desarrollo de la corrosión 73
2.2.9.1 Principios del flujo bifásico 74
2.2.9.2 Patrones de flujo en tuberías horizontales 75
2.2.9.3 Patrones de flujo en tuberías verticales 79
2.2.10 Métodos de control de corrosión interna 81
2.2.10.1 Inhibidores de corrosión 81
2.2.10.2 Selección de materiales especiales 82
2.2.11. Métodos de protección contra la corrosión externa 83
2.2.11.1. Revestimiento multicapa 83
2.2.11.2. Polvo epóxico dual 83
2.2.11.3. Resina epóxica curada por fusión 84
2.2.11.4. Cintas de polietileno 84
2.2.11.5. Protección catódica 85
2.2.12 Métodos de cálculo y determinación de tasas de corrosión 88
2.2.12.1 Cálculo de velocidad de corrosión por CO_2 88
2.2.12.2 Determinación de la susceptibilidad a corrosión por H_2S 94
2.2.12.3 Control de la erosión 96
2.2.12.4 Determinación de las velocidades erosiónales 97
2.2.13 Técnica análisis basado en riesgo 97
CAPITULO III 102
DESARROLLO DEL PROYECTO 102
3.1 Identificación del sistema 104
3.2 Establecimiento de los principales factores que inciden en el proceso de deterioro y falla de los equipos 115
3.3 Cálculo de las velocidades de corrosión 118
3.3.1. Cálculo del área de la tubería 119

3.3.2. Cálculo de la velocidad superficial de líquido, gas y velocidad de la mezcla 120
3.3.3. Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la reacción química (V_r) 122
3.3.4. Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (V_{tm}) 123
3.3.5. Factor de corrección por la presencia de carbonato de hierro (F_S) 123
3.3.6. Factor de corrección por contenido de carbono en el acero ($F_{C/N}$) 124
3.3.7. Factor de corrección por contenido de cromo ($F_{Cr/N}$) 124
3.3.8. Cálculo de la velocidad de corrosión por CO_2 ($V_{Corr/c}$) 125
3.4 Implementación del análisis basado en riesgo 128
3.5 Representación esquemática de los niveles de riesgo de las instalaciones analizadas 137
3.6 Estrategias de control de corrosión, mantenimiento y frecuencias de mantenimiento 141
CAPITULO IV 144
RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS 144
4.1 Selección del sistema y levantamiento de la información 144
4.2 Establecimiento de los factores que inciden en el proceso de deterioro y falla de los equipos 151
4.3 Determinación de las velocidades de corrosión 163
4.4 Análisis basado en riesgo de las instalaciones y presentación esquemática de los niveles de riesgo 167
4.5 Estrategias de mantenimiento, monitoreo y control de corrosión 188
CAPITULO V 192
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 192
5.1. Conclusiones 192
5.2. Recomendaciones 193
BIBLIOGRAFIA 196

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:..... 200

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Serie galvánica para algunos metales en agua de mar y 25 ºC. 35
Tabla 3.1. Pozos analizados por campo y estación. 105
Tabla 3.2. Líneas de flujo analizadas por campo y estación. 107
Tabla 3.3. Líneas de procesos analizadas por campo y estación. 109
Tabla 3.4. Equipos estáticos analizados por campo y estación. 112
Tabla 3.5. Líneas de transferencia analizados. 114
Tabla 3.6. Potencialidad por corrosión interna para los pozos. 130
Tabla 3.7. Consecuencia adoptada para los pozos. 130
Tabla 3.8. Criterios y ponderaciones para la potencialidad por corrosión interna. 132
Tabla 4.1. Información recopilada de los pozos de la batería Monal. 148
Tabla 4.2. Información recopilada en las líneas de flujos de los pozos de la batería Monal. 149
Tabla 4.3. Información recopilada para los equipos de la batería Monal. 150
Tabla 4.4. Mecanismo de corrosión predominante para los pozos del campo Monal. 159
Tabla 4.5. Mecanismo de corrosión predominante para las líneas de flujo de los pozos de la batería Monal. 161
Tabla 4.6. Velocidades de corrosión determinadas en las líneas de flujo de los pozos en la batería Monal. 163
Tabla 4.7. Velocidades de corrosión determinadas en los pozos de la batería Monal. 165
Tabla 4.8. Velocidades de corrosión determinadas en los equipos de la batería Monal. 167
Tabla 4.9. Acciones inmediatas sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riesgo alto. 189

Tabla 4.10. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego medio-alto. 189
Tabla 4.11. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego medio. 190
Tabla 4.12. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego bajo..... 190
Tabla 4.13. Recomendaciones y estrategias de mantenimiento para las tuberías que presenten un nivel de riesgo medio. 190
Tabla 4.14. Recomendaciones y estrategias de mantenimiento para las tuberías que presenten un nivel de riesgo medio-alto..... 191

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Representación esquemática de los campos de producción de Hocol. 20
Figura 2.1. Celda de corrosión. 29
Figura 2.2. Corrosión uniforme. 32
Figura 2.3. Corrosión galvánica por contacto bimetálico. 36
Figura 2.4. Corrosión por hendidura. 37
Figura 2.5. Corrosión por picadura. 39
Figura 2.6. Corrosión intergranular. 40
Figura 2.7. Proceso del ataque filiforme. 45
Figura 2.8. Mecanismo de remoción de la capa de carbonato de hierro. 54
Figura 2.9. Influencia de la temperatura en la formación de la capa protectora de FeCO3. 55
Figura 2.10. Efecto de la velocidad de flujo en la corrosión. 57
Figura 2.11. Representación esquemática de los pasos de la cavitación. 58
Figura 2.12. Separador horizontal activo de la batería Monal. 63
Figura 2.13. Tanque Gun Barrel. 64
Figura 2.14. Metodología para la realización del Análisis basado en riesgo. 67
Figura 2.15. Patrones de flujo bifásico en tuberías horizontales. 77
Figura 2.16. Mapa de Mandhande. 79
Figura 2.17. Patrones de flujo bifásico en tuberías verticales. 80
Figura 2.18. Matriz de decisión. Fuente: Software Mitool Exe, 2008. 100
Figura 3.1. Esquema para determinar el mecanismo de corrosión por H2S [5]. 117
Figura 3.2. Ventana para la potencialidad por corrosión interna de la línea de flujo Balc-0008. 128
Figura 3.3. Esquema para la obtención de la vista aérea en los pozos y líneas de flujo. 138
Figura 3.4. Esquema para la obtención de la vista aérea en baterías. 140

Figura 3.5. Esquema para la obtención de la vista aérea de la estación Tenay..... 141
Figura 4.1. Esquema de un sistema de producción de una empresa petrolera. 146
Figura 4.2. Esquemático del sistema de producción en la Batería Monal. 147
Figura 4.3. Resultado total del análisis basado en riesgo de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 152
Figura 4.4. Evaluación de la potencialidad por corrosión externa de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 153
Figura 4.5. Evaluación de la potencialidad por corrosión interna de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 154
Figura 4.6. Evaluación de la potencialidad por daños por terceros de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 155
Figura 4.7. Evaluación de la potencialidad por procedimientos operacionales de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 156
Figura 4.8. Evaluación de la potencialidad por geotecnia de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón..... 157
Figura 4.9. Evaluación de las consecuencias de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón. 158
Figura 4.10. Estado del pozo BALC-0019 del campo Balcón. 168
Figura 4.11. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Balcón..... 169
Figura 4.12. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de La Hocha. . 170
Figura 4.13. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Monal. 170
Figura 4.14. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Satélite. 171
Figura 4.15. Resultados de los RBA'S de los pozos del campo Balcón. 172
Figura 4.16. Resultados de los RBA's de los pozos del campo La Hocha. 173
Figura 4.17. Resultados de los RBA's de los pozos de la batería Monal. 174
Figura 4.18. Resultados de los RBA's de los pozos de la batería Satélite. 175
Figura 4.19. Resultados de los RBA's de los pozos de la batería Satélite. 176
Figura 4.20. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Balcón. 177

Figura 4.21. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de la Hocha. 178
Figura 4.22. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Monal. 179
Figura 4.23. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Satélite. 180
Figura 4.24. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Satélite. 181
Figura 4.25. Resultados de los RBA's para las líneas en la batería Balcón. 183
Figura 4.26. Resultados de los RBA's para las líneas en la batería La Hocha. 184
Figura 4.27. Resultados de los RBA's para los equipos de la batería Balcón. 185
Figura 4.28. Resultados de los RBA's para las líneas de transferencia. 187

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña histórica de la empresa

Hocol S.A. fue fundada en 1956 como una compañía privada, por el señor Luis Morales, con la finalidad de explorar y explotar hidrocarburos en Colombia. La misma tuvo presencia en la cuenca del valle superior del Magdalena, en la región de los llanos centrales y en Venezuela (Lago de Maracaibo) [1].

Desde sus inicios, esta empresa se enfocó en el aumento de la recuperación secundaria, el desarrollo de las reservas existentes y en mejorar el mantenimiento y el rendimiento de la producción.

Entre los años de 1973 y 1974, Hocol logra elevar su producción por sobre los mil barriles por día, debido al esfuerzo de exploración y explotación de nuevos pozos, pero es diez años después que esta empresa lograría incrementar su producción cerca de los 14 mil barriles por día.

Para los siguientes años su producción siempre mantuvo una pendiente positiva incrementando la misma y a su vez acompañado de mejoras de gerenciamiento del capital económico y humano.

La mayor parte de la producción proviene de los campos San Francisco, Balcón, Palermo y La Hocha, los cuales están situados en el departamento del Huila, como se puede apreciar en la figura 1.1.

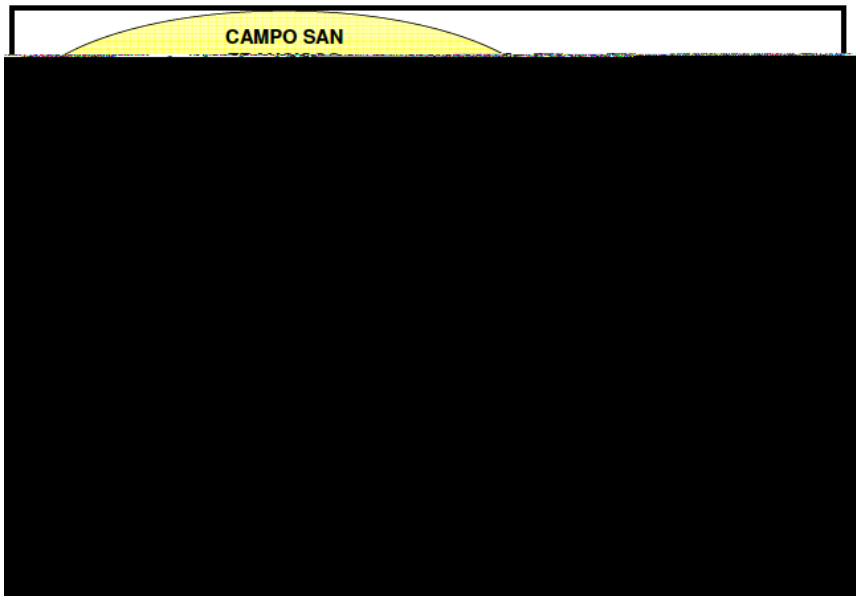


Figura 1.1. Representación esquemática de los campos de producción de Hocol.
Fuente: Hocol, 2008.

Es en el año de 1997 que se puede observar un incremento resaltante de su producción llegando a los 19,6 mil barriles de operación por día (Mbpd), y desde este año hasta el año 2000 Hocol-Colombia incrementó cada año la producción en alrededor de mil bpd, y es para el año 2001 que esta corporación logra su mayor producción poniendo en el mercado 28,2 mil bpd, mostrándose así ante el mercado nacional en Colombia y ante el mercado internacional como una empresa prospera productiva y con una gran mantenibilidad en el transcurrir de sus años futuros.

En el año 2005, paso a ser propiedad de la empresa francesa Maurel & Prom, operando 17 lotes en Colombia (15 contratos de exploración y producción y 2 convenios de evaluación técnica). También tenía activos productivos en los Llanos Orientales, distribuidos en 6 contratos de asociación (Casanare, Estero, Garcero, Orocué, Corocora y Guarrojo) [2]. Por el valor de sus reservas y producción se constituyó en la séptima compañía petrolera en tamaño del país, y fue la tercera

estar expuesto al medio corrosivo, reacciona con el electrolito y sufre un proceso de oxidación, desprendiendo iones de hierro en forma de ferroso ($Fe^{+\ +}$), hacia la solución (reacción anódica o de oxidación). Por cada ion de $Fe^{+\ +}$ desprendido se producen dos electrones.

$$Fe \rightarrow Fe^{++} + 2e^{-} \qquad \text{Ec. (2.2)}$$

Estos electrones a través del contacto metálico se trasladan hasta el cátodo donde se consumen (reacción catódica o de reducción) para producir una burbuja de hidrógeno (H_2), utilizado para ello dos iones de hidrógeno provenientes de la solución electrolítica.

$$2H^{+} + 2e^{-} \rightarrow H_2 \qquad \text{Ec. (2.3)}$$

$$H^{+} + e^{-} \rightarrow H^{0} \qquad \text{Ec. (2.4)}$$

$$2H^{0} + 2e^{-} \rightarrow H_2 \qquad \text{Ec. (2.5)}$$

En este momento la burbuja de hidrógeno formada puede ser liberada en forma de gas a la atmósfera o adherirse a la superficie del cátodo, cubriéndolo y por ende reduciendo la velocidad de reacción. Si esto sucede, al cubrirse el cátodo en su totalidad se producirá una disminución de las velocidades de corrosión, en ese momento se dice que el metal está polarizado o en equilibrio.

Sin embargo, al ocurrir algún movimiento del electrolito o al ser introducida otra especie en la solución, estas burbujas pueden ser removidas (por desorción) de la superficie del cátodo y se producirá la continuación del proceso de corrosión. En este caso se dice que ocurre una despolarización.

2.2.2 Clasificación y tipos de corrosión

Existen muchas maneras de clasificar los tipos de corrosión, las cuales van a depender del criterio que posea cada persona. A continuación se nombran dos métodos mediante el cual se ha clasificado el proceso de corrosión [8].

2.2.2.1 De acuerdo al mecanismo de los procesos de corrosión

a. **Corrosión química:** está basada en las leyes básicas de la cinética química de las reacciones heterogéneas, y se refiere al caso donde no existe generación de corriente eléctrica. Un ejemplo de este tipo sería la corrosión en no electrolitos, la cual es una corrosión que ocurre en un metal por sustancias orgánicas agresivas.

b. **Corrosión electroquímica:** está basada en las leyes de la cinética de la electroquímica, y generalmente está asociada a casos de corrosión con generación de corriente eléctrica. Ambos tipos de corrosión se diferencian fundamentalmente por las características del proceso de intercambio electrónico entre el metal y el medio oxidante. En el caso de la corrosión química, ésta se produce en una misma zona de la superficie del metal, en cambio en la corrosión electroquímica ocurre en diferentes puntos o zonas de la superficie metálica.

2.2.2.2 De acuerdo a la forma en que se manifiesta

Para el estudio de la corrosión de una manera completa o un poco más profunda, no se debe conformar solo con el análisis de los fenómenos de formación de herrumbre, al empañado o pérdida de brillo que sufren los metales, ya que la corrosión puede actuar de otras maneras, como por ejemplo, que un material falle por

agrietamiento o por la pérdida de su resistencia o ductilidad, es por ello que se analizaran los tipos de corrosión de acuerdo a las formas en se pueden manifestar.

a. **Corrosión uniforme:** este tipo de corrosión es la forma más común que suele presentarse y es la más evidente, en este caso el material va disminuyendo su espesor y eventualmente puede fallar. Se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, sin embargo ésta es la corrosión más fácil de prevenir y controlar, la misma puede presentarse bajo cualquier tipo de condiciones, por ejemplo, en presencia de H_2O y CO_2, H_2S, H_2SO_4, entre otros. La definición de corrosión uniforme es solo para indicar cuando el proceso de corrosión es generalizado sobre toda la superficie de un metal, sin hacer distinciones del ambiente corrosivo. Un ejemplo de este tipo de corrosión es el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo de forma más o menos uniforme alrededor de toda su superficie, considerando que la tubería está expuesta a unas condiciones atmosféricas normales, este ejemplo se puede detallar en la figura 2.2.

Figura 2.2. Corrosión uniforme.

Fuente: Internet, 2008 [9].

Para el mecanismo de corrosión uniforme se han propuestos varias teorías:

- ✓ Un mecanismo químico que no considera las reacciones electroquímicas por separado sino que todo el proceso se produce directamente sobre un mismo punto de la superficie, originando el intercambio de electrones directamente entre el metal y el medio oxidante, donde dicho mecanismo requiere de una alta energía de activación y podría producirse en una pequeña magnitud, descartándolo ya que esto es característico de la corrosión a altas temperaturas.

- ✓ Un mecanismo electroquímico homogéneo que se caracteriza por la existencia de procesos catódicos y anódicos por separado, pero sin la existencia de áreas catódicas y anódicas definidas, las cuales se intercambian continuamente a nivel atómico.

- ✓ Un mecanismo electroquímico heterogéneo que se basa en la existencia de zonas anódicas y catódicas, de extensión apreciable a nivel de la estructura cristalina manteniendo su polaridad pero que puede cambiar también alternadamente, obteniendo así una corrosión uniforme con rugosidades superficiales.

b. Corrosión no uniforme o localizada: se caracteriza por ser la más dañina y difícil de controlar, ya que no se genera por las pérdidas metálicas, las cuales son pequeñas en comparación con la corrosión uniforme, sino que genera grandes pérdidas indirectas por el daño producido en el material metálico.

Por otra parte, a diferencia de la corrosión uniforme, ésta se caracteriza también por la presencia de zonas anódicas y catódicas bien definidas que no cambian su polaridad con el transcurrir del tiempo.

Debido a esto el ataque destructivo a la superficie del metal se hace muy intenso en determinadas zonas, en lugar de distribuirse a todo lo largo y ancho de la misma.

De acuerdo con lo planteado anteriormente, la corrosión localizada se puede clasificar de la siguiente manera:

a. Corrosión galvánica: este tipo de corrosión a su vez se puede subdividir en: par metálico y celdas de concentración.

- ✓ **Corrosión galvánica por contacto metálico:** es un proceso electroquímico de corrosión acelerado, que ocurre cuando existe una diferencia de potencial entre dos materiales diferentes, al estar colocados en un medio corrosivo.

Si estos materiales están en contacto directo (o conectados por un material de baja resistencia) esa diferencia de potencial originará un flujo de electrones entre ellos dos, en donde la corrosión del metal menos resistente se incrementa y la del material más resistente disminuye.

Existen varios factores que deben ser tomados en cuenta en este tipo de corrosión:

- **Diferencia de potencial:** en este caso existe una diferencia de potencial en dos materiales diferentes cuando se colocan en un medio corrosivo, y si estos materiales están en contacto, esa diferencia de potencial origina un flujo de electrones entre los mismos, lo que daría como resultado que el metal menos resistente incremente su corrosión y la del más resistente disminuya, en donde el metal menos resistente llega a ser catódico y el otro material anódico.

A continuación se presenta en la tabla 2.1 la serie galvánica para distintos metales.

Tabla 2.1. Serie galvánica para algunos metales en agua de mar y 25 ºC.

Fuente: Palacios, C., Hernández, O., 2007 [8].

Platino
Oro
Grafito
Titanio
Plata
Clhorimet 3 (62 Ni, 18 Cr, 18 Mo)
Hastelloy C (62 Ni, 17 Cr, 15 Mo)
Aceros Inoxidables (Pasivos)
Níquel
Cuproniquel
Bronce
Cobre
Inconel
Estaño
Plomo
Aceros Inoxidables (Activos)
Acero
Aluminio
Cadmio
Magnesio

En esta serie galvánica; se puede observar que los metales pasivos se encuentran en la parte superior de la tabla 2.1, y que por el contrario los metales más activos se encuentran en la parte inferior de la misma. El mejor comportamiento que se puede presentar en relación a la resistencia a la corrosión se da cuando los diferentes metales que se encuentran en contacto están lo más cercanos posible en la tabla que se acaba de presentar.

- **Efecto de área:** la relación de las áreas de los metales en contacto se refiere a la relación de área catódica-anódica. Una relación de área desfavorable se da cuando se encuentra un área catódica grande y una anódica muy pequeña, esto se debe a que el flujo de corriente es menor en áreas anódicas grandes. La corrosión se puede incrementar de 100 a 1000 veces si dichas áreas son iguales en tamaño.

- **Efecto distancia:** el efecto galvánico produce corrosión más acelerada usualmente cerca de las uniones de los metales, con una disminución del ataque a medida que se aleja de la unión bimetálica. Este tipo de corrosión se reconoce inmediatamente por el ataque localizado cerca de la unión bimetálica.

- **Factores ambientales:** la naturaleza y la agresividad del medio determinan el grado de corrosión. Usualmente el metal con menor resistencia en un ambiente dado llega a ser anódico en el acoplamiento, sin embargo esta conducta puede ser distinta en otro ambiente. Un ejemplo de este tipo de corrosión se puede apreciar mejor en la figura 2.3 mostrada a continuación.

Figura 2.3. Corrosión galvánica por contacto bimetálico.
Fuente: Maestre, A., 2006 [5].

- ✓ **Corrosión galvánica por celdas de concentración:** se presenta cuando en una misma estructura metálica se establece entre dos de sus partes una diferencia de potencial debida a diferencias de concentración de iones metálicos o del medio oxidante. En el caso de que el medio oxidante sea el oxigeno se formaría una celda de aireación diferencial.

b. Corrosión por hendidura: es un tipo de corrosión localizada que se presenta de manera intensiva dentro de las hendiduras y en áreas cubiertas sobre la superficie del metal expuesto al medio corrosivo. Este tipo de ataque está asociado con pequeños volúmenes de soluciones estancadas causadas por huecos, juntas dobladas, superficies que unen dos materiales metálicos, depósitos y hendiduras de pernos, remaches, entre otros. Los depósitos que pueden producir corrosión por hendidura pueden ser arena, polvo, productos de corrosión, maderas, plásticos, concreto, vidrio, etc. La figura 2.4 muestra un caso de este tipo de corrosión.

Figura 2.4. Corrosión por hendidura.

Fuente: Sotillo, M., 2006 [10].

La aceleración del proceso de corrosión se debe a que la solución en lo profundo de la grieta, rendija o hendidura difiere de la que está expuesta en la superficie, tanto en composición como en movilidad y en contenido de oxigeno, lo cual crea un efecto galvánico. Una hendidura para funcionar como un sitio de corrosión, debe ser lo suficientemente ancha para permitir la entrada de un líquido y ser lo suficientemente angosta para retenerlo internamente, por esta razón este tipo de corrosión ocurre usualmente con diámetros de una milésima de pulgadas o menos. En general este tipo de ataque ocurriría en aquellos sitios en los que un metal está sujeto a cambios de condiciones, siendo responsable de muchas de las pérdidas del metal en aceros que están enterrados o sumergidos.

c. Corrosión por picadura: es un ataque electroquímico extremadamente localizado que se manifiesta como huecos en el metal. Estos agujeros pueden ser de diámetro variable pero en la mayoría de los casos son relativamente pequeños, donde algunas veces se puede confundir con la rugosidad del material debido al tamaño tan reducido en que se presenta. Este tipo de corrosión es uno de los ataques más destructivos e insidioso, a veces se dificulta su detección y por lo tanto aumenta también la dificultad de predecirlo a niveles de laboratorio. Esta se presenta en dirección de la gravedad creciendo de forma vertical hacia abajo, como se muestra en la figura 2.5.

El término de composición de la solución, se conoce como una de las causas que producen la corrosión por picadura, donde la mayoría de las fallas que se producen en este tipo de corrosión son debido a que están presentes soluciones que contienen iones de cloruro, los cuales están en la mayoría de las aguas.

Otras sustancias que promueven dicha corrosión son el cloruro férrico y el cúprico, actuando sin la necesidad de que esté presente el oxigeno en el medio.

Figura 2.5. Corrosión por picadura.
Fuente: Internet, 2008 [9].

d. Corrosión intergranular: ocurre cuando se presenta un ataque localizado en las adyacencias de los límites de grano, ocasionando una relativa pequeña corrosión en los granos, en donde la aleación se desintegra y/o pierde resistencia a la tensión.

Esta se presenta en algunas aleaciones cuando son soldadas de manera inadecuada o maltratada térmicamente, dichas aleaciones pueden ser de cobre, cromo, níquel, aluminio, magnesio y zinc. Este tipo de corrosión comienza en la superficie expuesta al ambiente corrosivo y penetra hasta desarrollarse a lo largo de toda la extensión de los granos de forma caótica.

Puede ser provocada por impurezas en los límites de grano, enriquecimiento de uno de los elementos aleantes o el agotamiento de uno de estos elementos en las áreas de los límites de grano y va acompañada por la formación de micropilas galvánicas que provocan la formación de productos de corrosión en los límites de los granos, con una serie de degradación de la resistencia del material que se desintegra y pierde su resistencia cohesiva interna, lo cual induce la falla del material.

A continuación se presenta en la figura 2.6 la foto microscópica de una superficie con corrosión intergranular.

Figura 2.6. Corrosión intergranular.
Fuente: Internet, 2008 [9].

Los aceros inoxidables austeníticos cuando se calientan de 950 a 1450 °F, se hacen sensibles a la corrosión intergranular. Se acepta que este tipo de corrosión está originada por el empobrecimiento de cromo en las proximidades de los bordes de grano. La adición de cromo al acero le comunica resistencia a la corrosión en muchos casos. Generalmente se requiere más de un 10% de cromo para hacer el acero inoxidable. En el rango de temperatura indicado para el $Cr_{23}C_6$ (carburo de cromo) es virtualmente insoluble y precipita fuera de la solución sólida si el porcentaje de carbono es 0.02% o más. Como el cromo se extrae de la solución sólida, habrá poco cromo en las áreas adyacentes a los bordes de grano. El cromo en los bordes de grano no es atacado, la zona pobre en cromo se ataca porque no posee suficiente resistencia a la corrosión en muchos medios.

e. Corrosión transgranular: es el mismo concepto que para la corrosión intergranular, a excepción de que el daño ocurre a través de los granos de la

microestructura del metal. Para este tipo de corrosión además existe la presencia de muy altos esfuerzos, ya que la grieta se propaga a través de los granos, es decir, cortando los granos.

f. Corrosión selectiva: este fenómeno es un caso especial de la corrosión galvánica en el cual el componente menos noble de aleación se corroe separándose de la aleación. La aleación retiene su forma original pero es más porosa, con pérdida de ductilidad y disminución de la resistencia a la tensión. Este ataque se presenta cuando un material metálico contiene proporciones de dos o más microconstituyentes, el cual forma una película protectora en uno, más rápido que en el otro, o también un constituyente puede corroerse más activamente que el otro.

g. Corrosión atmosférica: existen tres factores que una vez conjugados afectan la corrosión atmosférica:

- ✓ Composición química de la atmósfera.
- ✓ Polvo en la atmósfera.
- ✓ Humedad relativa.

Adicionalmente a estos factores, la interacción de los agentes atmosféricos con el metal depende de la naturaleza misma del metal. Materiales como el aluminio, cromo, aceros inoxidables y titanio que son pasivados por oxigeno (metales nobles) son resistentes a los contaminantes ácidos del aire, ellos sufren solamente corrosión en presencia de iones de cloruro o en condiciones donde se produce corrosión galvánica como tal. En ambientes rurales limpios sin la presencia de gases corrosivos la corrosión es mínima, dentro de los ambientes más agresivos tenemos los urbanos, industriales y marinos.

En relación con la composición química de la atmósfera tenemos que, en áreas urbanas e industriales los constituyentes que se encuentran con más frecuencia son el NaCl, CO, H_2S, SO_2, NO, etc., y que los niveles de concentración de dichos constituyentes son los que determinan la intensidad de su efecto corrosivo, dependiendo de su localización, tomando en consideración la distancia de la costa del mar, cantidad de tráfico vehicular cercana, el numero y la naturaleza de plantas instaladas en el área en estudio.

Por otra parte, los polvos y materiales particulados son los que absorben la humedad trayendo consigo también los gases atmosféricos agresivos, produciendo la formación de ácidos la cual se incrementa con el transcurso del tiempo, y así aumenta a su vez la velocidad de corrosión.

h. Corrosión microbiológica: está relacionada con el deterioro de materiales metálicos o no metálicos como resultado de la actividad de una variedad de microorganismos vivos que en función de su crecimiento y su proceso metabólico produce metabolitos, como por ejemplo ácidos orgánicos, sulfuros y sulfatos que hacen el ambiente agresivo o participan en las reacciones de corrosión electroquímicas que actúan directamente sobre la superficie metálica.

La actividad de estos organismos producen depósitos gelatinosos como por ejemplo algas en torres de enfriamiento, estas especies provocan la proliferación de otras especies de bacterias como las sulforeductoras e indirectamente crean condiciones para la formación de celdas de concentración de aeración diferencial.

La detección temprana de la corrosión microbiológica se dificulta debido al tamaño de los microorganismos que la producen. Sin embargo ciertas características del ambiente y la morfología del área atacada pueden indicar la presencia de agentes microbiológicos en el proceso de la corrosión. La presencia de algas, sedimentos o

limos, provee el habitad adecuado para las especies microbiológicas agresivas, causando corrosión localizada por picadura.

Existen dos tipos de organismos bacteriales o también llamados microorganismos, como lo son los aeróbicos y los anaeróbicos. Las bacterias aeróbicas pueden oxidarse de sulfuro a acido sulfúrico, y bajo condiciones aeróbicas se forman depósitos gelatinosos de origen biológico produciendo una corrosión de tipo aeración diferencial.

Las bacterias anaeróbicas se pueden reducir de sulfato a sulfuro y bajo condiciones anaeróbicas neutras el potencial electrolito-metal es tan bajo que no puede superar el potencial del electrodo neutral de hidrogeno, produciendo una corrosión por picadura.

No existe un método universal para combatir este problema. Estos microorganismos pueden ser eliminados solamente en sistemas cerrados como por ejemplo aguas de enfriamiento.

Una aplicación preliminar puede ser la utilización de inhibidores microbiológicos como el biocida, que destruye estos microorganismos y el biotats, que no los elimina pero si los mantiene en un estado de inactividad de no crecimiento.

i. Corrosión por corrientes vagabundas: este tipo de corrosión es producida por corrientes que siguen otras vías que no son las establecidas. En el caso especifico de una estructura metálica por donde circula corriente eléctrica y que por defectos de aislamiento o algún otro aspecto, esta corriente logra atravesar el suelo y en su paso se encuentra con un material metálico lo cual hace que entre en dicho material, que puede ser una tubería poniendo un ejemplo. En ese caso se causaría importantes daños por corrosión en las áreas por donde la corriente abandona el material, y si lo

hiciera por zonas donde existan defectos en el recubrimiento aislante, esto ocasionaría graves daños en el caso de tuberías enterradas.

j. Corrosión filiforme: es una forma de ataque en el cual el proceso de corrosión se manifiesta formando filamentos y representa un tipo particular de socavamiento anódico. Usualmente se produce en ambientes húmedos y es más común debajo de películas orgánicas aplicadas sobre el acero, aluminio, magnesio y cinc (acero galvanizado).

A veces se desarrolla en aceros desnudos sobre los cuales se han depositado accidentalmente pequeñas cantidades de sales contaminantes. Para este tipo de corrosión se requiere una humedad ambiental relativamente alta (> 55%) a temperatura ambiente.

En la figura 2.7 se muestra el mecanismo del ataque filiforme. La punta del hilo está formada por soluciones relativamente concentradas de sales ferrosas, esto hace que en esta zona se absorba agua de la atmósfera. El oxigeno también se difunde a través de la película alcanzando más altas concentraciones en cuanto a la superficie del metal, de la intercara de la cabeza y de la periferia de la cabeza, mientras que en el centro de la cabeza la concentración de oxigeno es baja, estableciéndose de esta manera una pila de aireación diferencial donde la cabeza del filamento es anódico y el cuerpo es catódico.

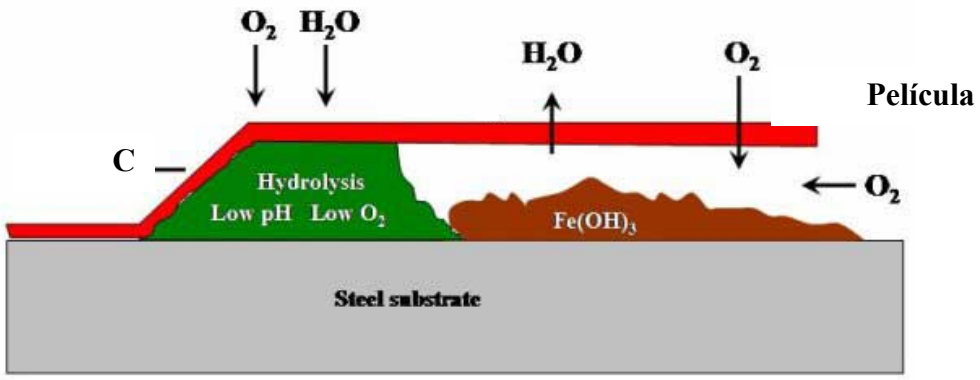


Figura 2.7. Proceso del ataque filiforme.

Fuente: Internet, 2008 [11].

k. Corrosión con efectos mecánicos: a continuación se describirán los diferentes tipos de corrosión que causan efectos mecánicos sobre un metal:

- ✓ **Corrosión bajo tensión:** este tipo de corrosión se presenta cuando el material fractura debido a la aplicación de una tensión y en presencia de un medio corrosivo, se origina una débil grieta que se incrementa con la tensión aplicada pero de una intensidad menor que la asociada con una fractura en ausencia de un medio corrosivo. Este tipo de agrietamiento que se produce por el efecto combinado de estos dos factores se denomina corrosión bajo tensión. A nivel microscópico la grieta típica que comienza a formarse a partir de las picaduras o rendijas intergranulares, las cuales aparecen en el metal a través de los granos transgranulares y la que sigue el curso a través de los límites de grano se denomina intergranular.

Los esfuerzos que causan agrietamiento pueden ser residuales (internos) o también aplicados (externos). Este tipo de corrosión puede ser disminuida marcadamente, ó removida por completo utilizando tratamiento térmico para reducir los esfuerzos a un nivel razonablemente seguro.

- ✓ **Corrosión por fatiga:** este tipo de corrosión origina fallas prematuras, frágiles, sin deformación, en las cuales el material tiende a fracturarse debido a la acción de esfuerzos repetitivos actuando en un medio corrosivo. Se caracteriza por el inicio de grietas transgranulares después de un periodo de tiempo. Usualmente unas pequeñas cantidades de grietas aparecen cerca del principio de la grieta a diferencia de la corrosión bajo tensión donde no se da esa característica. El orden de resistencia a la fatiga en medios agresivos es usualmente la misma que presentan estos materiales frente a la corrosión generalizada.

- ✓ **Corrosión por fricción:** es un tipo de corrosión que ocurre en las superficies de contacto entre materiales metálicos sujetos a vibraciones y/o deslizamientos, se produce como consecuencia de la fricción entre dos materiales en movimiento relativo repetido, pero no así en superficies que están en movimiento continuo. Su aspecto se asemeja al de picaduras, muescas o estrías redondeadas de productos de corrosión. El movimiento relativo necesario para producir la corrosión por rozamiento es extremadamente pequeño, de alrededor de 0,1 nm.

A continuación solo se describen los procesos de corrosión por dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrigeno (H_2S), y adicionalmente el fenómeno de erosión/corrosión, ya que se consideran los tipos de corrosión de mayor importancia en la industria petrolera, así como también de más relevancia para el desarrollo de éste trabajo.

2.2.3 Daños por sulfuro de hidrogeno (h_2s)

Los daños por hidrogeno son aquellos fenómenos destructivos que están relacionados con la presencia de hidrógeno atómico o molecular. Para estos

fenómenos, a excepción de los casos de formación de hidruros, no se produce el proceso de oxidación metálica y no constituyen fenómenos típicos de corrosión aunque por su procedencia son tratados por especialistas en esta área.

La corrosión agria o corrosión por sulfuro de hidrógeno (H_2S) se presenta en la industria petrolera asociada a los pozos de producción de hidrocarburos agrios o gases agrios (gases o petróleos que contienen azufre). La presencia de este gas es posible en mayor o menor proporción en función del yacimiento en producción. El contenido de azufre viene directamente de la formación y el H_2S es el resultado de reacciones químicas con mercaptanos y disulfuro, así como de reacciones metabólicas de organismos microbianos anaeróbicos (bacteria sulfato reductora).

La presencia de H_2S y compuestos azufrados solos o en conjunto con CO_2, Cl, etc., hace al sistema potencialmente corrosivo. Sin embargo, al igual que el CO_2, es indispensable la presencia de agua para que ataque la superficie metálica.

El H_2S ya disuelto en agua (normalmente en pequeñas cantidades) puede crear un ambiente sumamente corrosivo para el metal expuesto. La corrosión por H_2S se puede presentar bajo dos formas de ataque las cuales se explican en los siguientes puntos:

- ✓ **Corrosión General**

Este tipo de ataque es el más comúnmente asociado a la corrosión por H_2S. La reacción neta asociada a este tipo de corrosión es expresada de la siguiente manera:

$$Fe + H_2S \rightarrow FeS + 2H^+ \qquad \text{Ec. (2.6)}$$

Esta reacción es el resultado de las siguientes reacciones catódicas y anódicas que tienen lugar en el sistema:

Cátodo: El sulfuro de hidrógeno se disuelve en agua y sufre una doble disociación en el cátodo, formando en primer lugar iones hidrosulfuros (HS^-) y en segundo lugar iones sulfuro ($S^{=}$):

$$H_2S + H_2O + e^- \rightarrow HS^- + H_2O \qquad \text{Ec. (2.7)}$$

$$HS^- + H_2O + e^- \rightarrow H^+ + S^- + H_2O \qquad \text{Ec. (2.8)}$$

Ánodo: El hierro de la tubería se oxida produciendo iones de hierro en forma de ferroso (Fe^{++})

$$Fe \rightarrow Fe^{++} + 2e^- \qquad \text{Ec. (2.9)}$$

- ✓ **Combinación de Productos:**

El azufre proveniente del H_2S se combina con el hierro formando sulfuro de hierro (Fe_xS_y), el cual se deposita sobre la superficie del metal formando una capa negra de sulfuro que identifica este tipo de ataque.

$$Fe^{++} + 2e^- + 2H^+ + S^- \rightarrow FeS + 2H^* \qquad \text{Ec. (2.10)}$$

Si esta capa es compacta, continua y uniforme, proporcionará protección al metal contra el ataque corrosivo. Sin embargo, la ruptura de esta capa, su formación incompleta o porosa, y sabiendo que el sulfuro de hierro (FeS) es más catódico que la superficie del metal, se generarán puntos desnudos en dicho metal que serán atacados

de forma preferencial, produciéndose corrosión localizada de la superficie [12]. El grado de protección que proporciona esta capa al acero varía de acuerdo al tipo de sulfuro de hierro formado, el cual dependerá de las condiciones ambientales del sistema, la presión parcial de H_2S, etc., encontrándose entre los compuestos más comúnmente obtenidos Triolita (FeS), Pirita (FeS_2) y Kansita (Fe_9S_8).

Generalmente se asume que mientras mayor sea la relación S/Fe, el producto de corrosión se hace más compacto y por ende más protector, de lo que se deduce que la Pirita será el producto de corrosión más deseado. Por lo tanto, en aquellos lugares donde no se forma Fe_xS_y, representan lugares de formación de picaduras, en los que las velocidades de corrosión son altas debido a las áreas desfavorables, induciendo las fallas prematuras de los metales.

Un criterio basado en las presiones parciales de H_2S, para los tipos de compuestos formados indica que por debajo de 0.689 Kpa (0,1 psi) se forman principalmente Pirita y Triolita las cuales tienden a ser protectoras. A presiones por encima de este valor, se forman compuesto más imperfectos como la Kansita, etc., que permite la difusión del Fe^{++} y son menos protectores. Uno de los parámetros que determina la formación de estos compuestos es el pH en la solución:

$$pH \approx 3 \; a \; 4 \; \acute{o} \; pH > 9 \rightarrow Pirita \; y \; Triolita$$

$$pH \approx 3 \; a \; 6.3 \; \acute{o} \; pH \approx 8.8 \; a \; 10 \rightarrow Kansita \; (predominante) \; Pirita \; y \; Triolita$$

$$pH \approx 6.6 \; a \; 8.4 \; \acute{o} \; pH > 9 \rightarrow Kansita \; (no \; protector)$$

La presencia de otros reactantes, tales como cloruros y CO_2 también afecta las características de esta película.

- ✓ **Corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC: Sulfide Stress Corrosión Cracking):**

Este tipo de corrosión se presenta en los aceros de alta resistencia o en zonas donde estén presentes altos esfuerzos residuales. Este proceso de corrosión puede generar el agrietamiento de un material sometido a esfuerzos, cuando este, es expuesto a ambientes ácidos (fluidos que contienen agua libre y H_2S en cantidades por encima de 0,334 Kpa (0,05psia) de su presión parcial) [13]. En la reacción del H_2S con el hierro se libera hidrógeno atómico, el cual penetra en las paredes del metal, desplazándose hacia los límites del grano, impurezas e imperfecciones, donde se acumula y forma hidrógeno molecular:

$$H^{\cdot} + H^{\cdot} \rightarrow H_2 \qquad \text{Ec. (2.11)}$$

El hidrógeno molecular por ser de mayor tamaño influirá en la imperfección interna, produciéndose un crecimiento del área donde está alojado, lo que generará presiones internas extremas en el material, las cuales sumadas a las que mecánicamente está sometida dicho material, superan el esfuerzo de fluencia ocasionando el agrietamiento.

En general la corrosión de tipo SSCC, ocurre cuando el ambiente contiene H_2S y agua líquida, sumado a la condición de que el pH del agua debe ser ácido y la estructura debe estar sometida a esfuerzos cercanos al punto de cedencia, así como también, la presión parcial debe ser mayor a 0,334 Kpa (0,05 psia) y la dureza debe ser mayor a 22 Rc. La morfología de este ataque se caracteriza generalmente por presentarse en forma de grietas ramificadas en la superficie del metal. La grieta es generalmente intergranular y en la superficie de la misma se observa una capa negra de sulfuro de hierro con pequeñas evidencias de corrosión de tipo general [14].

- ✓ **Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC: Hidrogen Induced Cracking):**

El mecanismo que envuelve este tipo de corrosión es similar al proceso de corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC), diferenciándose en que no requiere las presencia externa de esfuerzos, ni de azufre ó H_2S, pues ocurre al originarse presiones internas en el material elevadas, debido a la formación de hidrógeno molecular (H_2) a partir de hidrogeno atómico. La morfología de este ataque se caracteriza por la presencia de ampolla o grietas escalonadas en la superficie del acero.

2.2.4 Corrosión por dióxido de carbono (co_2)

La corrosión dulce o corrosión por dióxido de carbono (CO_2) es considerada como uno de los principales problemas al cual se enfrenta la industria petrolera, produciéndose en forma frecuente deterioros severos en los equipos e instalaciones pertenecientes a las áreas de producción, almacenaje y transporte.

Este tipo de corrosión es frecuentemente asociada a pozos de gas condensado y pozos de petróleo.

El acero al carbono, debido a su bajo costo, es el material con mayor utilización en los sistemas de producción, pero a su vez es el más susceptible a ser corroído en ambientes con alto contenido de CO_2.

Un mejor entendimiento del proceso de corrosión por CO_2, nos permitirá predecir, prevenir y atacar sus efectos de una manera más efectiva. El mecanismo de corrosión por CO_2, envuelve toda una serie de reacciones químicas, las cuales, según indica Dayalan [15], pueden ser divididas en cuatro grandes etapas:

Etapa I: disolución de CO_2 en agua para la formación de las especies químicas que van a tomar parte en la reacción. El CO_2 se disuelve en presencia de agua formando un ácido débil (ácido carbónico), creándose un ambiente sumamente corrosivo en líneas de flujo de petróleo y gas.

$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3 \qquad \text{Ec. (2.12)}$$

El H_2CO_3 obtenido sufre una doble disociación formando en primer lugar iones de bicarbonato y en segundo lugar iones carbonato.

$$H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^- \qquad \text{Ec. (2.13)}$$

$$HCO_3^- \rightarrow H^+ + CO_3^{2-} \qquad \text{Ec. (2.14)}$$

Etapa II: transporte de los reactantes desde la solución hasta la adsorción en la superficie del metal. En ésta etapa, la transferencia de masa desde la solución hacia la superficie del metal, juega un papel muy importante.

$$H_2CO_3\,(sol.) \rightarrow H_2CO_3(ad.) \qquad \text{Ec. (2.15)}$$

$$HCO_3^-\,(sol.) \rightarrow HCO_3^-(ad.) \qquad \text{Ec. (2.16)}$$

$$H^+\,(sol.) \rightarrow H^+(ad.) \qquad \text{Ec. (2.17)}$$

Etapa III: reacciones electroquímicas (anódicas y catódicas) en la superficie del metal.

El hierro de la tubería se oxida (reacción anódica):

$$Fe \rightarrow Fe^{++} + 2e^{-} \qquad \text{Ec. (2.18)}$$

Los iones H^{+} disociados se reducen al ganar dos electrones (reacción catódica):

$$2H_2CO_3 + 2e^{-} \rightarrow H_2 + 2HCO_3^{-} \qquad \text{Ec. (2.19)}$$

$$2HCO_3^{-} + 2e^{-} \rightarrow H_2 + 2CO_3^{-} \qquad \text{Ec. (2.20)}$$

$$2H^{+} + 2e^{-} \rightarrow H_2 \qquad \text{Ec. (2.21)}$$

Etapa IV: transporte de los productos del proceso de corrosión desde la superficie del metal hasta el fluido.

$$Fe^{++}(ad.) \rightarrow Fe^{++}(sol.) \qquad \text{Ec. (2.22)}$$

$$CO_3^{-}(ad.) \rightarrow CO_3^{-}(sol.) \qquad \text{Ec. (2.23)}$$

Las especies disueltas se combinan formando una sal, carbonato de hierro ($FeCO_3$):

$$Fe^{++} + CO_3^{-} \rightarrow FeCO_3 \qquad \text{Ec. (2.24)}$$

El carbonato de hierro obtenido como producto de corrosión se precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa de $FeCO_3$, proporcionando cierto grado de protección al acero contra una mayor corrosión, dependiendo también de las condiciones ambientales del fluido.

Esta capa disminuye la velocidad de corrosión hasta el punto de que puede llegar a pasivarla, siempre y cuando no sea removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal.

Palacios [16] propone un mecanismo de cuatro etapas para explicar la remoción de esta capa en sistemas de flujo bifásico, mostrada en la figura 2.8.

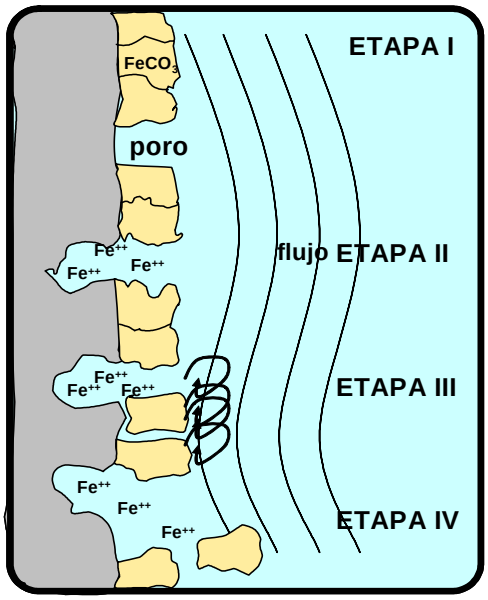


Figura 2.8. Mecanismo de remoción de la capa de carbonato de hierro.
Fuente: Internet, 2008 [9].

La primera etapa consiste en la precipitación de $FeCO_3$ sobre la superficie del metal, pero no de forma uniforme sino más bien porosa, quedando parte de la superficie metálica desnuda.

En la segunda etapa, las áreas porosas actúan como sitios anódicos, originándose picaduras, las cuales tienden a crecer debajo de los cristales de $FeCO_3$ debilitándolos. En la tercera etapa, los cristales de $FeCO_3$ debilitados son removidos

por la acción del flujo (turbulencia y esfuerzo de corte). Finalmente en la etapa cuatro, los cristales de $FeCO_3$ son removidos de la superficie, quedando el material desprotegido y expuesto al medio corrosivo. Este mecanismo explica la formación de las capas de corrosión muy característica en ambientes de CO_2, denominada "Mesa Corrosión", ó comúnmente llamada corrosión tipo "camino de bachacos".

La formación de esta capa de $FeCO_3$ en la superficie del metal, reduce significativamente la tasa de corrosión, encontrándose una estrecha relación entre la formación y adherencia de esta capa y la temperatura a la cual se forma. De acuerdo a observaciones y estudios realizados y basados en la configuración del ataque corrosivo en la superficie del metal, en el estado del producto de corrosión y en la tasa de corrosión, clasifican el mecanismo de corrosión por CO_2 dentro de tres tipos básicos observados en la figura 2.9:

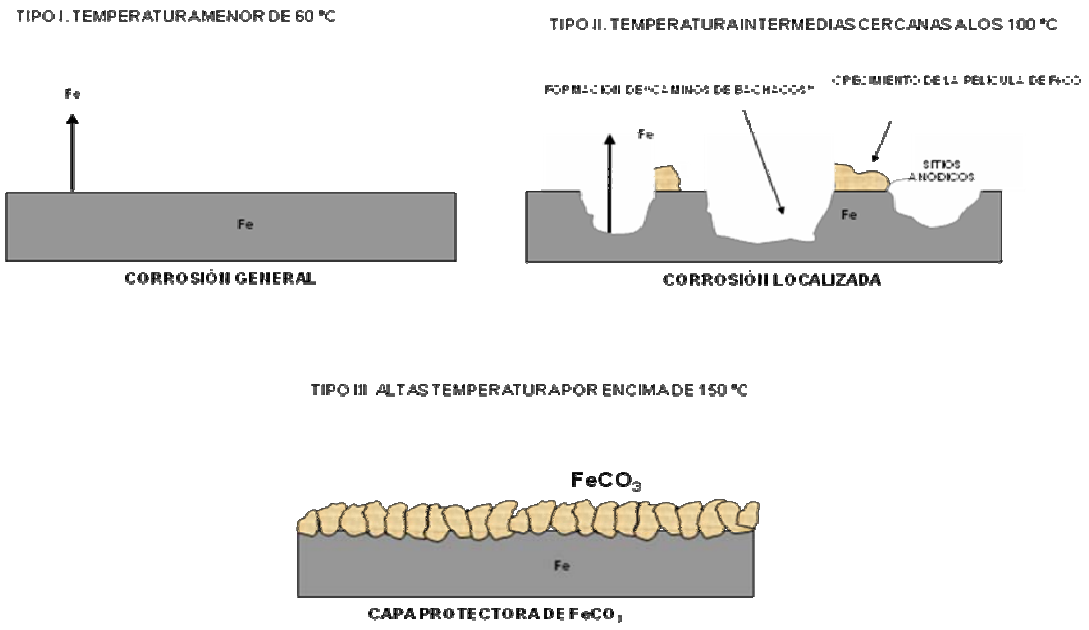


Figura 2.9. Influencia de la temperatura en la formación de la capa protectora de FeCO3.

Fuente: Sotillo, M., 2006 [10].

Tipo I: la corrosión es general (homogénea), ocurre a temperaturas menores de 60 °C, en donde la disolución del hierro no es muy alta. Pequeñas cantidades de $FeCO_3$ se forman en la superficie, pero este tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura son estables a un pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución con pH menor que 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre la superficie del metal [7].

Tipo II: la corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C, en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión y se observan profundas picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de $FeCO_3$, sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de $FeCO_3$, será heterogénea de lento crecimiento y porosa. Los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada, produciéndose el fenómeno descrito anteriormente como “camino de bachacos” [16].

Tipo III: ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 150 °C, la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de $FeCO_3$. La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del $FeCO_3$ son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de $FeCO_3$ sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por CO_2 es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora.

2.2.5 Corrosión acelerada por el fluido (erosión-corrosión)

Este tipo de corrosión se caracteriza por acelerar o aumentar el proceso de ataque sobre un material metálico causado por un movimiento relativo que debe

existir entre una superficie metálica y un fluido corrosivo. En aquellos casos en que los metales están protegidos por finas películas protectoras, estos son removidos mecánicamente por flujos turbulentos, en donde para el caso de la erosión-corrosión, el metal se desprende de la superficie en forma de iones disueltos o en la forma de productos de corrosión sólidos que son arrastrados de la superficie por el efecto erosivo del fluido en movimiento, tal y como se observa en la figura 2.10, que muestra cómo afecta la velocidad de flujo a la corrosión.

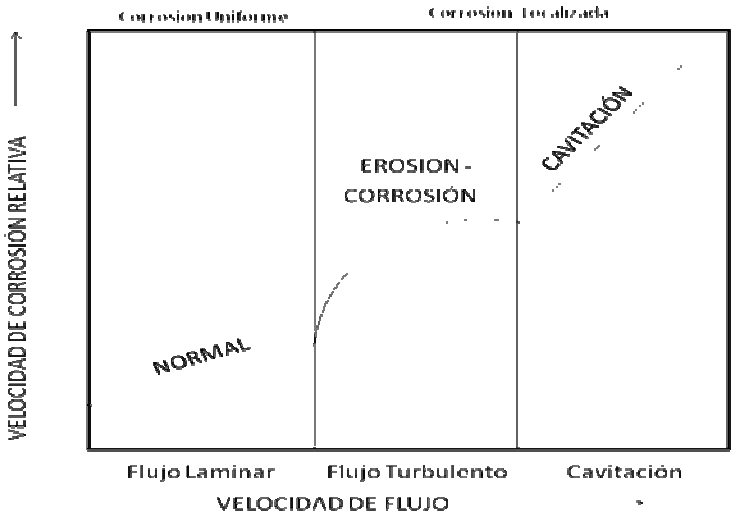


Figura 2.10. Efecto de la velocidad de flujo en la corrosión.
Fuente: Palacios, C., Hernández, O., 2007 [8].

A continuación se presentan los pasos que deben estar presentes para el daño de tuberías por erosión-corrosión.

- ✓ **Cavitación:** en el desarrollo de este tipo de corrosión se ven envueltos tanto la velocidad del líquido como la presión, el mismo se da por la formación y condensación de burbujas de vapor en un líquido cerca de una superficie metálica. Se presenta en superficies donde se forman regímenes turbulentos con

zonas alternadas de altas y bajas presiones, como bombas de barcos, turbinas hidráulicas, etc.

Estas zonas alternadas de presiones son las que provocan la vaporización del líquido y a su vez burbujas de vapor, las cuales chocan fuertemente con las paredes metálicas destruyendo todo tipo de capa protectora, y en un ataque local muy serio ocasionaría picaduras profundas.

En la figura 2.11 se muestra el probable mecanismo que ocurre en el proceso de cavitación.

1) Una burbuja de cavitación se forma sobre la capa protectora.
2) La burbuja se evapora violentamente y destruye la película.
3) La película protectora se regenera a un nivel más bajo.
4) Se repite todo el proceso desde el paso número uno, y el proceso continuado resulta en la producción de agujeros profundos.

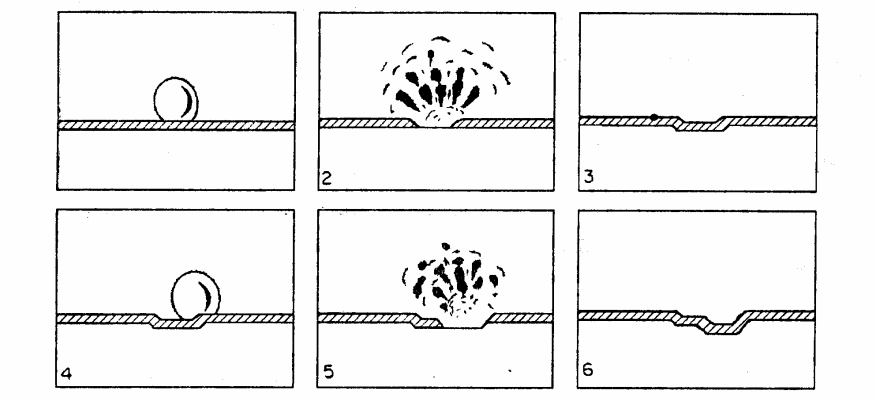


Figura 2.11. Representación esquemática de los pasos de la cavitación.
Fuente: Internet, 2008 [9].

- ✓ **Impacto líquido:** en este tipo de erosión, una gota o chorro de líquido viajando a altas velocidades choca contra la superficie de un metal. Las altas presiones locales que se generan al momento de contacto con la superficie afectando los esfuerzos normales y tangenciales, y las altas velocidades laterales que escapan de esta zona de alta presión, son los dos grandes mecanismos de daño a la superficie.

- ✓ **Impacto sólido:** este tipo de erosión es definido como el proceso de remoción de material de una superficie debido a la acción dinámica de una partícula sólida que se desplaza en un medio y choca contra una superficie. El proceso de remoción de material es netamente mecánico. La erosión por impacto sólido depende de cinco factores que son: las características de las partículas sólidas, características del fluido, condición del fluido, tipo de material que recibe el impacto y ángulo de impacto.

- ✓ **Roce y fricción:** este tipo de erosión-corrosión ocurre en áreas de contacto directo entre materiales que se encuentran bajo esfuerzo y en sistemas donde hay vibraciones y deslizamientos. Se caracteriza por picaduras o hendiduras en el metal rodeado de producto de corrosión. Es un tipo de corrosión muy destructivo, ya que implica la destrucción de componentes metálicos y la producción de restos de óxido, los cuales actúan como agentes abrasivos que ayudan al deterioro del metal.

2.2.6 Corrosión por dióxido de carbono/sulfuro de hidrogeno

El fluido proveniente de los yacimientos, por lo general, no viene contaminado solo con uno de los principales agentes corrosivos sino que usualmente presenta concentraciones variables de CO_2, H_2S y Cl^-. La presencia por si solo de alguno de ellos es capaz de producir graves daños por corrosión y la combinación de estos

agentes acelerará o disminuirá la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado.

Normalmente el comportamiento/efecto del CO_2 y el H_2S se ve regulado por las condiciones del fluido, condiciones operacionales y características del material, las cuales determinaran básicamente el tipo de ataque a presentarse. Sin embargo, gran parte de la responsabilidad sobre la morfología del ataque corrosivo depende de las características de los productos de corrosión, la presencia de elementos oxidantes y sales disueltas que la afecten directamente [12].

Particularmente es importante el efecto del H_2S en la corrosión por CO_2 y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre el sulfuro de hiero (FeS) y el carbonato de hierro ($FeCO_3$), lo que puede, en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y cambiar la morfología de la misma, por lo que se considera importante determinar cuál de estos tipos de corrosión es predominante.

El CO_2 y el H_2S son gases ácidos, al ser disueltos en agua, producen un ácido débil, ambos gases contribuyen a incrementar la acidez del medio. El aumento de acidez es proporcional al aumento de la presión parcial, lo que produciría un incremento en la tasa de corrosión, sin embargo, antes de definir el mecanismo de corrosión presente en el medio, deben ser considerados dos factores importantes:

a) A diferencia del CO_2, el H_2S puede promover la formación de una capa de sulfuro de hierro (FeS) a bajas temperaturas (<60 °C), la cual puede ser protectora o no dependiendo de los valores de pH presente en la solución [17]:

$$pH < 4 \rightarrow FeS \text{ no protector.}$$

$$pH \approx 6 \rightarrow FeS \text{ puede ser protector en presencia de cloruros.}$$

$$pH \geq 6 \rightarrow FeS \text{ puede ser protector si la solución es controlada por buffer o a muy bajas concentraciones de cloruros.}$$

Todo esto puede significar una reducción en la velocidad de corrosión cuando la relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S es menor que 50, bajo estas condiciones las velocidades de corrosión aumentan con el incremento de la temperatura, observándose una tendencia al predominio de la corrosión por H_2S.

b) Cuando esta relación es mayor que 50 se observa una tendencia a la corrosión por CO_2, lo que provocaría un incremento de la velocidad de corrosión a temperaturas cercanas a los 100 °C.

Por todo esto, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado, es importante definir cuál de estos mecanismos de corrosión es el predominante, pudiendo de esta manera estimar su magnitud y seleccionar la mejor estrategia para su control. La relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S, tiene que ser mayor a 50, según la norma NACE MR0175/ISO15156 [18].

Este valor proporciona un indicativo que permitirá determinar el mecanismo de corrosión predominante en el sistema.

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} > 50 \rightarrow \text{Corrosión por } CO_2$$

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} < 50 \rightarrow \text{Corrosión por } H_2S$$

2.2.7 Instalaciones de hocol-Colombia

Dentro de las instalaciones de Hocol, la función que cumple la batería Monal es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- ✓ Separar el gas del petróleo.
- ✓ Controlar la producción total de la batería.
- ✓ Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- ✓ Deshidratar el gas para el consumo al centro de generación eléctrica.
- ✓ Bombear el fluido a la estación Tenay.
- ✓ Separar y tratar el agua para enviarla a la planta de inyección de agua Monal.

Como es sabido, en el proceso de producción de crudo el producto viene representado en lo que llamamos fases, las cuales pueden ser crudo, gas y agua. Para obtener algún producto comercial o disponer del producto de una forma ambientalmente aceptable, se debe procesar dicho producto, donde primeramente se realiza el proceso de separación de las fases que estén presentes por medio de dispositivos mecánicos llamados “Separadores”.

En la figura 2.12 se muestra un separador dispuesto en forma horizontal típico en estaciones petroleras de Hocol-Colombia.

Figura 2.12. Separador horizontal activo de la batería Monal.
Fuente: Hocol, 2008.

El sistema de separación está constituido por cuatro separadores de producción general de tipo bifásico, cada uno con capacidad de 22.000 barriles por dia (bpd) y 3.5 millones de pies cúbicos estándar por dia (MMSCFPD), y también se cuenta con dos separadores trifásicos tipo FWKO (Free Water Knock Out) con capacidad para separar 60.000 bpd y 1 MMSCFPD cada uno. Además, existe un separador de pruebas bifásico de 11.000 bpd y 3 MMSCFPD de capacidad.

El gas separado se depura en el "Scrubber", y se puede enviar al sistema de consumo interno de combustible de la batería, a compresión donde se mide y despacha hacía el centro de generación de energía o hacía el sistema de inyección de gas (WAG), mientras que, el remanente, va al sistema de relevo donde se quema el gas (TEA), el cual, separa los condensados para su posterior recirculación al sistema de deshidratación y dispone el gas para su quema en la tea.

Dentro de la gama de tanques se encuentra uno llamado Gun Barrel como el que se muestra en la figura 2.13, que son básicamente tanques sedimentadores, y se presentan en un número muy grande de diseños interiores.

La mezcla crudo – agua, procedente de los cuatro separadores bifásicos y en los FWKOs, fluye hacía cualquiera de los ya nombrados Gun Barrel's existentes, en dicha batería existen dos, la mezcla entra primero por la bota de gas, en el cual se retira el gas disuelto y, posteriormente, a través de un sistema distribuidor; entra al "Gun Barrel", donde se deshidrata y una vez limpio pasa al tanque de almacenamiento.

El crudo en óptimas condiciones es bombeado hacia la estación de recibo Tenay a través de una unidad LACT la cual fiscaliza el volumen de crudo bombeado y sus especificaciones.

Figura 2.13. Tanque Gun Barrel.

Fuente: Hocol, 2008.

El agua separada en los equipos deshidratadores (Gun Barrel's, FWKO´s) se recibe en dos tanques desnatadores (Skimming Tanks), donde se remueve el aceite libre a través de un sistema combinado de desnate flotante y flotación con gas natural, para su posterior envío a la planta de tratamiento e inyección de agua (PIA Monal).

Los siguientes equipos cuentan con un sistema de alivio de presión (válvulas de seguridad y/o venteos), el cual recoge y conduce el gas al sistema de relevo a tea: separadores bifásicos, "FWKO´s", "Scrubber", planta deshidratadora de gas, compresores, tanque de almacenamiento de crudo, botas de gas, "Gun Barrel's" y centro de generación.

A su vez ante la posibilidad de no poder procesar la producción en situaciones de riesgo, el sistema cuenta con un cierre de emergencia que presuriza hacia atrás el proceso y automáticamente se produce el Shut Down de los pozos involucrados.

También se dispone de un sistema de drenaje que lo conforman dos subsistemas que funcionan independientemente, el de aguas aceitosas y el de aguas lluvias.

El sistema de aguas aceitosas está compuesto por canales y cajillas de recolección que van a un separador API "Skimmer" donde se retiran los sólidos y se recircula la emulsión al sistema de "Gun Barrel's".

Cuenta además con servicios industriales como aire comprimido, energía eléctrica y sistema contra incendio.

2.2.8 Metodología a utilizar para la evaluación de las instalaciones de hocol-Colombia

La Metodología a seguir para la Evaluación Integral de las instalaciones de Hocol, consiste en el desarrollo de un sistema que se basa en el análisis de riesgo. Este análisis sirve para evaluar los riesgos asociados a posibles fallas de los equipos, tuberías y sistemas de producción.

Esta metodología utilizada está basada en la práctica recomendada API 580 y los documentos de base de recursos API 581, API 1160, API RP 579, MR0175/ISO 15156, ASME B31.8, con aspectos técnicos ampliados y siguiendo la metodología del Sigecor (Gerenciamiento del control de corrosión y tratamiento basado en análisis de riesgo) el cual resulta en actividades no solo de inspección sino de mantenimiento.

En la figura 2.14 se muestra de manera esquemática esta metodología propuesta por Sigecor.

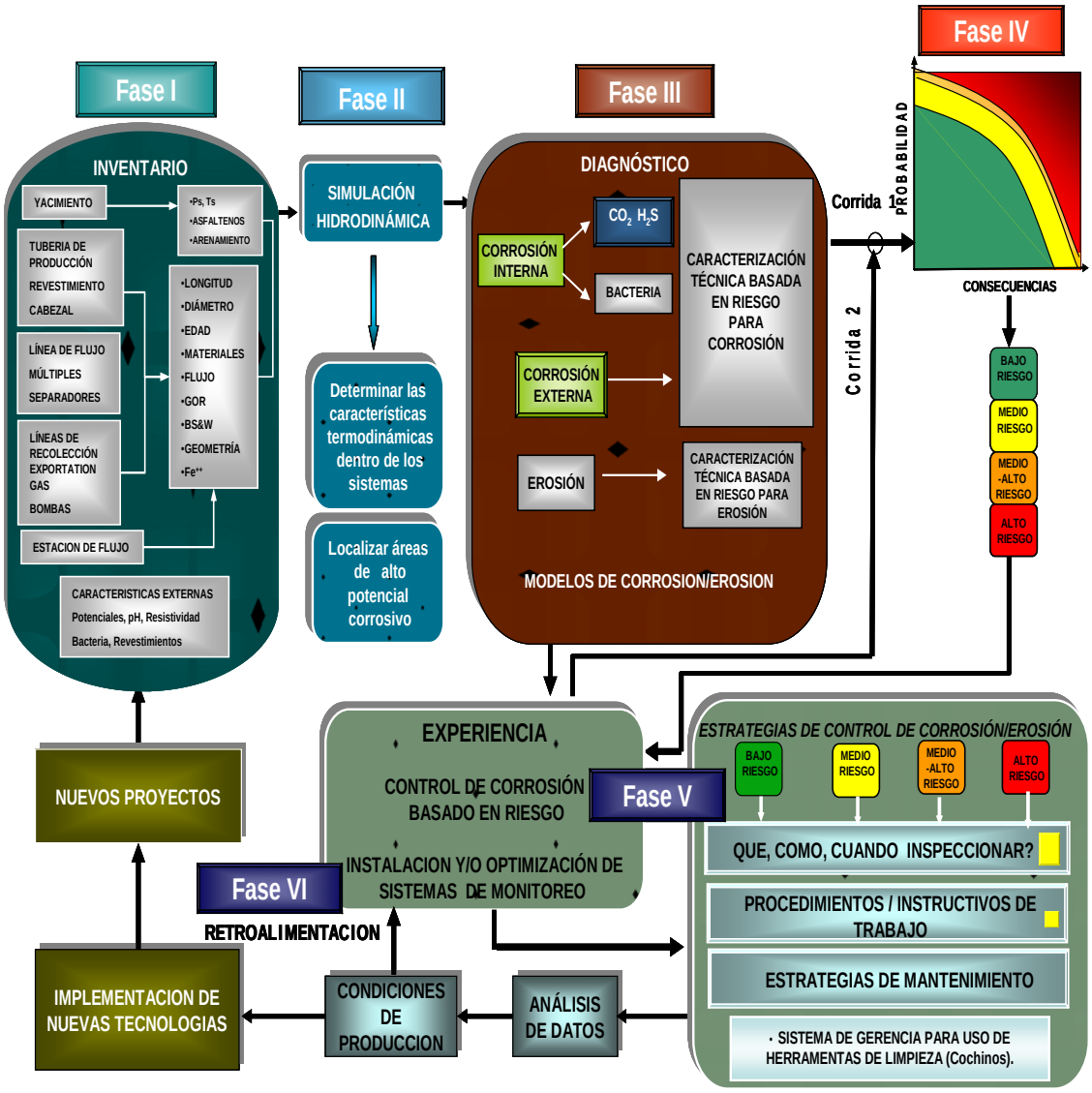


Figura 2.14. Metodología para la realización del Análisis basado en riesgo.

Fuente: DeWarrd,C., Milliams, D., 1975 [19].

Fase I: Recolección de Información (Información suministrada por Hocol-Colombia)

En esta fase, la idea es conocer el sistema y hacer un inventario completo de las instalaciones para incluirlas dentro del sistema de manejo de integridad. La información recolectada permite hacer un diagnostico inicial de las potencialidades corrosivas y eventualmente el análisis de riesgo correspondiente.

- ✓ Caracterización de yacimientos, sistema de completación de pozos y sistemas de levantamiento:

  - Tipo de yacimiento según su naturaleza.
  - Esquemáticos.
  - Diámetros.
  - Materiales.
  - Revisión de simulaciones realizadas de análisis nodal.
  - Materiales/Revestimientos.
  - Caudales.
  - Método de levantamiento utilizado.

- ✓ Caracterización del sistema de líneas de flujo:

  - Materiales, normas, piping class, etc.
  - Diámetros.
  - Revestimientos internos/externos.

- Espesores.
- T´s, P´s, Q.s.
- Planimetría.
- Simulaciones realizadas.

✓ Caracterización de los equipos:

- Materiales, normas, etc.
- Condiciones de diseño.
- T´s, P´s, Q.s.
- Revestimientos internos/externos.
- Diámetros.
- Procesos.

✓ Caracterización de los fluidos manejados:

- Físico químico de aguas.
- Porcentaje de dióxido de carbono (CO_2) y de sulfuro de hidrogeno (H_2S).
- Sólidos: cantidad y caracterización de su morfología.
- Cromatografía de gases.
- Análisis Sara.
- API.
- Parafinas.

- ✓ Caracterización de los Suelos de la zona:

    - Resistividades.
    - Análisis químico.
    - pH.
    - Sistema de protección catódica.

- ✓ Caracterización de aspectos Geotécnicos.

- ✓ Caracterización/Historial del Movimiento de Mareas y Corrientes Marinas.

- ✓ Caracterización de Criterios de Aspectos de Seguridad y Medio Ambiente: Impactos, Costos, etc.

- ✓ Costos de Reemplazo y Reparación de Equipos.

Fase II: Simulaciones Termodinámicas e Hidrodinámicas

El objetivo de esta fase es realizar las simulaciones hidrodinámicas de los sistemas, en caso de que no existan. En caso de existir, revisarlas para obtener información sobre los perfiles de presiones, temperaturas, patrones de flujo, pH, etc. para el diagnóstico de las potencialidades de de corrosión interna y erosión/corrosión.

De estas simulaciones se obtienen parámetros importantes para realizar los cálculos de velocidades de corrosión tales como: velocidades de flujo, patrones de

flujo, sitios de alta turbulencia, cuellos de botella, gradiente de presiones y temperaturas, Hold-up de liquido. El tipo de simulaciones requeridas a realizar son:

- ✓ Análisis Nodales y Simulaciones de Procesos en las Instalaciones, necesarios para la determinación de los aspectos hidrodinámicos propios de las instalaciones de sub-suelo.
- ✓ Simulaciones Hidrodinámicas de Líneas de flujo mediante el uso del PipeSim, combinado con SIGECOR y/o deWaard y Milliams Modificado.
- ✓ Simulaciones de Gasoductos y Oleoductos de transferencia mediante PipeSim.

Fase III: Diagnóstico

En esta fase se utiliza la data levantada en la Fase I y Fase II con los cálculos de velocidades de corrosión interna para determinar la potencialidad de falla en cada una de sus categorías:

- ✓ Potencialidad de falla por corrosión interna por CO_2: para el diagnostico de corrosión interna tenemos para la sección los siguientes:
- SIGECOR Modificado.
- deWaard & Milliams Modificado.
- ✓ Potencialidad de falla por corrosión interna por H_2S: se utilizarán los criterios de las normas:
- NACE MR0175-ISO 15156
- ✓ Potencialidad de falla por erosión y/o erosión/corrosión: para este diagnostico se utilizarán los siguientes modelos:
  - Software Mitool Exe.

- ✓ Potencialidad de falla, por la presencia de bacterias: para este diagnostico se utilizará una metodología contenida dentro del Sigecor.
- ✓ Potencialidad de falla por corrosión externa: para el diagnostico por corrosión externa se utilizarán criterios integrados dentro del Sigecor, los cuales estan disponibles en la literatura. Adicionalmente se utilizarán criterios contentivos en las Normas NACE RP01169-2002 y otras normas que apliquen.
- ✓ Potencialidad de falla por daños por terceros: según criterios contenidos en Sigecor o suministrados por Hocol-Colombia.
- ✓ Potencialidad de falla por falta de procedimientos operativos: según criterios contenidos en Sigecor o suministrados por Hocol-Colombia.
- ✓ Potencialidad de falla por aspectos geotécnicos: según criterios contenidos en Sigecor o suministrados por Hocol-Colombia.

SIGECOR: Es un sistema de gerencia de corrosión desarrollado por CIMA-TQ, para la evaluación de los aspectos de integridad mecánica.

Fase IV: Análisis Basado en Riesgo

La técnica de Análisis Basado en Riesgo (RBA siglas en ingles), intenta determinar los riesgos asociados con la operación continua de cada componente en los equipos, desde plataformas que contienen numerosos equipos para procesamiento de fluidos como crudo, gas, etc., hasta sistemas de tuberías para transmisión de fluidos (líneas de flujo, líneas de recolección, líneas de transmisión). Esto es realizado mediante la evaluación de dos factores fundamentales, probabilidad y consecuencia de las fallas y serán explicados más adelante en este capítulo.

Fase V: Desarrollo de Recomendaciones Para Incluir en la Operación, Acciones de Mantenimiento y Operación, Inspecciones, y Desarrollo de Procedimientos

Esta fase es quizás la más importante, ya que contiene todas las recomendaciones que deben tomarse en cuenta durante los procesos de ingeniería básica, construcción y luego durante la operación de las instalaciones.

Fase VI: Retroalimentación

Las recomendaciones dadas como resultado del RBA y que sean incorporadas a las operaciones y al mantenimiento permiten la mayor reducción del riego posible. De esta manera se podrán operar las instalaciones en los niveles de ALARP "As Low As Reasonably Possible" o "Tan Bajo como sea Razonablemente Posible". Esta fase se realiza en un tiempo posterior, luego que el sistema de gestión de mantenimiento haya sido implementado por la compañía.

2.2.9 Efecto de las condiciones hidrodinámicas en el desarrollo de la corrosión

Para la industria del petróleo y el gas, el tipo de flujo mayormente encontrado en las líneas de flujo y tubería de producción es de dos o más fases donde se encuentra petróleo, agua, gas y arena, mezclado. Las condiciones de estos flujos son determinantes en la ocurrencia o no del proceso corrosivo.

Las condiciones de flujo pueden, controlar el grado de protección proporcionado por la película formada por productos de corrosión de tres maneras: impidiendo la formación de la película protectora, acelerando la disolución de la película protectora o erosionando la película protectora como consecuencia de las fuerzas mecánicas producidas por el movimiento de los fluidos.

Los efectos de la velocidad del flujo, generalmente, son más severos en condiciones de flujos bifásicos o multifásicos que en condiciones de flujo monofásicos.

2.2.9.1 Principios del flujo bifásico

El flujo bifásico contempla los siguientes aspectos:

Velocidad superficial (V_S): es la velocidad a la cual fluiría la fase líquida o la fase gaseosa si estuviera sola en la tubería.

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A_X} \qquad \text{Ec. (2.25)}$$

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A_X} \qquad \text{Ec. (2.26)}$$

Donde:

V_{SL}: velocidad superficial del líquido.

V_{SG}: velocidad superficial del gas.

Q_L: caudal de líquido.

Q_G: caudal de gas.

A_X: área transversal de la tubería.

a) **Velocidad de la mezcla (V_m):** es la suma de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial de gas.

$$V_m = V_{SL} + V_{SG} \qquad \text{Ec. (2.27)}$$

b) **Líquido retenido (liquid holdup):** se define como la fracción de área de la sección transversal de la tubería ocupada por el líquido.

$$H_L = \frac{A_L}{A_X} \qquad \text{Ec. (2.28)}$$

Donde:

H_L: líquido retenido (liquid holdup).

A_L: área ocupada por el líquido.

A_X: área transversal de la tubería.

c) **Líquido retenido sin deslizamiento (λ):** se define como la fracción de área que el líquido ocuparía si se considera que la fase líquida y la fase gaseosa fluyen a la misma velocidad.

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \qquad \text{Ec. (2.29)}$$

De acuerdo a las velocidades superficiales de las fases presentes a lo largo de una tubería se pueden presentar diferentes patrones de flujo, teniendo esto una incidencia directa sobre la ubicación de los puntos de monitoreo de corrosión.

2.2.9.2 Patrones de flujo en tuberías horizontales

Cuando la mezcla de gas-líquido entra en una tubería, las dos fases tienden a separarse gravitando el líquido más pesado en el fondo de la tubería. El tipo de patrón de flujo depende sobre todo de las velocidades superficiales, así como la geometría del sistema y las propiedades físicas de la mezcla.

En bajos coeficientes de gas-liquido, el gas tiende a formar burbujas (bubbles) que se elevan a la parte superior de la tubería. A medida que el gas-liquido aumenta su proporción, las burbujas se hacen más grandes y eventualmente se combinan para formar tapones (plugs). Los nuevos aumentos en la relación gas-líquido causan que los tapones sean más largos, hasta que finalmente las fases de gas y líquido se encuentran en capas separadas, convirtiéndose en un flujo estratificado (straitified). A medida que el caudal de gas es mayor, el gas-líquido se convierte en el flujo estratificado ondulado (wavy).

Estas ondas se vuelven más altas con el aumento de las proporciones de gas líquido, hasta que la cresta de las olas toca la parte superior de la tubería para formar lingotes (slugs) de líquido que son empujados por el gas detrás de ellos.

Estos lingotes pueden ser de varios cientos de metros de largo en algunos casos. Los nuevos aumentos en la relación gas-liquido pueden dar un movimiento centrífugo en el líquido ocasionando un flujo anular (annular). En proporciones de gas-liquido extremadamente altos, el líquido se dispersa en la corriente de gas que fluye, teniendo un flujo disperso (dispersed) [19].

En la figura 2.15 se puede observar los distintos tipos de flujos bifásicos que se presentan en tuberías horizontales o ligeramente inclinadas (ángulo de inclinación menor a 5º).

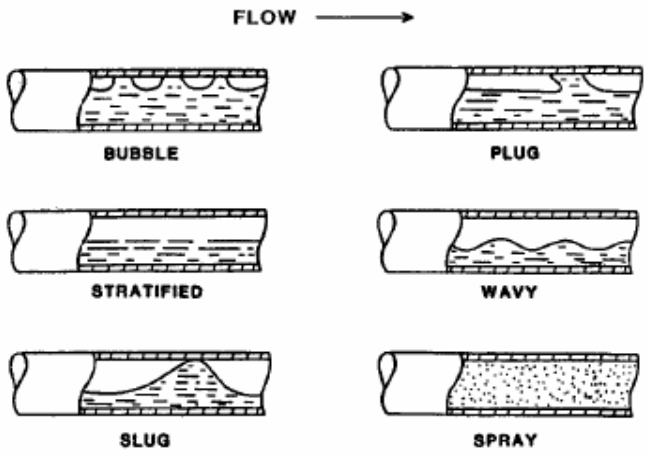


Figura 2.15. Patrones de flujo bifásico en tuberías horizontales.

Fuente: Ken, A., Maurice, S., 1995[18].

Los tipos de flujos bifásicos que mayor importancia tienen para el análisis de corrosión en tuberías horizontales son los que se presentan a continuación, debido a su gran influencia en los procesos de corrosión.

- ✓ **Flujo estratificado:** este tipo de flujo tiene lugar a velocidades muy bajas de gas y de líquido. En estas condiciones se produce una completa estratificación de los fluidos. El gas se ubica en la parte superior de la tubería y el líquido en la parte inferior. En relación a este patrón de flujo debe hacerse notar lo siguiente:

  - La fracción de volumen de la tubería ocupada por cada fase permanece relativamente constante.
  - En el caso de una tubería cuyo flujo sea ascendente, el flujo estratificado no tiene posibilidad de establecerse.

- ✓ **Flujo anular o anular niebla:** a velocidades mayores del gas, el líquido circula formando una capa delgada que cubre las paredes a lo largo de la tubería, mientras el gas fluye por el centro a alta velocidad acarreando algunas

gotas de líquido, debido a que arrastra parte del líquido de la capa mencionada. Este tipo de flujo es muy estable y debido a esto, conjuntamente con el hecho de que está favorecida la transferencia de masa gas-líquido, convierten este flujo en ventajoso para ciertas reacciones químicas (entre ellas reacciones de corrosión). Cuando la velocidad del gas en el flujo anular es suficientemente alta, la capa líquida es separada de la pared del tubo y arrastrada por el gas en forma de gotas dispersas, este patrón de flujo se conoce como flujo anular de niebla o flujo de niebla si el líquido está completamente disperso en forma de gotas muy finas en la corriente del gas. Las fases gaseosa y líquida están íntimamente mezcladas en el régimen de flujo niebla y por ello la mezcla bifásica se asemeja muy estrechamente a una fase homogénea.

En la figura 2.16 se muestra el mapa de patrones de flujo, el cual permite saber como el régimen de flujo en tuberías horizontales depende principalmente de la relación gas-liquido que pueda existir. El tipo de flujo se determina una vez hallado la velocidad superficial del gas (V_{SG}) y la velocidad superficial del liquido (V_{SL}).

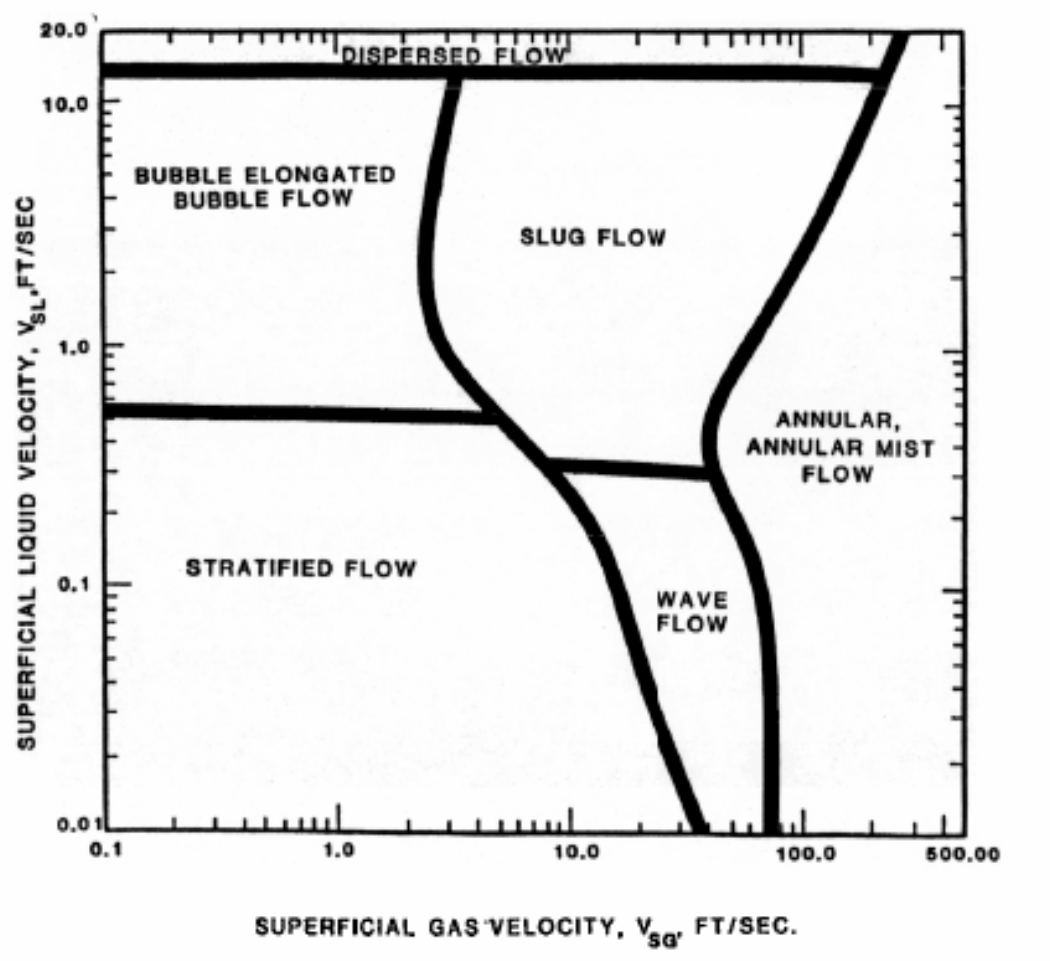


Figura 2.16. Mapa de Mandhande.

Fuente: Ken, A., Maurice, S., 1995 [18].

2.2.9.3 Patrones de flujo en tuberías verticales

Los patrones de flujo bifásico en tuberías verticales son diferentes de algunos que aparecen en las tuberías horizontales o ligeramente inclinadas. Los flujos bifásicos verticales pueden ser clasificados como de burbujas (bubble), lingotes-anular (slug-annular), de transición (transition) y anular-niebla (annular-mist), dependiendo de la relación gas-líquido [18]. Los diferentes regímenes de flujo se muestran en la Figura 2.17 y se describe a continuación:

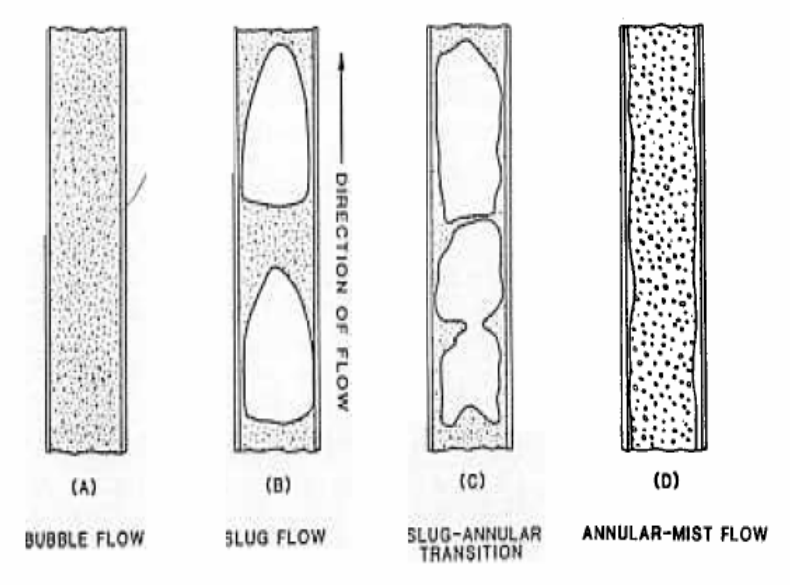


Figura 2.17. Patrones de flujo bifásico en tuberías verticales.
Fuente: Ken, A., Maurice, S., 1995 [18]

- ✓ **Flujo burbuja (Bubble)**

La tubería se encuentra ocupada casi en su totalidad por la fase líquida, la fase gaseosa (gas libre) se presenta en forma de pequeñas burbujas, las cuales se mueven a diferentes velocidades, y excepto por su densidad tienen poco efecto sobre el gradiente de presión. La pared de la tubería se encuentra siempre en contacto con la fase líquida.

- ✓ **Flujo tapón (Slug)**

La fase gaseosa es más pronunciada. Sin embargo, la fase líquida continúa fluyendo. Las burbujas de gas se unen y forman tapones, los cuales ocupan casi en su totalidad la sección transversal de la tubería. La velocidad de las burbujas de gas es

mayor que la del líquido. La capa de líquido alrededor de la burbuja puede moverse en forma descendente a bajas velocidades.

- ✓ **Flujo de transición (Transition)**

Se presenta cuando ocurre el cambio de una fase continua de líquido a una fase continua de gas. Las burbujas de gas se unen y el líquido queda atrapado dentro de ellas. Los efectos de la fase gaseosa son predominantes, sin embargo los efectos de la fase líquida son también significativos.

- ✓ **Flujo niebla o neblina (Annular-Mist)**

La fase gaseosa es continua y el volumen de líquido entra al gas en forma de pequeñas gotas. La pared de la tubería es recubierta entonces por una película de líquido, pero la fase predominante es la gaseosa y controla el gradiente de presiones.

2.2.10 Métodos de control de corrosión interna

2.2.10.1 Inhibidores de corrosión

Son sustancias que retardan o disminuyen el proceso de corrosión al ser añadidas en pequeñas cantidades. Están diseñados en función del tipo de fluido a los que serán expuestos, ya que su objetivo es "ir" hasta la instalación sobre la cual se adsorberá para, bien sea formar una película de protección o interactuar con las reacciones de corrosión que en la superficie ocurran, modificándolas o "ayudando" a formar productos de corrosión mucho más tenaces y resistentes. Los formadores de película, que son de naturaleza polar, son los más usados para la protección interna de

las tuberías. En la industria petrolera los tratamientos con inhibidores de uso más frecuentes son [7]:

- ✓ **Tratamiento por tapones (BATCH):** este tipo de tratamiento es comúnmente utilizado en los pozos petroleros que carecen o se dificulta la instalación de sistemas de inyección a fondo de pozo, donde se inyecta el inhibidor en cantidad suficiente para toda la tubería de producción dejándolo por un corto período, durante el cual forma una película de protección en la superficie del metal. La vida útil de esta película debe ser mayor o igual al tiempo transcurrido entre cada tratamiento, dependiendo la frecuencia del tratamiento de las condiciones del pozo.

- ✓ **Tratamiento continuo:** este tipo de tratamiento es empleado frecuentemente en tuberías donde se manejan altos niveles de fluido y se realiza mediante la inyección de volúmenes continuos de inhibidores en la tubería, reponiendo continuamente la película protectora.

La eficiencia de los inhibidores es afectada por varias condiciones del medio ambiente y de los materiales, siendo los más comunes a considerar la temperatura y la velocidad del fluido.

2.2.10.2 Selección de materiales especiales

Las aleaciones de acero al carbono dado su bajo costo son los materiales más comúnmente utilizados en la fabricación de equipos e instalaciones de diversas índoles, sin embargo, este tipo de material es muy susceptible a experimentar el fenómeno de corrosión, siendo necesaria la utilización de métodos de control para minimizarlo.

El uso de inhibidores de corrosión es el método más comúnmente utilizado para el control de corrosión, sin embargo existen sistemas altamente corrosivos donde la velocidad del fluido alcanza valores de tal magnitud que no permiten el uso de esta técnica. En estos casos y en sistemas con altos contenidos de H_2S, a pesar de los altos costos involucrados, la utilización de materiales especiales es la mejor opción y el método más sencillo de prevención [7].

2.2.11. Métodos de protección contra la corrosión externa

2.2.11.1. Revestimiento multicapa

Son revestimientos llamados de última generación. Básicamente se dividen en dos tipos dentro de su género: de dos capas y de tres capas. El sistema de dos capas está constituido por una resina epóxica curada por fusión como primera capa, aplicada vía electrostática, seguido por la aplicación vía extrusión de una poliolefina modificada (polietileno o polipropileno). El sistemas tres capas consta de una primera capa de resina epóxica curada por fusión, seguido de un adhesivo que permite la adherencia de la resina epóxica con la tercera capa de polietileno o polipropileno.

2.2.11.2. Polvo epóxico dual

Está constituido por dos capas de resinas curadas por fusión, la primera es una resina en polvo convencional y la segunda modificada para evitar el paso de agua que permite el desprendimiento o pérdida de adherencia del revestimiento epóxico. Esta técnica está diseñada para trabajar hasta una temperatura máxima de 110 °C.

El revestimiento es aplicado en planta vía electrostática con inyectores y lechos fluidizados de resinas diferentes.

2.2.11.3. Resina epóxica curada por fusión

Este revestimiento es el más utilizado a nivel mundial para tendido de nuevas líneas. El sistema se aplica en planta vía electrostática con inyectores y lecho fluidizado, que luego por calor se funde formando la película de revestimiento. Presenta, en general, buenas propiedades.

Las fallas más comunes han sido atribuidas al manejo de tuberías, condiciones de aplicación y formación de ampollas bajo condiciones de inmersión. Por esta razón, es importante la elaboración de especificaciones para el control de procedimiento de aplicación e inspección del revestimiento.

2.2.11.4. Cintas de polietileno

Es una técnica que puede ser aplicada en frío y en caliente, en planta o en el campo, y generalmente son aplicadas con máquinas. Los problemas más comunes encontrados con el uso de estas cintas han sido relacionados con la pobre aplicación, inadecuada preparación de superficie, así como el control de la tensión durante la aplicación. Otro problema específico que ha sido publicado es el concerniente a la resistencia, el esfuerzo de corte del suelo, la inquietud y preocupación de la susceptibilidad del acero al carbono a la corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC). A pesar de los inconvenientes antes mencionados es el tercero o cuarto revestimiento más utilizado en proyectos nuevos y uno de los principales en rehabilitación.

2.2.11.5. Protección catódica

La protección catódica es una técnica de control de la corrosión, que está siendo aplicada cada día con mayor éxito en el mundo entero, ya que se hacen necesarias nuevas instalaciones de sistemas de tuberías para transportar petróleo, productos terminados, agua, así como para tanques de almacenamientos, cables eléctricos y telefónicos enterrados y otras instalaciones importantes.

En la práctica se puede aplicar protección catódica en metales como acero, cobre, plomo, latón, y aluminio, contra la corrosión en todos los suelos y, en casi todos los medios acuosos. De igual manera, se puede eliminar el agrietamiento por corrosión bajo tensiones, corrosión intergranular, picaduras, etc.

a) Fundamentos de la protección catódica

Luego de analizadas algunas condiciones, especialmente desde el punto de vista electroquímico dando como resultado la realidad física de la corrosión, después de estudiar la existencia y comportamiento de áreas específicas como ánodo-cátodo-electrolito y el mecanismo mismo de movimiento de electrones e iones, llega a ser obvio que si cada fracción del metal expuesto de una tubería o una estructura es construida de tal forma de coleccionar corriente, dicha estructura no se corroerá porque sería un cátodo.

La protección catódica realiza exactamente lo expuesto, forzando la corriente de una fuente externa, sobre toda la superficie de la estructura. Mientras que la cantidad de corriente que fluye, sea ajustada apropiadamente venciendo la corriente de corrosión, y descargándose desde todas las áreas anódicas, existirá un flujo neto de corriente sobre la superficie, llegando a ser toda la superficie un cátodo.

Para que la corriente sea forzada sobre la estructura, es necesario que la diferencia de potencial del sistema aplicado sea mayor que la diferencia de potencial de las microceldas de corrosión originales.

La protección catódica funciona gracias a la descarga de corriente desde una cama de ánodos hacia tierra y que los materiales estén sujetos a corrosión, por lo que es deseable que dichos materiales se desgasten (se corroan) a menores velocidades que los materiales protegidos.

Teóricamente, se establece que el mecanismo consiste en polarizar el cátodo, llevándolo, mediante el empleo de una corriente externa, más allá del potencial de corrosión, hasta alcanzar por lo menos, el potencial del ánodo en circuito abierto, adquiriendo ambos el mismo potencial y eliminándose la corrosión del sitio, por lo que se considera que la protección catódica es una técnica de polarización catódica.

La protección catódica no elimina la corrosión, lo que hace es remover la corrosión de la estructura a ser protegida y la concentra en un punto donde se descarga la corriente.

Para su funcionamiento práctico requiere de un electrodo auxiliar (ánodo), una fuente de corriente continua cuyo terminal positivo se conecta al electrodo auxiliar y el terminal negativo a la estructura a proteger, fluyendo la corriente desde el electrodo a través del electrólito llegando a la estructura.

b) Protección catódica vía corriente galvánica (ánodo de sacrificio)

Se fundamenta en el mismo principio de la corrosión galvánica, en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal

anódico. En la protección catódica con ánodos galvánicos, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.

La diferencia de potencial existente entre el metal anódico y la tubería a proteger, es de bajo valor porque este sistema se usa para pequeños requerimientos de corriente, pequeñas estructuras y en medio de baja resistividad.

c) Protección catódica vía corriente impresa

En este sistema se mantiene el mismo principio fundamental, pero tomando en cuenta las limitaciones del material, costo y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio, se ha ideado este sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente generadora continua regulable o, simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura.

La corriente externa disponible es impresa en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica.

La dispersión de la corriente eléctrica en el electrolito se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito.

El terminal positivo de la fuente debe siempre estar conectado a la cama de ánodo, a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura. Este tipo de sistema trae consigo el beneficio de que los materiales a usar en la cama de ánodos se consumen a velocidades menores, pudiendo descargar mayores cantidades de corriente y mantener una vida más amplia.

En virtud de que todo elemento metálico conectado o en contacto con el terminal positivo de la fuente e inmerso en el electrolito es un punto de drenaje de corriente forzada y por lo tanto de corrosión, es necesario tener el mayor cuidado en las instalaciones y la exigencia de la mejor calidad en los aislamientos de cables de interconexión.

2.2.12 Métodos de cálculo y determinación de tasas de corrosión

2.2.12.1 Cálculo de velocidad de corrosión por CO_2

En el campo de ingeniería de corrosión numerosas investigaciones han sido encaminadas con la finalidad de desarrollar un modelo matemático que permita determinar con la menor cantidad de variables posibles las velocidades de corrosión presentes en ambientes con contenidos de CO_2, proporcionando de esta manera una herramienta de uso sencillo y efectivo, que al predecir las tasas de corrosión presentes en un determinado sistema, permite al ingeniero de corrosión tomar las medidas necesarias para controlar sus efectos.

Diversas correlaciones han sido desarrolladas con este fin, siendo la más conocida, la correlación de De Waard [20].

La correlación de De Waard y Milliams en su forma original fue durante mucho tiempo la única disponible, siendo criticada posteriormente por muchos investigadores en el aspecto de como predice los valores de corrosión.

Esta ecuación ha sido modificada a través de los años por sus autores, añadiéndose a la ecuación original diversos factores de corrección obtenidos a partir de experimentos realizados en bancos de pruebas y asociados a efectos tanto químicos como físicos producidos durante el proceso de corrosión [19].

Finalmente una última versión de esta correlación ha sido presentada por De Waard, Lotz y Dugstad [21], expresada de la siguiente manera:

$$V_{Corr} = \frac{V_{tm} * V_r * F_{\frac{c}{n}} * F_s * F_{\frac{cr}{n}}}{V_{tm} + \left(V_r * F_{\frac{c}{n}}\right)} \qquad \text{Ec. (2.31)}$$

Donde:

V_{corr}: Velocidad de corrosión [mm/a].

V_{tm}: Velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa [mm/a].

V_r: Velocidad de corrosión controlada por la reacción química [mm/a].

F_s: Factor de corrección por formación de capa de carbonato de hierro ($FeCO_3$) o factor de escama.

$F_{c/n}$: Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero.

$F_{cr/n}$: Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero.

Esta nueva versión de la correlación de De Waard y Milliams [20] se basa principalmente en estudios realizados sobre la influencia de la velocidad del fluido en el proceso de corrosión por CO_2, donde se toma en consideración los efectos de la energía de reacción y de la transferencia de masa del dióxido de carbono (CO_2) disuelto, desde el volumen de la solución hasta la superficie del acero respectivamente. En esta correlación también se estudian los efectos que la composición del acero y su microestructura ejercen sobre la velocidad del proceso de corrosión.

Es importante mencionar que la ecuación de DeWarrd y Milliams considera que existe agua libre en contacto con la tubería, lo que se traduce en condiciones más severas y justifica que los resultados obtenidos presenten valores muy por encima de los considerados como altos o críticos. Por esta razón se incluyó un factor de

corrección que varía dependiendo del porcentaje de agua presente en el sistema, como se muestra a continuación:

$$V_{\frac{Corr}{c}} = F_{H_2O} * \frac{V_{tm} * V_r * F_{\frac{c}{n}} * F_s * F_{\frac{Cr}{n}}}{V_{tm} + \left(V_r * V_{\frac{c}{n}}\right)} * 39{,}37 \qquad \text{Ec. (2.32)}$$

Donde:

F_{H2O}: factor de corrección por presencia de agua:

- Si $2 \leq \%H_2O < 5$; $F_{H2O} = 0{,}2$
- Si $5 \leq \%H_2O < 10$; $F_{H2O} = 0{,}5$
- Si $\% H_2O \geq 10$; $F_{H2O} = 0{,}7$

$V_{Corr/c}$: velocidad de corrosión corregida de acuerdo con la presencia de agua en el sistema (mpy).

V_{tm}: velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa (*mm/a*).

Vr: velocidad de corrosión controlada por la reacción (*mm/a*).

F_S: factor de corrección por formación de capa de $FeCO_3$ o factor de escama.

$F_{c/n}$: factor de corrección por el contenido de carbono en el acero.

$F_{Cr/n}$: factor de corrección por el contenido de cromo en el acero.

A continuación se detallan los efectos que la velocidad del fluido, temperatura, composición del acero y su microestructura ejercen sobre la velocidad de corrosión y que son expresados en esta correlación a través de factores de corrección [20].

a.- Efecto de la velocidad del fluido

Básicamente cualquier proceso de corrosión consta de dos grande etapas consecutivas, en primer lugar el transporte de las especies corrosivas a través del fluido y su concentración sobre la superficie del metal.

La velocidad a la cual suceden estas reacciones determina la velocidad de la reacción de corrosión y se encuentran definidas de la siguiente manera:

- ✓ **Velocidad de corrosión controlada por la reacción (Vr):**

$$\log(V_r) = 5{,}875 + 0{,}41\log(P_pCO_2) - \frac{1119 - 0{,}0013 * T^2}{T} - 0{,}3 * pH \qquad \text{Ec. (2.33)}$$

Siendo:

$$P_pCO_2 = \frac{P_T * \%CO_2}{100} \qquad \text{Ec. (2.34)}$$

Donde:

P_pCO_2: presión parcial de CO_2 [bar].

T: temperatura [K].

pH: pH de la solución.

P_T: presión total del sistema [bar].

$\%CO_2$: concentración de CO_2 presente en la solución [mol].

El pH es un factor importante a considerar en el estudio de la corrosión por CO_2 ya que la dependencia de las tasas de corrosión por la velocidad del fluido decrece a medida que aumenta el pH. Este aspecto es significativo en situaciones prácticas

donde el carbonato de hierro ($FeCO_3$) disuelto puede incrementar el pH y disminuir las tasas de corrosión.

- ✓ **Velocidad de Corrosión controlada por transferencia de masa (V_{tm}):**

$$V_{tm} = \frac{2{,}8 * V_m^{0.8} * P_p CO_2}{\frac{d^{0.2}}{4}} \qquad \text{Ec. (2.35)}$$

Donde:

V_{tm}: velocidad superficial del líquido [m/s].

d: diámetro interno [m].

P_pCO_2: presión parcial de CO_2 [bar].

V_m: velocidad de la mezcla.

b.- Efecto de la temperatura

La temperatura a partir de la cual se comienza a formar la película protectora de productos de corrosión es denominada temperatura de formación de capa o escama (T_{escama}). A temperaturas mayores a la temperatura de formación de capa las tasas de corrosión tienden a decrecer.

Las experiencias reportadas por Ikeda [12] sobre tasas de corrosión bajo condiciones de altas temperaturas, presiones y altas velocidades de flujo y las investigaciones realizadas por De Waard y su equipo, sirvieron para desarrollar una ecuación que permite determinar el factor de escama, el cual se expresa de la siguiente manera:

- ✓ **Factor de corrección por la formación de la capa de carbonato de hierro ($FeCO_3$) o factor de escama (Fs):**

$$\log(F_s) = \frac{2400}{T} - 0{,}44 * \log(P_p CO_2) - 6{,}7 \qquad \text{Ec. (2.36)}$$

Donde se tiene las siguientes consideraciones:

Si Fs > 1; Fs = 0,45

Si Fs ≤ 1; se toma el valor.

c.- Efecto de la composición química del acero y su microestructura

Para los efectos de estudiar y cuantificar los efectos que ejercen la composición química del acero y su microestructura sobre la corrosión por CO_2, se han dividido los aceros en dos grandes grupos: aceros normalizados y aceros templados y revenidos. La influencia de cada uno de ellos se ha expresado a través de factores de corrección, donde los principales parámetros a considerar son el contenido de carbono y cromo presente en los mismos. Los factores de corrección asociados al efecto que ejerce el tipo de acero utilizado son definidos de la siguiente manera:

- ✓ **Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero:**

Para aceros normalizados:

$$F_c/_n = 1 + (4{,}5 - 1{,}9) * \%C \qquad \text{Ec. (2.37)}$$

Para aceros templados y revenidos:

$$F_c/_{gr} = 1 \qquad \text{Ec. (2.38)}$$

- ✓ **Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero:**

Para aceros normalizados:

$$F_{cr/n} = \frac{1}{1 + (2{,}3 + 0{,}4) * \%Cr} \qquad \text{Ec. (2.39)}$$

Para aceros templados y revenidos:

$$F_{cr/gr} = \frac{1}{1 + (1{,}4 + 0{,}3) * \%Cr} \qquad \text{Ec. (2.40)}$$

2.2.12.2 Determinación de la susceptibilidad a corrosión por H_2S

A diferencia de la corrosión por CO_2, no existe un método que permita calcular las velocidades de corrosión por H_2S, en estos casos solo puede ser utilizada la norma NACE MR0175/ISO15156-2005 [21], y determinar la susceptibilidad a experimentar de acuerdo al tipo de corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC) al ser expuesto el material a un ambiente ácido. Un ambiente ácido se encuentra compuesto por fluidos que contienen agua libre y H_2S en cantidades por encima de 0.344 Kpa (0.05 psia) de su presión parcial.

Adicionalmente la norma especifica que el material debe tener una dureza máxima de 22 Rockwell C (Rc) para que no se considere susceptible a la corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros, e indica que es poco probable que un material con una dureza menor a la indicada ocurra este tipo de corrosión, pero puede ocurrir corrosión uniforme causada por H_2S.

A pesar de los expresado en dicha norma, Watkins y Ayer [23], indican que la resistencia a la corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC) es definida por la resistencia inherente de las fases presentes en la microestructura, ya que son estas fases metalúrgicas las que experimentan el SSCC, y que además la resistencia a este tipo de corrosión no está determinada por la dureza del material, ya que aunque ésta es una propiedad metalúrgica y su magnitud es gobernada por las fases presentes en la microestructura, la dureza absoluta por sí sola no es un indicativo de una fase metalúrgica especificada o de propiedades tales como la resistencia a SSCC.

Esta propiedad solo puede ser utilizada para identificar fases metalúrgicas cuando son conocidas otras importantes informaciones sobre el material, como por ejemplo, la composición química y los tratamientos térmicos.

La guía establecida para una dureza de 22 Rc sólo tiene significado para aceros al carbono con una microestructura ferrítica o ferrítica-perlítica, pero es aplicada indiscriminadamente para todos los aceros. La dureza típica de una microestructura ferrítica es menor de 22 Rc. Hasta ahora un valor por encima de este, indica que puede estar presente en la microestructura una cantidad significativa de martensita o bainita. Dado que ambas fases tienen poca resistencia a este tipo de corrosión, una alta dureza en aceros al carbono se encuentra relacionada con una baja resistencia a SSCC.

Watkins y Ayer [23] indican que un criterio basado en la dureza máxima puede ser una efectiva herramienta de control de SSCC en aceros al carbono, porque una alta dureza es sinónimo de la presencia de fases susceptibles a la corrosión por SSCC. Sin embargo, en aceros de baja aleación la dureza no es un indicativo confiable de la resistencia a SSCC, ya que la variación microestructural en martensita revenida o bainita, y/o su resistencia a SSCC asociada, no puede ser definida únicamente por la dureza.

Por ejemplo, ha sido observada este tipo de corrosión en microaleaciones de acero en regiones de baja dureza. Fallas por SSCC han ocurrido en tuberías fabricadas con materiales con una dureza menor de 22 Rc, mientras que se pueden conseguir aceros con una dureza mayor de 22 Rc que presentan alta resistencia a SSCC.

Por todo esto, hay que destacar que aun cuando los materiales cumplan las especificaciones en cuanto a composición química y propiedades mecánicas, esto no representa un indicativo de que no puedan ser susceptibles a SSCC o HIC. Como ya ha sido establecido, estos tipos de corrosión están muy influenciados por el tipo de microestructura presente y su distribución, aspectos que actualmente no se encuentran completados en las normas de selección de materiales para ambientes agrios (con H_2S).

2.2.12.3 Control de la erosión

La erosión ocurre cuando los fluidos llevan entre si la presencia de arena. Es más común en los sitios de la tubería donde el fluido está expuesto a cambios de dirección, por ejemplo, donde se encuentran instalados accesorios tales como codos, válvulas estranguladoras, conexiones roscadas, etc., las cuales producen obstrucciones en el flujo. La aplicación de los métodos de control en esos puntos garantizará el estudio de las tasas de erosión más críticas.

Algunos métodos de determinación/medición de la erosión pueden ser los mismos que se utilizan en el control de corrosión interna: medición de espesores en puntos críticos, instalación de cupones en zonas afectadas, selección de materiales adecuados, etc. Sin embargo, mediante la predicción de las tasas de erosión y la fijación de una velocidad de flujo crítica, se obtendrían grandes logros en función de su control.

2.2.12.4 Determinación de las velocidades erosiónales

Algunas de las normas existentes para evitar el daño erosional, están basadas en relaciones puramente empíricas como la velocidad límite definida por la American Petroleum Institute en la Norma API RP 14E [24]. Esta norma proporciona una velocidad de producción límite por encima de la cual ocurre el fenómeno de erosión, la cual es determinada a partir de la siguiente ecuación:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \qquad \text{Ec. (2.41)}$$

Donde:

ρ: densidad del fluido [lb/pie^3].

V_e: velocidad límite de producción [pie/s].

C: constante:

- 100 para servicio continúo.
- 125 para servicio intermitente.

2.2.13 Técnica análisis basado en riesgo

La técnica de Análisis basado en riesgo (RBA por sus siglas en ingles, Risk based analisys), intenta determinar los riesgos asociados, desde plataformas que contienen numerosos equipos para procesamiento de fluidos como crudo, gas, etc., hasta sistemas de tuberías para la transmisión de fluidos (líneas de flujo, líneas de recolección, líneas de transmisión).

Organizaciones como el Instituto Americano del Petróleo (API) y grandes corporaciones mundiales e industrias, han venido trabajando en conjunto para desarrollar técnicas de análisis basado en riesgo con el fin de mejorar cada día más la

práctica de Inspección basada en riesgo (RBI). Como producto de ésto, se han estado implementando las prácticas recomendadas API 580 [25], la cual permitirá que todas las empresas apliquen la técnica RBI en sus sistemas de producción, en concordancia con estándares técnicos en el futuro. La Inspección basada en riesgo (RBI: Risk-Based Inspection) es una técnica metodológica que utiliza el análisis de riesgo para establecer prioridades en el manejo de programas de inspección los cuales serán aplicados en equipos pertenecientes a un sistema de producción. Su objetivo principal es desarrollar un programa de inspección y mantenimiento los más efectivo posible al menor costo, que provea seguridad y confianza en cuanto a la integridad mecánica y confiabilidad de los equipos, y que limite, ó mejor aún, que disminuya los riesgos asociados con fallas potenciales que puedan ocasionar daños al medio ambiente, al personal de trabajo, así como también afectar la integridad técnica de las instalaciones de un sistema de producción.

Todo esto es realizado mediante la evaluación de dos factores fundamentales, los cuales son:

- ✓ **La Probabilidad de Falla:** está relacionada con la pérdida del contenido del fluido de trabajo. Establece, probabilísticamente, la posibilidad de que ocurra una liberación del fluido a partir de una falla mecánica de un equipo del sistema. La probabilidad de falla está directamente relacionada con las potencialidades de fallas del sistema en evaluación, que son nombradas más adelante. Para el caso de este proyecto, dentro de las potencialidades de falla existe un factor que es la corrosión, el cual es el que mayor influye en las probabilidades de fallas, de acuerdo a expertos en la materia. Las potencialidades de falla son evaluadas de manera cuantitativa o cualitativa y mediante resultados de sistemas de monitoreo instalados en los sistemas evaluados. Mientras más alto es el potencial corrosivo mayor es la probabilidad

de tener una falla. En este sentido, la definición del riesgo viene dada por lo siguiente:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de Falla} \times \text{Consecuencia} \qquad \text{Ec. (2.42)}$$

Esta potencialidad de falla considera cinco (05) criterios, los cuales son más direccionados a los equipos, tuberías y sistemas de producción. Las potencialidades de falla están definidas como:

- Corrosión interna: erosión, corrosión, bacterias, CO_2/H_2S, erosión/corrosión, etc.
- Corrosión externa: bacterias, suelos, pérdidas de espesor.
- Daños por terceros: vandalismo, excavadoras, etc.
- Geotécnicos: movimientos de tierra, derrumbes, inundaciones, etc.
- Mala operación: falta de procedimientos, capacitación del personal, etc.

✓ **La Consecuencia de Falla:** este factor intenta cuantificar los posibles daños que puedan resultar de una liberación del fluido de trabajo por causa de una falla. En este caso, dichas consecuencias están enfocadas primordialmente en tres (03) categorías:

- Daños al medio ambiente.
- Salud y Seguridad.
- Económica: los costos que significa la pérdida de integridad del sistema de producción evaluado: material reemplazado, diferimiento de producción, multas, etc.

Los resultados de los niveles de riesgo se pueden representar en una matriz de riesgo, la cual es una forma muy eficaz de comunicar la distribución de riesgos en toda una planta o un proceso de producción sin la especificación de valores numéricos. Esta técnica fue planteada por el Instituto Americano del Petróleo (API) [25], en donde la práctica que ellos recomiendan (API 580), establece la utilización de una matriz de riesgo mostrada en la figura 2.20.

Figura 2.18. Matriz de decisión. Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Estas cifras, la consecuencia y la probabilidad de fallas se organizan de tal manera que el rango de riesgo más alto se sitúa en la esquina superior derecha, la de menor rango de riesgo en la esquina inferior izquierda. Por lo general, es conveniente asociar valores numéricos a las categorías para proporcionar orientación al personal que realiza la evaluación, para esta técnica también se pueden utilizar diferentes tamaños de matrices.

La técnica que se implementará a partir del RBI es multidisciplinaria y requiere de continuas actualizaciones producto de las actividades de inspección. Una vez recolectada la información y actualizado el sistema, permite que los esfuerzos de inspección sean continuamente enfocados y re-enfocados hacia las áreas donde la integridad puede verse amenazada, de este modo se maximiza la confianza en los equipos aunado a un costo mínimo de inspección, es decir, que son evitadas inspecciones repetidas en equipos que ya han sido probados y catalogados como equipos seguros, reduciendo costos.

Una vez analizado el riesgo en el sistema de producción, el equipo de mayor riesgo se convierte en el foco de inspecciones y de mayor mantenimiento con el fin de reducir el riesgo, mientras que en los equipos de bajo riesgo se busca reducir las inspecciones y el mantenimiento, ya que no poseen un incremento significativo de riesgo. El RBI intenta buscar el punto de equilibrio entre estas dos situaciones.

El Ingeniero de corrosión juega un papel muy importante dentro de la utilización del RBI, debido a que la mayoría de las fallas en un sistema de producción, más que todo de petróleo y gas, tienen que ver con el fenómeno de corrosión.

RBI exige el entendimiento del proceso de corrosión que puede ocurrir en el equipo y de las condiciones de operación que pudieran conducir a una degradación de los materiales.

Por otra parte, ésta técnica requiere de herramientas de inspección y procedimientos adecuados que puedan encontrar el daño generado por corrosión anticipadamente en una etapa sub-crítica.

CAPITULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

En el desarrollo de este proyecto se implementó un sistema de gestión de control de corrosión, aplicado a los pozos, líneas de flujo y líneas de transferencia de los campos San Francisco, Balcon, y La Hocha de Hocol-Colombia, así como también, las baterías (estación de producción), plantas de tratamiento e inyección de agua (PIAS), y la estación de almacenamiento y bombeo "Tenay", de la misma. Se debe acotar que en este trabajo se analizaron todos los equipos estáticos instalados en los pozos, baterías, plantas de agua y en otras áreas de los campos arriba mencionados, lo cual incluye líneas de flujo, líneas de transferencia, líneas de proceso, separadores bifásicos y trifásicos, scrubbers, tanques de almacenamiento, skimmers, tanques de lavado fwkos (free wáter knock out drum).

Para la realización de este trabajo se implementó la metodología que incluye el análisis basado en riesgo (RBA: Risk based analysis), como la principal herramienta para dirigir y establecer prioridades en los programas de inspección y mantenimiento de los equipos y tuberías de las estaciones en estudio. Esta técnica es catalogada como un elemento fundamental para la gestión del control de corrosión, ya que ella basa su análisis en: formas en las cuales puede fallar un equipo, probabilidades de que esta falla ocurra y las consecuencias que las fallas puedan ocasionar. La misma permite establecer programas de mantenimiento en base al control de la corrosión y criterios de protección y monitoreo, logrando así que las instalaciones operen en los niveles de riesgo más bajos como razonablemente sea posible, conservando la integridad mecánica, la distribución y administración eficiente de los recursos y actividades de mantenimiento.

Es importante destacar que para el desarrollo de la evaluación de la integridad mecánica de los equipos estáticos de la Empresa Hocol – Colombia, fue necesario el procesamiento de datos, unos suministrados por Hocol y otros tomados por el personal asignado a esta empresa, para luego ser utilizados en este trabajo en la determinación de los niveles de riesgo de los equipos inspeccionados. Los datos de especificaciones de materiales de tuberías y recipientes así como de sus espesores de pared fueron suministrados por Hocol, los datos operacionales y físico-químicos de los fluidos manejados fueron tomados del historial de la empresa. Sabiendo que ésta es fundamental para el buen desarrollo de esta técnica, queda claro que cada etapa del sistema de gestión para el control de la corrosión fue cumplida a cabalidad. Estos datos, una vez obtenidos fueron introducidos en el software Mitool Exe, y a partir de éste, fue determinando el tipo de corrosión presente, las velocidades de corrosión, los niveles de riesgo y las estrategias de control de la corrosión, acciones de mantenimiento y las frecuencias de inspección de los equipos y tuberías analizados.

La metodología seguida para llevar a cabo el trabajo mencionado, consistió en las siguientes seis (6) etapas:

1. Identificación del sistema.
2. Establecimiento de los principales factores que inciden en el proceso de deterioro y falla de los equipos
3. Cálculo de las velocidades de corrosión.
4. Análisis basado en riesgo.
5. Representación esquemática de los niveles de riesgo de las instalaciones analizadas.
6. Estrategias de control de corrosión, mantenimiento y frecuencia del mantenimiento.

A continuación se explica detalladamente en qué consiste cada una de estas etapas mencionadas para el desarrollo de este proyecto.

3.1 Identificación del sistema

Como primer paso, se seleccionaron e identificaron las partes del sistema de producción que se someterían a estudio, estableciendo claramente sus límites, y elaborando un inventario de todos los equipos y tuberías involucrados en el proceso.

Cabe destacar que sólo se analizaron los pozos y sus líneas de flujo, los equipos estáticos y tuberías de las baterías y plantas de inyección de agua (pias), y los ductos de transferencia entre las distintas instalaciones.

De ellos se recopiló información y datos sobre: variables operacionales (presión, temperatura, caudal), características de las tuberías y equipos (diámetro, ubicación, servicio, material, tipo de tratamiento térmico, composición etc.), características de los fluidos (propiedades físicas, composición química, etc.); todo esto proporcionado por Hocol-Colombia.

Para la recopilación de datos y variables operacionales, es necesario contar con archivos históricos de las distintas variables a fin de poder seleccionar valores representativos. Hocol suministro esta data histórica, la cual fue validada por nuestros especialistas en campo.

A continuación se muestran los listados de todos los pozos, líneas de flujo y de procesos, equipos y líneas de transferencia analizados en la tabla 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 respectivamente. Quedando de esta manera delimitado toda el área de trabajo que será sometida a estudio.

Tabla 3.1. Pozos analizados por campo y estación.

CAMPO	BATERÍA	POZO	CAMPO	BATERÍA	POZO
BALCÓN	BALCÓN	BALC-0008	SAN FRANCISCO	MONAL	SFRA0042
		BALC-0010			SFRA0070
		BALC-0016			SFRA0071
		BALC-0017			SFRA0073
		BALC-0018			SFRA0074
		BALC-0019			SFRA0075
		BALC-0021			SFRA0078
		BALC-0022			SFRA0085
		COLOM-0001			SFRA0090
LA HOCHA	LA HOCHA	LHOC-0001			SFRA0091
		LHOC-0002			SFRA0093
		LHOC-0003			SFRA0094
		LHOC-0004			SFRA0099
		LHOC-0005			SFRA0111
		LHOC-0007			SFRA0112
		LHOC-0009			SFRA0123
		LHOC-0010			SFRA0124
		LHOC-0011			SFRA0130
		LHOC-0012			SFRA0131
		LHOC-0013			SFRA0135
		LHOC-0014			SFRA0139
		LHOC-0015			SFRA0147
		LHOC-0016			SFRA0167
		LHOC-0017			SFRA0171
		LHOC-0018			SFRA0172
SAN FRANCISCO	MONAL	SFRA0004			SFRA0173
		SFRA0011			SFRA0175
		SFRA0014			SFRA0176
		SFRA0024			SFRA0179
		SFRA0025	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0064
		SFRA0028			SFRA0066
		SFRA0030			SFRA0068
		SFRA0033			SFRA0069
		SFRA0036			SFRA0076
		SFRA0040			SFRA0081

Tabla 3.1. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	POZO	CAMPO	BATERÍA	POZO
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0082	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0159
		SFRA0083			SFRA0160
		SFRA0084			SFRA0161
		SFRA0087			SFRA0163
		SFRA0088			SFRA0164
		SFRA0092			SFRA0165
		SFRA0095			SFRA0168
		SFRA0096			SFRA0169
		SFRA0097			SFRA0174
		SFRA0098			SFRA0178
		SFRA0100			SFRA0181
		SFRA0125			SFRA0182
		SFRA0126			SFRA0183
		SFRA0127			SFRA0184
		SFRA0128			SFRA0187
		SFRA0129			SFRA0203
		SFRA0132			SFRA0205
		SFRA0133			SFRA0002
		SFRA0134			SFRA0005
		SFRA0136			SFRA0008
		SFRA0138			SFRA0010
		SFRA0140			SFRA0016
		SFRA0141			SFRA0017
		SFRA0142			SFRA0018
		SFRA0143			SFRA0019
		SFRA0144			SFRA0020
		SFRA0145			SFRA0023
		SFRA0146			SFRA0043
		SFRA0148			SFRA0044
		SFRA0149			SFRA0045
		SFRA0154			SFRA0046
		SFRA0155			SFRA0053
		SFRA0156			SFRA0059
		SFRA0157			SFRA0060
		SFRA0158			SFRA0061

Tabla 3.2. Líneas de flujo analizadas por campo y estación.

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO
BALCÓN	BALCÓN	BALC0008	SAN FRANCISCO	MONAL	SFRA0036
		BALC0010			SFRA0040
		BALC0016			SFRA0042
		BALC0017			SFRA0070
		BALC0018			SFRA0071
		BALC0019			SFRA0073
		BALC0021			SFRA0074
		BALC0022			SFRA0075
		BALC0023			SFRA0078
		BALC0026			SFRA0085
		COLO0001			SFRA0090
LA HOCHA	LA HOCHA	LHOC0001			SFRA0091
		LHOC0002			SFRA0093
		LHOC0003			SFRA0094
		LHOC0004			SFRA0099
		LHOC0005			SFRA0111
		LHOC0007			SFRA0112
		LHOC0009			SFRA0123
		LHOC0010			SFRA0124
		LHOC0011			SFRA0130
		LHOC0012			SFRA0131
		LHOC0013			SFRA0135
		LHOC0014			SFRA0139
		LHOC0015			SFRA0147
		LHOC0016			SFRA0167
		LHOC0017			SFRA0171
		LHOC0018			SFRA0172
MONAL	MONAL	SFRA0004			SFRA0173
		SFRA0011			SFRA0175
		SFRA0014			SFRA0176
		SFRA0024			SFRA0179
		SFRA0025			SFRA0185
		SFRA0028			SFRA0186
		SFRA0030			SFRA0204
		SFRA0033	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0002

Tabla 3.2. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0005	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0125
		SFRA0008			SFRA0126
		SFRA0010			SFRA0127
		SFRA0016			SFRA0128
		SFRA0017			SFRA0129
		SFRA0018			SFRA0132
		SFRA0019			SFRA0133
		SFRA0020			SFRA0134
		SFRA0023			SFRA0136
		SFRA0043			SFRA0137
		SFRA0044			SFRA0138
		SFRA0045			SFRA0140
		SFRA0046			SFRA0141
		SFRA0053			SFRA0142
		SFRA0059			SFRA0143
		SFRA0060			SFRA0144
		SFRA0061			SFRA0145
		SFRA0063			SFRA0146
		SFRA0064			SFRA0148
		SFRA0066			SFRA0149
		SFRA0068			SFRA0154
		SFRA0069			SFRA0155
		SFRA0076			SFRA0156
		SFRA0081			SFRA0157
		SFRA0082			SFRA0158
		SFRA0083			SFRA0159
		SFRA0084			SFRA0160
		SFRA0087			SFRA0161
		SFRA0088			SFRA0163
		SFRA0092			SFRA0164
		SFRA0095			SFRA0165
		SFRA0096			SFRA0168
		SFRA0097			SFRA0169
		SFRA0098			SFRA0174
		SFRA0100			SFRA0177

Tabla 3.2. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA DE FLUJO
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0178	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	SFRA0184
		SFRA0181			SFRA0187
		SFRA0182			SFRA0203
		SFRA0183			SFRA0205

Tabla 3.3. Líneas de procesos analizadas por campo y estación.

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA
BALCÓN	BALCÓN	1-A-6"-40-RW	LA HOCHA	LA HOCHA	17-A-10"-40-FG
		2-A-6"-40-RW			18-A-6"-40-FG
		3-A-6"-40-DW			27-A-4"-40-FG
		1-A-8"-40-P			1-A-4"-40-P
		2-A-10"-40-P			2-A-3"-40-FG
		3-A-10"-40-P			3-A-4"-40-P
		4-A-6"-40-P			4-A-4"-40-P
		5-A-6"-40-P			5-A-4"-40-P
		6-A-6"-40-P			6-A-4"-40-P
		7-A-4"-40-P			7-A-2"-40-FG
		8-A-8"-40-P			8-A-2"-40-FG
		9-A-6"-40-P			9-A-4"-40-P
		10-A-6"-40-P			10-4"-40-P
		11-A-6"-40-P			11-A-4"-40-W
		12-A-3"-40-P			12-A-4"-40-P
		13-A-6"-40-FG			13-A-3"-40FG
		14-A-6"-40-FG			14-A-4"-40-P
		31-A-6"-40-FG			15-A-4"-40-W
		32-A-6"-40-FG			16-A-4"-40-P
		33-A-4"-40-FG			17-A-3"-40-FG
		34-A-8"-40-FG			18-A-4"-40-P
		35-A-12"-40-FG			19-A-6"-40-W
		37-A-12"-40-FG			20-A-4"-40-P
		38-A-12"-40-FG			21-A-3"-40-FG
		39-A-6"-40-FG			22-A-4"-40-P
		40-A-10"-40-FG			23-A-6"-40-W
		15-A-6"-40-FG			24-A-6"-40-P
		16-A-6"-40-FG			25-A-4"-40-P

Tabla 3.3. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA
LA HOCHA	LA HOCHA	26-A-4"-40-P	LA HOCHA	LA HOCHA	5-A-12"-40-P
		27-A-4"-40-P			6-A-8"-40-P
		28-A-3"-40-FG			7-A-16"-40-P
		29-A-6"-40-P			8-A-6"-40-P
		30-A-4"-40-P			9-A-4"-40-P
		31-A-4"-40-P			10-A-4"-40-P
		32-A-4"-40-W			11-A-8"-40-P
		33-A-3"-40-FG			12-A-8"-40-P
		34-A-6"-40-P			13-A-10"-40-P
		35-A-4"-40-P			14-A-10"-40-P
		36-A-4"-40-P			15-A-10"-40-P
		37-A-4"-40-W			16-A-12"-40-P
		38-A-3"-40-FG			25-A-3"-40-FG
		39-A-6"-40-P			26-A-3"-40-FG
		40-A-4"-40-P			27-A-3"-40-FG
		41-A-4"-40-P			28-A-6"-40-FG
		42-A-4"-40-W			29-A-6"-40-FG
		43A-3"-40-FG			30-A-6"-40-FG
		44-A-6"-40-P			31-A-6"-40-FG
		45-A-4"-40-P			32-A-6"-40-FG
		46-A-4"-40-P			33-A-8"-40-FG
		47-A-4"-40-W			34-A-12"-40-FG
		48-A-3"-40-FG			35-A-6"-40-FG
		49-A-6"-40-P			17-A-10"-40-RW
		50-A-4"-40-P			18-A-10"-40-RW
		51-A-4"-40-P			19-A-20"-40-RW
		52-A-4"-40-W			20-A-20"-40-RW
		53-A-3"-40-FG			21-A-16"-40-RW
		54-A-6"-40-P			22-A-16"-40-RW
		55-A-3"-40-FG			23-A-20"-40-RW
		56-A-2"-40-FG			24-A-4"-40-FG
		1-A-12"-40-P			36-A-12"-40-FG
		2-A-8"-40-P			37-A-12"-40-FG
		3-A-8"-40-P	SAN FRANCISCO	MONAL	38-A-6"-40-FG
		4-A-8"-40-P	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	7-A-6"-40-P

Tabla 3.3. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	LÍNEA	CAMPO	BATERÍA	LÍNEA
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	8-A-10"-40-P	SAN FRANCISCO	SATÉLITE	25-A-3"-40-FG
		9-A-18"-40-P			26-A-4"-40-FG
		10-A-6"-40-P			27-A-6"-40-FG
		11-A-4"-40-P			28-A-6"-40-FG
		12-A-4"-40-P			29-A-6"-40-FG
		13-A-10"-40-P			30-A-6"-40-FG
		14-A-12"-40-P			31-A-8"-40-FG
		15-A-10"-40-P			32-A-6"-40-FG
		16-A-12"-40-P			33-A-6"-40-FG
		17-A-6"-40-P			34-A-6"-40-FG
		40-A-6"-40-P			35-A-12"-40-FG
		41-A-6"-40-P			36-A-8"-40-FG
		42-A-6"-40-P			58-A-6"-40-FG
		43-A-6"-40-P			18-A-10"-40-RW
		44-A-6"-40-P			19-A-10"-40-RW
		45-A-6"-40-P			20-A-20"-40-RW
		46-A-6"-40-P			21-A-20"-40-RW
		47-A-3"-40-P			22-A-14"-40-RW
		48-A-4"-40-P			23-A-14"-40-RW
		49-A-4"-40-P			38-A-12"-40-FG
		50-A-4"-40-P			39-A-6"-40-FG
		51-A-4"-40-P			37-A-12"-40-FG
		52-A-4"-40-P			1-A-6"-40-P
		53-A-4"-40-P			2-A-12"-40-P
		54-A-4"-40-P			3-A-10"-40-P
		55-A-4"-40-P			4-A-8"-40-P
		91-A-6"-40-P			5-A-12"-40-P
		92-A-8"-40-P			6-A-8"-40-P
		93-A-6"-40-P			56-A-4"-40-FG

Tabla 3.4. Equipos estáticos analizados por campo y estación.

CAMPO	BATERÍA	TAG	DESCRIPCIÓN
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	ABK-101	Gun Barrel-1
		ABK-102	Gun Barrel-2

Tabla 3.4. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	TAG	DESCRIPCIÓN
SAN FRANCISCO	SATÉLITE	ABK-101	Gun Barrel-1
		ABK-102	Gun Barrel-2
		-	Tanque de venta
		-	Tanque contra incendio
		M-ABJ-3000-1	Tanque de pruebas
		SKT S-ABJ 3000-2	Skim-Tang 3000
		SKT S-ABJ 5000-2	Skim-Tang-5000
		MBD-S MBD 107	Knock out drum
		SMBD-105	Separador
		SMBD-106	Separador
		SMBD-107	Separador
		SMBD-108	Separador
		SMBD-109	Separador
		SMBD-110	Separador
		S-NBK-101	Fuko-1
		S-NBK-102	Fuko-2
SAN FRANCISCO	MONAL	M-MBD-101	Separador
		M-MBD-102	Separador
		M-MBD-103	Separador
		M-MBD-104	Separador
		M-MBD-105	Separador
		M-MBD-106	Knock out drum
		M-MBF-101	Scrubber gas
		M-MAM-106	Fuko-1
		M-MAM-107	Fuko-2
		ABK-101	Gun Barrel-1
		ABK-102	Gun Barrel-2
		ABJ-20000-1	Tanque de venta
		M-ABJ-3000-1	Tanque de pruebas
		ABJ-3000-2	Skim-Tang 3000
		11318	Skim-Tang-5000
LA HOCHA	LA HOCHA	-	Gun Barrel-1
		-	Gun Barrel-2
		000-10423	TK-500-1
		-	TK-500-2

Tabla 3.4. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	TAG	DESCRIPCIÓN
LA HOCHA	LA HOCHA	000-10925	TK-500-3
		000-10596	TK-500-4
		-	TK-500-5
		-	TK-750
		-	Separador de pruebas
		00-11781	Desarenador
		-	Calentador HT
		-	Tanque Desnatador TK-500
		-	Tanque Desnatador TK-500
		-	Tanque de Inyección TK-500
		-	TK-500
		-	Tanque escuadra-1
		-	Tanque escuadra-2
		-	Tanque escuadra-3
		-	Separador General
		-	TK-500-4
		-	TK-500-5
		-	TK-500-6
		-	TK-500-7
BALCON	BALCON	B-ABK-101	Gun Barrel-1
		B-ABK-102	Gun Barrel-2
		B-ABJ-5000	Tanque de almacenamiento
		B-ABJ-903	Tanque de pruebas
		B-ABM-101	Tanque desnatador
		B-ABJ -101	Tnque de filtros
		B-MAJ -001	Filtro Serck Baker
		B-MAJ -002	Filtro Serck Baker
		B-MAJ -003	Filtro Serck Baker
		B-MAJ -004	Filtro Serck Baker
		B-ZZD-101	Decantador
		B-ABJ -102	Tanque de inyección
		B-MBE-103	Tanque pulmon de aire
		B-MBD-106	Separador
		B-MBD-107	Separador
		B-MBD-103	Separador

Tabla 3.4. (Continuación).

CAMPO	BATERÍA	TAG	DESCRIPCIÓN
BALCON	BALCON	B-MBF-101	Scrubber gas
		B-MBF-102	Scrubber gas
		B-MBF-105	Scrubber gas
		B-MBD-101	Knock out drum

Tabla 3.5. Líneas de transferencia analizados.

LÍNEA	SERVICIO	DIÁMETRO (plg)	LÍNEA	SERVICIO	DIÁMETRO (plg)
SATÉLITE - MONAL	Crudo	6	Troncal-SFRA-023	Crudo	4
MONAL - TENAY	Crudo	10	Troncal-SFRA-044	Crudo	6
BALCÓN - TENAY	Crudo	8	Troncal-SFRA-060	Crudo	4
SATÉLITE - MONAL	Gas	4	Troncal-SFRA-077	Crudo	4
DINA - MONAL	Gas	6	Troncal-SFRA-083	Crudo	4
BALCÓN - DINA	Gas	4	Troncal-SFRA-126	Crudo	6
Troncal Norte	Crudo	6	Troncal-SFRA-142	Crudo	4
Troncal Sur	Crudo	8	Troncal-SFRA-0025	Crudo	4
Troncal-SFRA-001	Crudo	6	Troncal-SFRA-0042	Crudo	6
Troncal-SFRA-002	Crudo	6	Troncal-SFRA-0070	Crudo	4
Troncal-SFRA-008	Crudo	3	Troncal-SFRA-0093	Crudo	6
Troncal-SFRA-016	Crudo	4	Troncal-0005	Crudo	4
Troncal-SFRA-020	Crudo	4	Troncal-0006	Crudo	4
Troncal-SFRA-021	Crudo	6	Troncal-0017	Crudo	4

3.2 Establecimiento de los principales factores que inciden en el proceso de deterioro y falla de los equipos

Conocidos los parámetros de la etapa anterior, se procedió a establecer los tipos de corrosión presentes, o que podrían presentarse, en los equipos. Estos fueron determinados por medio de las características del sistema, las variables operacionales, la composición de los fluidos que se manejan, materiales de construcción, resultados de inspecciones visuales, etc.; obteniendo así un diagnóstico por separado y detallado de cada equipo en estudio.

Para las tuberías se realizó un estudio de los patrones de flujo que estaban presentes en cada una de ellas, mediante el uso de la figura 2.16 (Mapa de Mandhande) el cual es utilizado solo en tuberías horizontales.

En la implementación del mapa de Mandhande, fue necesario determinar las velocidades superficiales del gas y del líquido, las cuales están ubicadas en el eje de las abscisas y en el eje de las ordenadas respectivamente, mostradas en las ecuaciones 2.25 y 2.26. Donde estas variables calculadas, ayudaron a determinar si el mecanismo de corrosión es por erosión/corrosión.

La determinación del tipo de corrosión presente en todos los equipos y tuberías ante la presencia de CO_2 y H_2S, se determina mediante la norma NACE MR0175/ISO15156, donde se establece que la relación de las presiones parciales entre el CO_2 y H_2S permite conocer si el tipo de corrosión es por CO_2 ó H_2S.

Para este caso también se puede utilizar la metodología mostrada en la figura 3.1, la cual sirve de gran ayuda cuando la corrosión presente se debe a la presencia de H_2S.

Ya que el software (Mitool Exe) determina el tipo de corrosión presente y las velocidades de corrosión, mediante la metodología qur plante Sigecor, es de vital importancia explicar que el mismo implementa la metodología de la figura 3.1 para establecer qué tipo de corrosión está presente en cada equipo o tubería, esto en conjunto con el análisis de las propiedades físico-químicas y composiciones de los fluidos manejados.

Para la determinación del tipo de corrosión o para el cálculo de las velocidades de corrosión, se requirió del conocimiento de variables, las cuales fueron determinadas por medio de una simulación del proceso por medio del software PipePhase.

El mismo necesitó información sobre los parámetros operacionales de campo, tales como presión y temperatura de operación de las líneas o tuberías, además de los caudales que maneja, las características de los fluidos manejados (si es gas la cromatografía y si es liquido o flujo multifasico un análisis composicional), las condiciones de operación y la configuración y datos físicos de la línea, es decir: diámetro, longitud, topografía, ubicación de válvulas en el trayecto, rugosidad de la pared interna, etc., los cuales son obtenidos por medio de los reportes de campos, pruebas de laboratorios y archivos que contienen datos con respecto al diseño.

El valor de velocidad erosional, se obtiene mediante la norma API RP 14E [23], en donde la misma establece los posibles valores de la constante empírica a utilizar, dependiendo de tipo de fluido y/o servicio.

La figura 3.1, muestra el esquema para determinar que mecanismo de corrosión está presente.

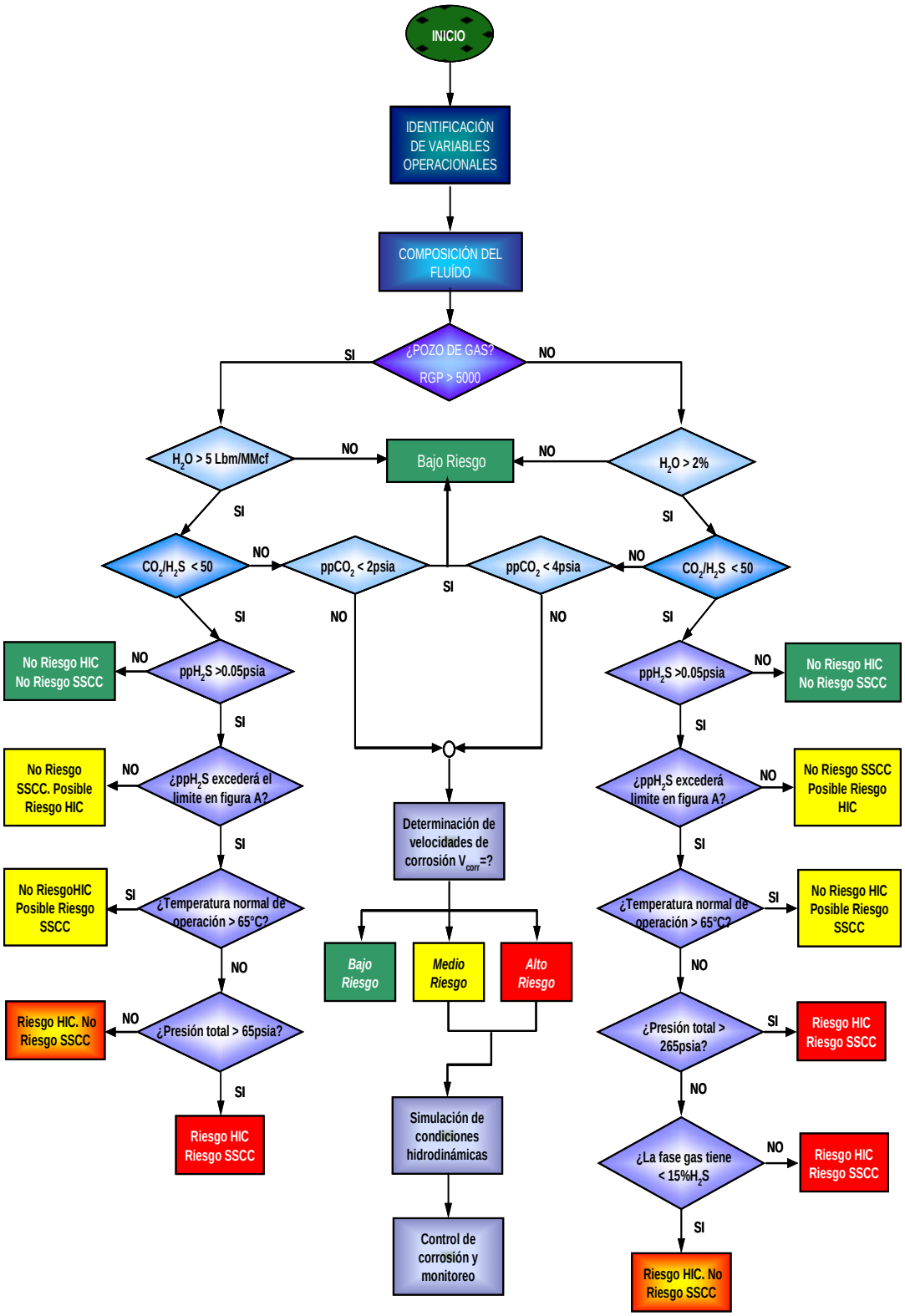


Figura 3.1. Esquema para determinar el mecanismo de corrosión por H2S [5].

3.3 Cálculo de las velocidades de corrosión

Para el cálculo de la velocidad de corrosión se debe establecer primeramente el tipo de corrosión que está presente en el equipo, es decir, si la corrosión es debida a la acción del dióxido de carbono o a la del sulfuro de hidrogeno. Si la velocidad de corrosión es por el dióxido de carbono (CO□), la velocidad de corrosión se determina por medio de la ecuación 2.32 planteada por DeWarrd y Milliams.

Por otra parte si la corrosión se debe a la presencia del sulfuro de hidrogeno (H□S), no se puede realizar un cálculo teórico de la velocidad de corrosión, ya que en éste caso ocurre una falla por fractura de la tubería y no por la disminución de espesor en la misma. Es por ello que a continuación se presenta una muestra para el cálculo de la velocidad de corrosión por dióxido de carbono (CO□).

Los resultados obtenidos en esta etapa de la metodología son utilizados en las etapas siguientes para caracterizar el fenómeno de corrosión en cada pozo y línea de flujo o de transferencia, estableciendo los niveles de riesgo producto de las condiciones corrosivas.

A continuación se muestra los pasos a seguir para realizar el cálculo de velocidad de corrosión por CO_2. Tomando como ejemplo la línea de flujo Balc-0008 ubicada en el campo Balcón.

Tubería: 3" Balc-0008

Presión = 120 psig
Temperatura = 180,302 ºF = 355,54 K

Q_g (caudal de gas) = 10744,7422 pie^3/d = 3,521493x10^{-3} m^3/s

Q_l (caudal de líquido) = 850 bpd = $1{,}563252 \times 10^{-3}$ m^3/s

% H_2O = 85

% CO_2 = 5

Ppm H_2S = 3

Diámetro: 2,526 plg = 0,06416 metros

% C = 0,25

% Cr = 0,2

pH = 5,6

Tipo de tratamiento térmico: Normalizado

3.3.1. Cálculo del área de la tubería

$$\text{Área Transversal} = \frac{\pi * d^2}{4} \qquad \text{Ec. (3.1)}$$

Donde:

d: Diámetro interno de la tubería.

$$\text{Área Transversal} = \frac{\pi * (0{,}06416\ m)^2}{4}$$

$$\text{Área Transversal} = 0{,}00323314\ m^2$$

3.3.2. Cálculo de la velocidad superficial de líquido, gas y velocidad de la mezcla

La velocidad superficial del líquido se obtiene sustituyendo los datos de caudal de líquido y área transversal de la tubería, en la ecuación 2.25, de la siguiente manera:

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A_X}$$

$$V_{SL} = \frac{1{,}563252x10^{-3}\frac{m^3}{seg}}{0{,}00323314\,m^2}$$

$$V_{SL} = 0{,}48350834\frac{m}{seg}$$

De igual forma, por medio de la ecuación 2.26, y los datos de caudal de gas y área transversal, se obtiene la velocidad superficial de gas:

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A_X}$$

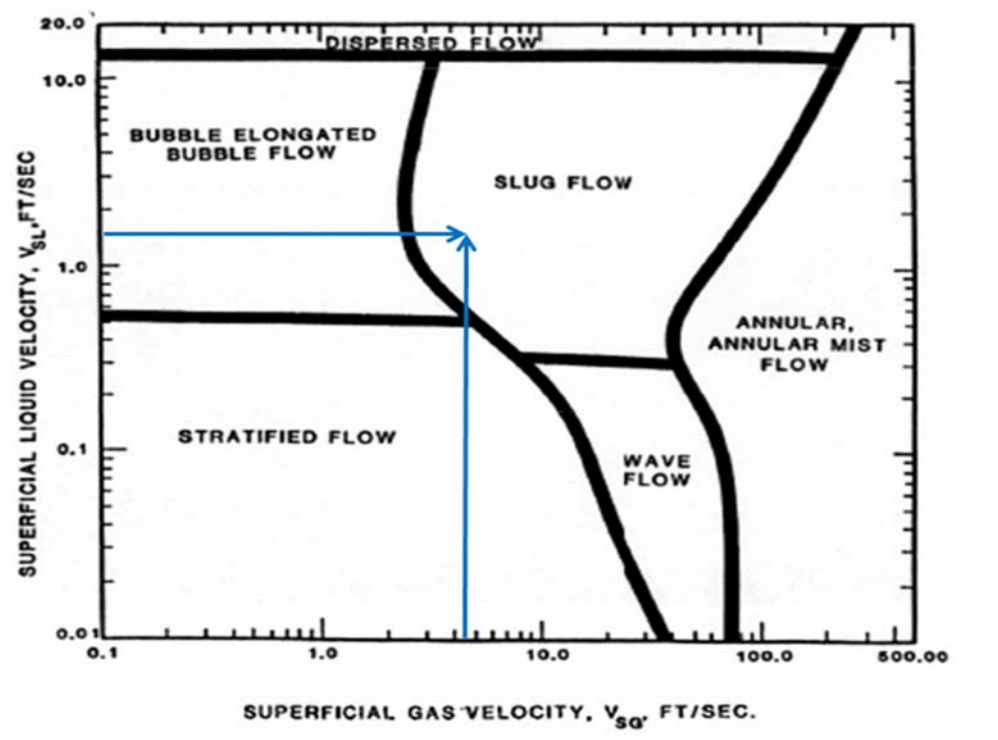
$$V_{SG} = \frac{3{,}521493x10^{-3}\frac{m^3}{seg}}{0{,}00323314\,m^2}$$

$$V_{SG} = 1{,}08918525\frac{m}{seg}$$

Una vez conocida las velocidades superficiales de líquido y de gas, se procedió a determinar el patrón de flujo presente mediante la figura 2.16.

$$\mathbf{V_{SL} = 0,48350834\,\frac{m}{seg} = 1,586313\,\frac{pie}{seg}}$$

$$V_{SG} = 1{,}08918525\,\frac{m}{seg} = 3{,}573442\,\frac{pie}{seg}$$



Patrón de flujo presente: **Flujo de tapón (slug).**

La velocidad de la mezcla se obtiene sustituyendo los datos de velocidad superficial de líquido y gas en la ecuación 2.27:

$$V_m = V_{SL} + V_{SG}$$

$$V_m = \frac{(0{,}48350834 + 1{,}08918525)m}{seg} = 1{,}57269359\,\frac{m}{seg}$$

3.3.3. Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la reacción química (V_r)

La velocidad de corrosión controlada por la reacción química se calcula por medio de la ecuación 2.33, como se muestra a continuación:

$$\log(V_r) = 5{,}875 + 0{,}41\log(P_pCO_2) - \frac{1119 - 0{,}0013 * T^2}{T} - 0{,}3 * pH$$

La presión parcial de CO_2 se calcula sustituyendo los valores de presión total y porcentaje de dióxido de carbono en la ecuación 2.34, de la siguiente manera:

$$P_pCO_2 = \frac{P_T * \%CO_2}{100}$$

Donde:

$$P_T = (120 + 14{,}7)\,psia = 134{,}7\,psia$$

$$P_pCO_2 = \frac{134{,}7\,psia * 5}{100}$$

$$P_pCO_2 = 7{,}735\,psia$$

Dado que el fluido tiene un pH de 5,6, se sustituyen los valores de presión parcial de CO_2, temperatura y pH, en la ecuación 2.33:

$$\log(V_r) = 5{,}875 + 0{,}41\log(7{,}735\,psia) - \frac{1119 - 0{,}0013 * (355{,}54\,K)^2}{355{,}54\,K} - 0{,}3 * 5{,}6$$

$$V_r = 74{,}57995871 \frac{mm}{año}$$

3.3.4. Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (V_{tm})

Para el cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa, se utiliza la ecuación 2.35, como se muestra a continuación:

$$V_{tm} = \frac{2{,}8 * V_m^{0.8} * P_p CO_2}{\frac{d^{0.2}}{4}}$$

Sustituyendo la presión parcial, velocidad de la mezcla y diámetro de la tubería, se tiene:

$$V_{tm} = \frac{2{,}8 * \left(1{,}572932 \frac{m}{seg}\right)^{0.8} * 7{,}735\ psia}{\frac{(0{,}06416\ m)^{0.2}}{4}} = 13{,}47163288 \frac{mm}{año}$$

3.3.5. Factor de corrección por la presencia de carbonato de hierro (F_S)

A partir de la ecuación 2.36, se tiene que:

$$\log(F_s) = \frac{2400}{T} - 0{,}44 * \log(P_p CO_2) - 6{,}7$$

Sustituyendo los valores de temperatura y presión parcial de CO_2, se tiene:

$$\log(F_s) = \frac{2400}{355{,}54\ K} - 0{,}44 * \log(7{,}735\ psia) - 6{,}7$$

$$F_s = 0{,}45943269$$

Considerando que:

Si Fs > 1; Fs = 0,45

Si Fs ≤ 1; se toma el valor.

$$F_s = 0{,}45943269$$

3.3.6. Factor de corrección por contenido de carbono en el acero ($F_{C/N}$)

Para aceros normalizados, el factor de corrección por contenido de carbono se calcula por medio de la ecuación 2.37:

$$F_c/_n = 1 + (4{,}5 - 1{,}9) * \%C$$

Sustituyendo el valor de porcentaje de carbono presente en la tubería, se tiene:

$$F_c/_n = 1 + (4{,}5 - 1{,}9) * 0{,}25$$

$$F_c/_n = 1{,}65$$

3.3.7. Factor de corrección por contenido de cromo ($F_{Cr/N}$)

Para aceros normalizados, el factor de corrección por contenido de cromo se calcula por medio de la ecuación 2.39, de la siguiente manera:

$$F_{cr}/_n = \frac{1}{1 + (2{,}3 + 0{,}4) * \%Cr}$$

$$F_{cr}/_{n} = \frac{1}{1 + (2{,}3 + 0.4) * 0{,}2}$$

$$F_{cr}/_{n} = 0{,}64935065$$

3.3.8. Cálculo de la velocidad de corrosión por CO_2 ($V_{Corr/c}$)

La velocidad de corrosión por dióxido de carbono (teórica) se calcula por medio de la ecuación 2.32, como se muestra a continuación:

$$\frac{V_{Corr}}{c} = F_{H_2O} * \frac{V_{tm} * V_r * F_{\frac{c}{n}} * F_s * F_{\frac{Cr}{n}}}{V_{tm} + \left(V_r * F_{\frac{c}{n}}\right)} * 39{,}37$$

Sustituyendo los valores de los parámetros requeridos por la ecuación, y considerando que existe un porcentaje de agua del 85%, se debe emplear un factor de corrección para la misma de 0,7:

$$\frac{V_{Corr}}{c} = 0{,}7 * \frac{13{,}47163288\frac{mm}{año} * 74{,}5799587\frac{mm}{año} * 1{,}65 * 0{,}4594326 * 0{,}6493506}{13{,}47163288\frac{mm}{año} + \left(74{,}5799587\frac{mm}{año} * 1{,}65\right)} * 39{,}37$$

$$\frac{V_{Corr}}{c} = 99{,}83146\ mpy$$

Existe una ecuación que permite predecir la velocidad de corrosión total, propuesta por Palacios, la cual se muestra a continuación:

$$V_{CTI} = \alpha_1 * V_{Corr} + \alpha_2 * V_{CM} + \alpha_3 * V_{CUT} \qquad \text{Ec. (3.2)}$$

En donde:

V_{CTI} : Velocidad de corrosión total interna.

V_{Corr}: Velocidad de corrosión teórica calculada.

V_{CM}: Velocidad de corrosión por monitoreo.

V_{CUT}: Velocidad de corrosión por ultrasonido.

α_1, α_2, α_3: factores de corrección.

- ✓ Si $V_{CM} = 0$ o sin monitoreo: $\alpha_2 = 0$

  $\alpha_1 = 0,3$

  $\alpha_3 = 0,7$

- ✓ Si $V_{CUT} = 0$ o sin medición $\alpha_3 = 0$ y
  - Si $V_{Corr} = \pm 20\% V_{CM}$

  $\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$
  - Si $V_{Corr} > 20\% V_{CM}$

  $\alpha_1 = 0,4$

  $\alpha_2 = 0,6$

- ✓ Si $V_{Corr} = 0$

  $\alpha_1 = 0$

  $\alpha_2 = \alpha_3 = 0,5$

Esta ecuación permite obtener un valor más exacto de la velocidad de corrosión total interna, ya que toma en cuenta parámetros como, la velocidad de corrosión por monitoreo, la cual se calcula por cupones de corrosión, la velocidad de corrosión tomada por medición de espesores por ultrasonido y por supuesto, la velocidad de corrosión teórica calculada. En caso de no existir mediciones de espesores y monitoreo por cupones de corrosión, la velocidad de corrosión total interna es igual a la velocidad de corrosión teórica interna calculada. Para el caso de esta línea, no

existe la medición de velocidades de corrosión por monitoreo (V_{CM}) ni por ultrasonido por lo tanto la velocidad de corrosión total interna será:

$$V_{CTI} = \frac{V_{corr}}{c}$$

$$V_{CTI} = 99{,}83146\ mpy$$

Es importante mencionar que esta metodología desarrollada para el cálculo de la velocidad de corrosión teórica interna, fue implementada por el software Mitool Exe, el cual fue aplicado a todos y cada uno de los equipos estudiados. El software luego de realizar el cálculo teórico muestra mediante una ventana que representa la potencialidad por corrosión interna, los resultados de de dichos cálculos. En la figura 3.2 se muestra la ventana que facilita el software para la potencialidad por corrosión interna de la línea de flujo Balc-0008.

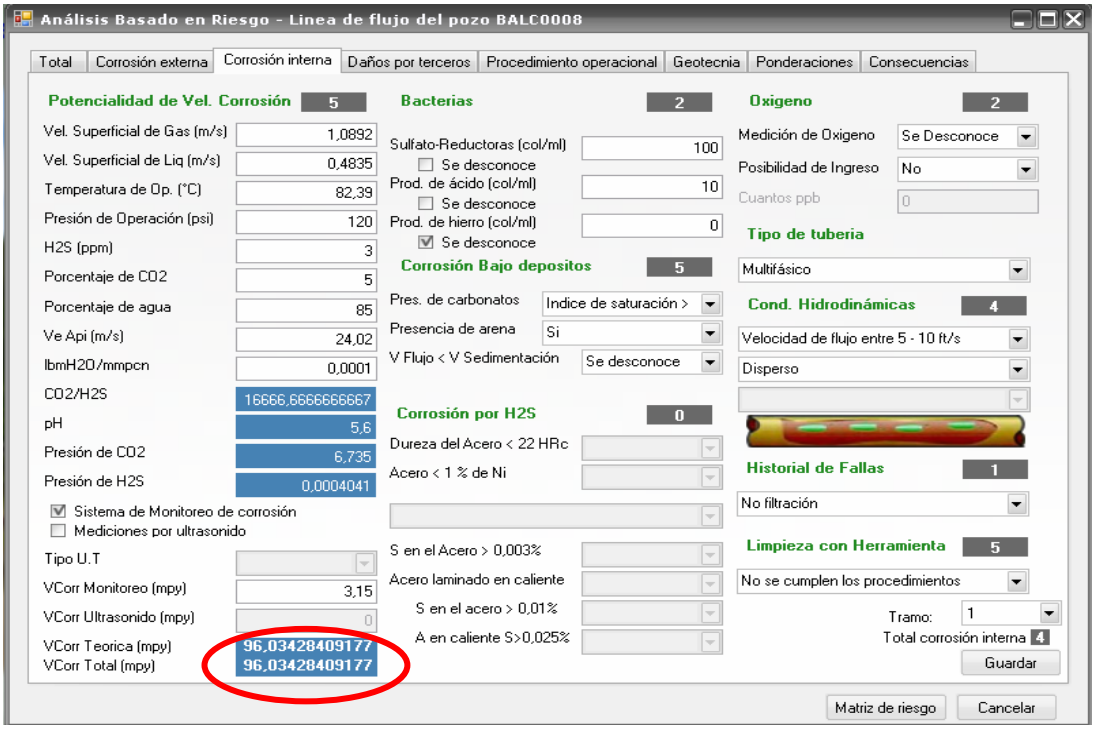


Figura 3.2. Ventana para la potencialidad por corrosión interna de la línea de flujo Balc-0008.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Se puede observar que los resultados mostrados tienen una alta coincidencia con los que arroja el software Mitool Exe. La diferencia que hay entre los resultados representa menos del cinco (5) porciento.

Esto quiere decir que los cálculos realizados por parte del software son lo bastante confiables como para implementarlo en el estudio de todos los equipos de las instalaciones de la empresa Hocol-Colombia.

3.4 Implementación del análisis basado en riesgo

Una vez realizadas completamente las etapas anteriores y con toda la información recolectada, se procedió a estimar las potencialidades de falla y cuantificar las consecuencias que podría generar una falla. Esto con la intención de evaluar el riesgo asociado a los equipos y tuberías bajo estudio por medio de un Análisis Basado en Riesgo (RBA).

En esta técnica se utiliza una matriz la cual sirve para la determinación del nivel de riesgo que presenta cada equipo o línea de flujo en análisis. Dicha matriz de riesgo está definida por la combinación de los parámetros: probabilidad de falla y consecuencia de la falla, y se representa en la forma de una matriz 5 x 6, como se mostró en la figura 2.20.

Esta matriz permite clasificar los equipos de acuerdo al riesgo, producto del proceso de corrosión presente en el medio, mediante cuatro colores: el color verde representa un riesgo bajo, el color amarillo representa un riesgo medio, el color naranja representa un riesgo medio alto y el color rojo representa un riesgo alto.

La probabilidad de falla viene dada, por la sumatoria de todos aquellos factores que pueden dar origen a una falla, y la posibilidad de que ésta ocurra. En el presente caso, se dividió la probabilidad de falla en cinco (5) potencialidades, como lo son: potencialidad de corrosión interna, de corrosión externa, de daños por terceros, por geotecnia y por procedimientos operacionales.

Cada uno de los factores considerados en las cinco potencialidades de falla cuenta con criterios establecidos por medio de normas, estándares, procedimientos, ecuaciones, experiencias, etc., que están asociados a valores ponderados que van de 1 a 5.

Las potencialidades que no tienen una ponderación son utilizadas para el cálculo de otras variables que si tienen su valor ponderado. Para la evaluación de los pozos, se consideró la potencialidad por corrosión interna, la cual se determinó tomando en cuenta las características del fluido, las velocidades de las fases (liquido-vapor) y la relación CO_2/H_2S, permitiendo mediante correlaciones matemáticas determinar la velocidad de corrosión. En pozos de producción de crudo, este valor obtenido de velocidad de corrosión está asociado a una ponderación (un valor que va del 1 al 5).

Otro criterio es la consecuencia de falla, que para el caso de pozos se tomó como consecuencia fija la pérdida de la producción del pozo, ya que si existe una fuga del hidrocarburo de producción solo se vería afectado la economía de la empresa debido a la perdida de producción. No existen daños al ambiente porque el derrame ocurriría en el mismo pozo.

Una vez conocidos estos dos criterios se ingresa a la matriz de criticidad y se obtiene el riesgo asociado al pozo de producción. Los criterios y ponderaciones establecidos para esta potencialidad se muestran en la tabla 3.6.

En la tabla 3.7 se muestra la consecuencia estimada para los pozos de crudo.

Tabla 3.6. Potencialidad por corrosión interna para los pozos.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN		PONDERACIONES
Corrosión Teórica Interna	Velocidad de Corrosión < 5 mpy	1
	5 mpy ≤ Velocidad de Corrosión < 20 mpy	2
	20 mpy ≤ Velocidad de Corrosión < 30 mpy	3
	30 mpy ≤ Velocidad de Corrosión < 40 mpy	4
	Velocidad de Corrosión ≥ 40 mpy	5

Tabla 3.7. Consecuencia adoptada para los pozos.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN		PONDERACIONES
Pérdida de Producción del Pozo (Barriles de crudo)	< 300 barriles/día	1
	300 barriles/día ≤ Pérdida de producción < 500 barriles/día	2
	500 barriles/día ≤ Pérdida de producción < 700 barriles/día	3
	700 barriles/día ≤ Pérdida de producción < 900 barriles/día	4
	900 barriles/día ≤ Pérdida de producción < 1200 barriles/día	5
	≥ 1200 barriles/día	6

En el caso de tuberías de flujo (recolección), la potencialidad por corrosión interna involucra todo lo concerniente a dicho tipo de corrosión, tales como la corrosión bajo depósitos, corrosión por H_2S, condiciones hidrodinámicas, corrosión por bacterias y corrosión por oxigeno (O_2), tipo de flujo que se maneja, historiales de

fallas, limpieza de herramientas. Cada uno de ellos cuenta con unos criterios establecidos en base a experiencias y correlaciones matemáticas.

Estos criterios están asociados a unas ponderaciones o valores, que a diferencia de los pozos, dichas ponderaciones se ven reflejadas solo en el resultado de la velocidad de corrosión calculada, ya que todas estas variables son consideradas para el cálculo de dicha velocidad.

En la tabla 3.8, se muestran los criterios establecidos para esta potencialidad con sus respectivas ponderaciones.

Tabla 3.8. Criterios y ponderaciones para la potencialidad por corrosión interna.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN				PONDERACIÓN
CORROSIÓN INTERNA	Datos Básicos	Temperatura de Operación (ºC)		
		Presión de Operación (psi)		
		H_2S (ppm)		
		CO_2 (%)		
		Agua (%)		
		Ve API (m/seg)		
		lbmH_2O/MMPCN		
	Tipo de Tubería	Gasoducto		
		Oleoducto		
		Acueducto		
		Multifásico		
	Bacterias	Sulfato Reductoras (col/ml)		
		Producción de Ácido (col/ml)		
		Producción de Hierro (col/ml)		
	Corrosión Bajo Depósito	Presencia de Carbonatos	Índice de Saturación < 0	2
			Índice de Saturación > 0	4
			Se desconoce	3
		Presencia de Arena	Si	4
			No	2
			Se desconoce	3
		Vflujo < Vsedimentación	Si	4
			No	2
			Se desconoce	3
	Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno	A.- Dureza del Acero < 22 Rc	Si	2
			No	3
			Se desconoce	3
		B.- Acero tiene	Si	2

		< 1% de Ni.	No	3
			Se desconoce	3
		Cuando A y B = Sí (existe SCC)		2
		Cuando A = Sí y B = No (existe SCC)		3
		Cuando A = Sí y B = Se desconoce (existe SCC)		3
		Cuando A = No y B = Sí (existe SCC)		2
		Cuando A = No y B = No (existe SCC)		3

Tabla 3.8. (Continuación).

CRITERIOS DE EVALUACIÓN				PONDERACIÓN
CORROSIÓN INTERNA	Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno	Cuando A = No y B = Se desconoce (existe SCC)		3
		C.- Contenido de S en acero > 0.003%	Sí	2
			No	3
			Se desconoce	3
		D.- Acero laminado en caliente/sin costura	Sí	2
			No	3
			Se desconoce	3
		Cuando C y D = Sí (existe SOHIC/SZC)		4
		Cuando C = Sí y D = No (existe SOHIC/SZC)		3
		Cuando C = Sí y D = Se desconoce (existe SOHIC/SZC)		3
		Cuando C = No y D = Sí (existe SOHIC/SZC)		2
		Cuando C = No y D = No (existe SCC)		
		Cuando C = No y D = Se desconoce (existe SOHIC/SZC)		3
		E.- Contenido de S en el acero > 0,01%	Sí	2
			No	3
			Se desconoce	3
		F.- Acero sin costura, forja y S > 0,025%	Sí	2
			No	3
			Se desconoce	3
		Cuando E y F = Sí (existe HIC/SWC)		4
		Cuando E = Sí y F = No (existe HIC/SWC)		3
		Cuando E = Sí y F = Se desconoce (existe HIC/SWC)		3
		Cuando E = No y F = No (existe SCC)		3
		Cuando E = No y F = Se desconoce (existe HIC/SWC)		3
	Oxígeno	Medición de Oxígeno	Si	
			No	
			Se desconoce	
		Posibilidad de	Si	

		Ingreso	No	
			Se desconoce	
		Cuantos ppb		
	Condiciones Hidrodinámicas	Velocidad de Flujo	Velocidad de Flujo ≤ 5 ft/seg	
			Velocidad de Flujo entre 5 - 10 ft/seg	

Tabla 3.8. (Continuación).

CRITERIOS DE EVALUACIÓN				PONDERACIÓN
CORROSIÓN INTERNA	Condiciones Hidrodinámicas	Velocidad de Flujo	Velocidad de Flujo entre 10 -15 ft/seg	
			Velocidad de Flujo entre 15 ft/seg y la $V_{erosional}$	
			Velocidad de Flujo ≥ $V_{erosional}$	
		Régimen de Flujo	Slug	
			Disperso	
			Anular	
			Estratificado	
			Burbuja	
		Factor G	G < Diámetro Interno/3	
			G < Diámetro Interno/2	
			G > Diámetro Interno/2	
	Fallas	Historial de Fallas	No Filtración	1
			Tubería/Tramo ≥ 1 Filtración	2
			Tubería/Tramo ≥ 2 Filtraciones	3
			Tubería/Tramo ≥ 3 Filtraciones	4
			Tubería/Tramo ≥ 4 Filtraciones	5
			Se desconoce	3
	Limpiezas	Limpieza con herramientas	Se cumplen los Procedimientos de Limpieza	1
			No se cumplen los Procedimientos de Limpieza	4
			Se desconoce	3
	Monitoreo	Monitoreo de la Corrosión	Si	
			No	
			Se desconoce	
			Vcorr por Monitoreo (mpy)	
	Medición de Espesores	Medición de Espesores por Ultrasonido	Si	
			No	
			Se desconoce	
		Tipos de Mediciones	Mediciones LRUT y/o Herramientas Inteligentes.	

		UT	Mediciones Puntuales	
			Vcorr por Ultrasonido (mpy)	

En donde:

SCC: Corrosión bajo tensión.

HIC: Corrosión inducido por hidrógeno.

SZC: Ruptura en zona blanda.

Rc: Dureza Rockwell C.

SOHIC: Corrosión por agrietamiento inducido por hidrogeno orientado a los esfuerzos.

SWC: Describe el modo de falla o ruptura ligada al HIC.

Para el caso de la potencialidad por corrosión externa, primeramente se definió si la tubería es aérea o enterrada.

Dependiendo del criterio definido, se toman otros sub-criterios como: accesibilidad para las inspecciones, tuberías con soportes en "H", pérdida de material, estado del recubrimiento, estado del aislamiento térmico; los cuales al igual que en los pozos, la potencialidad de corrosión interna está asociado a ciertas ponderaciones o valores. Los criterios y ponderaciones para esta potencialidad se muestran en el apéndice D.

Con la potencialidad de daños por terceros, se buscó evaluar criterios como la densidad poblacional, basado en la Norma ASME B 31.8 [24], cobertura de la tubería, tráfico de vehículos, condiciones en los que se encuentran los corredores de tuberías y si existen programas de educación a las comunidades. Al igual que en las potencialidades anteriores, estos criterios también están asociados a unas ponderaciones, los cuales se muestran en el apéndice D.

La potencialidad por geotecnia, abarca todo lo concerniente a las condiciones de terrenos, estudio de los suelos, terremotos, derrumbes, etc. Estos criterios, al igual que los potenciales anteriores, están relacionados a valores de ponderaciones que van del uno (1) al cinco (5).

En la potencialidad por procedimientos operacionales, se evaluaron si existen dichos procedimientos, el grado de cumplimiento de los mismos, la existencia de planes o cronogramas de mantenimiento, rutinas de información de accidentes al gerente inmediato, así como la integridad de la tubería. Estos criterios al igual que los anteriores están asociados a unas ponderaciones.

Una vez determinada las potencialidades de fallas, se procede a estimar las consecuencias de las mismas, dentro de la cual existen tres (3) factores importantes:

- Consecuencias de Salud y Seguridad.
- Consecuencias Ambientales.
- Consecuencias Económicas.

Se debe aclarar que estas consecuencias básicas de cualquier fuga, falla o evento en una estación de producción de hidrocarburos, oleoducto o gasoducto, afectan directamente estos tres factores considerados. Sin embargo, dentro de las consecuencias se pueden considerar muchas variables diferentes, que van a variar según el criterio del especialista que este analizando este campo. Para este caso el especialista consideró necesario y prudente, que además de las consecuencias de salud y seguridad, ambientales y económicas se debió analizar otros factores como los fueron: seguridad de activos y procesos, comunidades y reputación, seguridad física de las personas y viabilidad de la operación, los cuales se pueden observar en el apéndice D. Es entendible que cualquier evento, por pequeño que sea puede causar una reacción en las comunidades pudiendo afectar la reputación de la empresa. Con

respecto a la seguridad física de activos y procesos, se refiere a si el equipo o tubería involucrados en el evento o falla, sufren daños y si esto afecta el normal desarrollo del proceso; lo cual es lógico pensar que también pudiera ocurrir. En cuanto a la viabilidad de la operación, está relacionada al tiempo afectado por el evento o falla, es decir cuánto tiempo está el proceso paralizado debido a la ocurrencia de un evento.

Una vez realizado todo este análisis, se procede a determinar los valores totales de las probabilidades de fallas y las consecuencias. Para las probabilidades de fallas se promedian todos los valores obtenidos en las potencialidades de fallas obteniendo así su valor total. En cuanto a las consecuencias, después de haber determinado las ponderaciones de cada uno de los factores considerados dentro de las consecuencias, se procede a promediar dichas ponderaciones para así obtener el valor de la consecuencia total. Por último, y considerando estas ponderaciones totales de las probabilidades de fallas y consecuencias, se procede a introducir dichos valores en la matriz de riesgo mostrada en la figura 2.20, determinando así el riesgo total de la línea o equipo en estudio.

3.5 Representación esquemática de los niveles de riesgo de las instalaciones analizadas

Luego de haber realizado todos los análisis anteriormente expuestos para cada pozo, líneas de flujo y equipos de las instalaciones de Hocol-Colombia, se procedió a extraer del software Mitool Exe las vistas aéreas de cada estación de producción, en las cuales dentro de cada una de esas estaciones se encontrará en detalle cada activo o equipo analizado dentro de la misma.

Primeramente, en la pantalla principal del software se encuentra un icono que representa un helicóptero, en dicho icono se encuentra lo que llamamos las vistas

aéreas de todos los pozos líneas de flujos, equipos analizados, que no es más que la representación grafica, (en tortas, o tablas) de los niveles de riesgo de todos los equipos estáticos que dan vida al área en análisis. Para los pozos y las líneas de flujo se selecciona el icono del helicóptero, donde aparecerá una ventana en la cual la primera opción representa la de los pozos, por medio de la misma se puede obtener una estadística general en porcentajes de los campos Balcón, La Hocha y San Francisco (baterías Satélite y Monal), como se muestra en la figura 3.2.

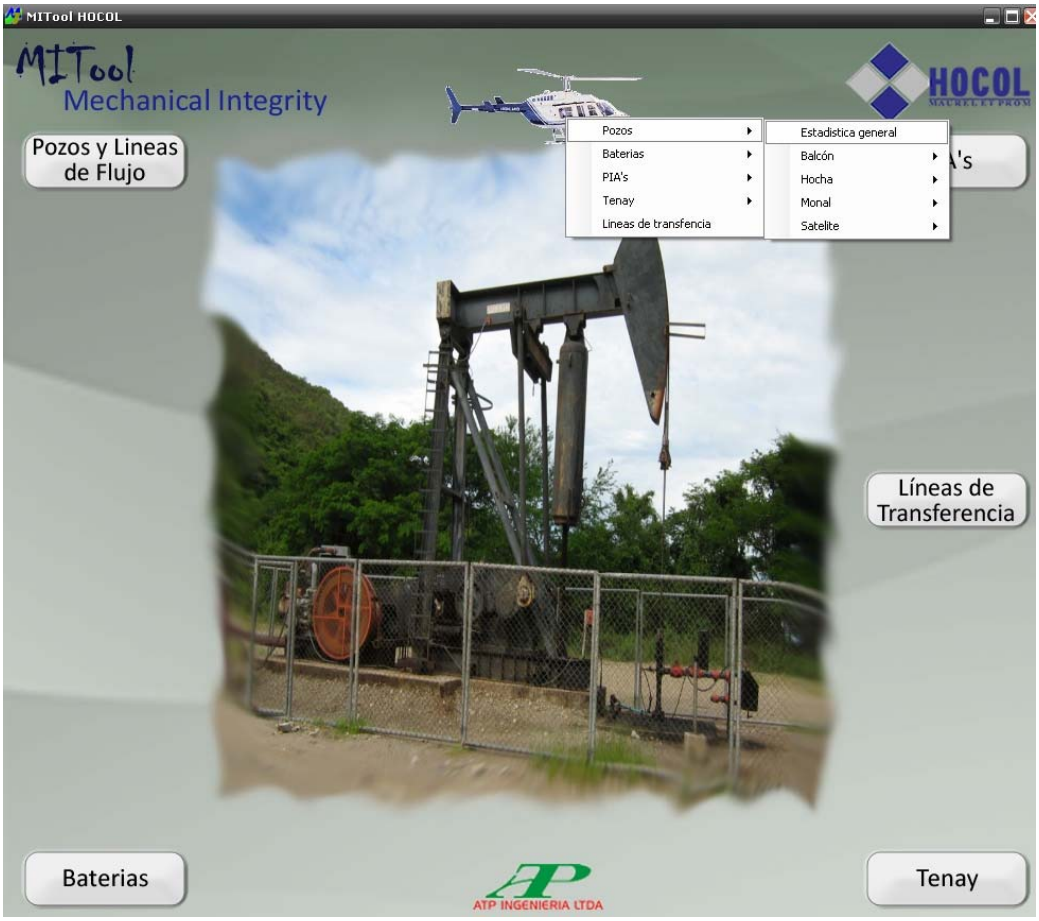


Figura 3.3. Esquema para la obtención de la vista aérea en los pozos y líneas de flujo.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

En cada una de estas estaciones se puede obtener la estadística de los niveles de riesgo de los pozos presentes en porcentajes mostrados en un grafica tipo torta, también se puede observar los niveles de riesgo de cada pozo, los cuales se muestran tabulados y por último se puede obtener la vista aérea de las líneas de flujo para cada una de las estaciones antes nombradas, donde también están representadas en tablas. Todas las vistas aéreas que se presentan por medios de tablas pueden ser extraídas al software Excel de Microsoft Office.

Para el caso de la vista aérea que muestran los niveles de riesgo de las baterías se procede de igual manera que para el caso anterior, solo que en este caso se selecciona el renglón donde dice Baterías, el cual está por debajo de los pozos, como se muestra en la figura 3.3. En este renglón se puede obtener la vista aérea de las baterías Balcón, Monal, La Hocha y Satélite, en donde dentro de cada una de ellas encontraremos los resultados de los equipos y tuberías que se consiguen en cada una de las ya mencionadas baterías. En el caso de los equipos los resultados son presentados en el esquemático de la batería seleccionada, los cuales fueron precargados en el software, donde se resaltaran con colores según la norma API 580 para mostrar su nivel de riesgo. Luego para la obtención de las vista aéreas de las tuberías, se realiza el mismo procedimiento solo que para este caso dichas vistas son presentadas en tablas.

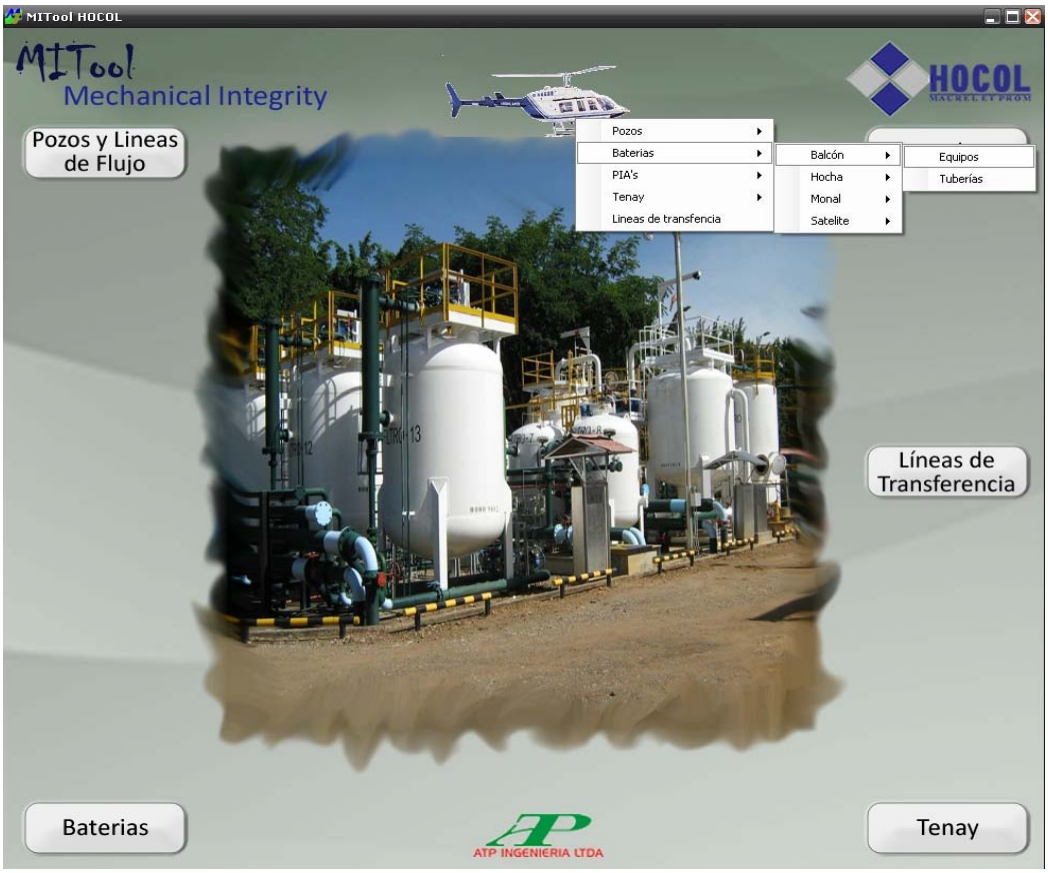


Figura 3.4. Esquema para la obtención de la vista aérea en baterías.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

El siguiente renglón de las vistas helicópteros son las Pias's, donde en ella se pueden conseguir a su vez las pia's de Balcon y Monal, para ambos casos se procede del mismo modo que para el caso de las baterías, tanto como para los equipos como para las tuberías. En la estación de Tenay, los equipos se presentan según el tipo de flujo que manejen (crudo, agua o gas), una representación de cómo obtener estas vistas aéreas se muestra en la figura 3.4. La presentación de los niveles de riesgo para los equipos presentes en esta estación son mostrados en los ya nombrados esquemáticos de dicha estación, igual que en los casos anteriores y para las tuberías se muestran los resultados en tablas, donde para cada tubería se muestra su nivel de riesgo.

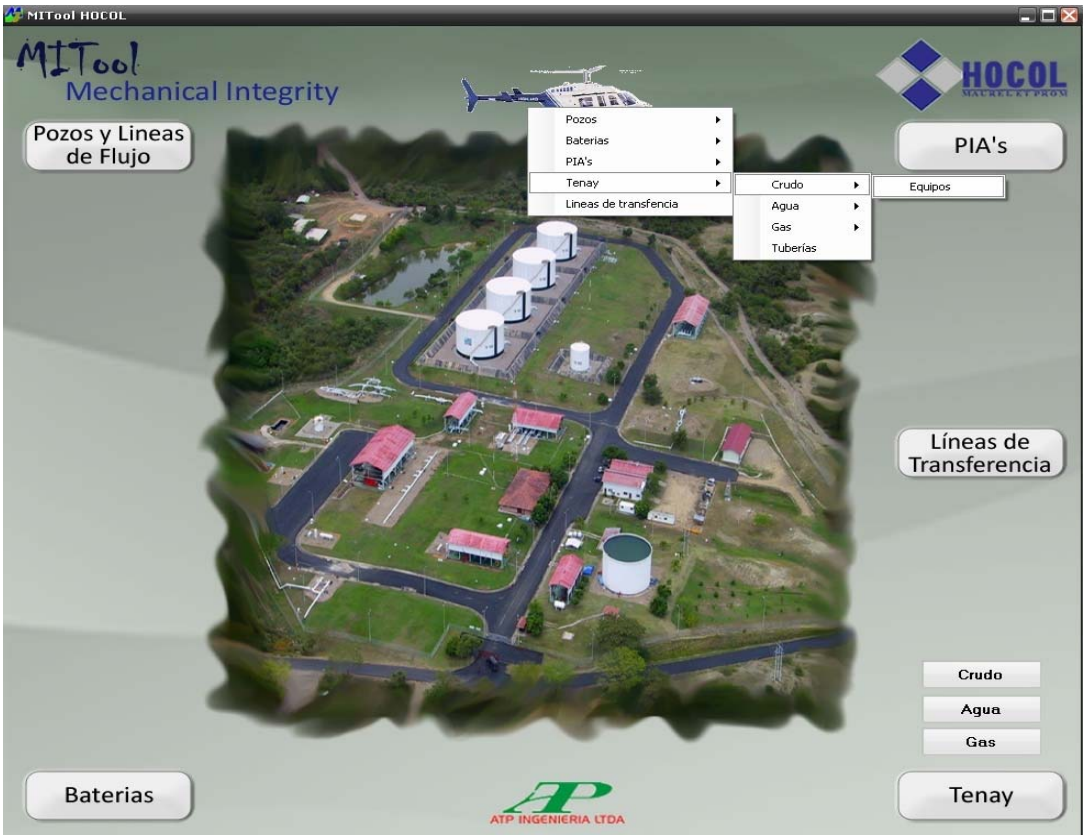


Figura 3.5. Esquema para la obtención de la vista aérea de la estación Tenay.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Por último para las líneas de transferencia, solo se le da click en el renglón "Líneas de transferencia", y se mostraran los niveles de riegos para cada línea en una tabla, la cual como ya se dijo anteriormente se puede extraer al software Excel de Microsoft Office.

3.6 Estrategias de control de corrosión, mantenimiento y frecuencias de mantenimiento

Luego de haber conocido los niveles de riesgo asociados a los pozos y líneas de recolección, analizados en las etapas anteriores, se definieron las estrategias de mantenimiento adaptadas a cada uno de estos niveles incluyendo sus frecuencias.

Adicionalmente se definen las estrategias y frecuencias de inspección para cada nivel de riesgo encontrado, por ejemplo: para riesgos bajos, las frecuencias de mantenimiento por lo general son largas, también en este nivel de corrosión se puede verificar si se utiliza o no algún tipo de control o monitoreo de corrosión, por el contrario, si se tiene un nivel de riesgo alto es muy probable que las frecuencias de inspección sean cortas (rangos más pequeños) y los métodos de inspección sean más rigurosos, lo que implica una mayor actividad de mantenimiento. Esto permite establecer programas integrales de control de corrosión, los cuales pueden consistir en:

- Programas de limpieza mediante el uso de herramientas (Raspa tubos).
- Instalación de sistema de inhibidores de corrosión.
- Optimización o cambio de las condiciones de operación de los pozos.
- Inspecciones mediante técnicas de ultrasonido.
- Instalación de sistemas de monitoreo de corrosión.
- Estudiar la posibilidad de cambios de geometría.

Algunos documentos aplicados a estos programas integrales fueron:

- **API 5L:** Especificaciones para tuberías.
- **API 1104:** Soldaduras en tuberías y facilidades relacionadas.
- **ASME B16.5:** Bridas de la tubería y bridas del montaje.
- **ASME B16.9:** Fabricación-Materiales. Forjado del acero y soldaduras del montaje.
- **ASME B31.4:** Sistemas de tuberías para el transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos.
- **ASME A36:** Especificación normalizada para aceros estructurales al carbono.
- **ASME A53:** Especificación normalizada para tuberías de acero con inmersiones en caliente, recubrimientos de Zinc, con soldaduras o sin ellas.

- **ASTM A105:** Especificación normalizada para piezas forjadas de acero estructural al carbono aplicadas a tuberías.
- **ASTM A370:** Métodos de ensayos estandars y definiciones para pruebas mecánicas de productos de acero.
- **ASTM E94:** Guía estándar para examinaciones por radiografía.

Es importante mencionar que toda esta metodología fue integrada en un programa que permite de manera automatizada (Software Mittol Exe) el cálculo de las velocidades de corrosión y la determinación del nivel de riesgo respectivo, basado en los criterios expuestos anteriormente.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

La metodología expuesta en el capitulo anterior, fue implementada a las instalaciones de la empresa Hocol-Colombia. Las tuberías y equipos estáticos fueron evaluados en detalle a través de las distintas potencialidades de fallas descritas en el capítulo 3, como: corrosión externa, corrosión interna, daños por terceros, procedimientos operacionales y geotecnia, haciendo énfasis en la corrosión interna y externa como principales amenazas de fallas en estos equipos. Las etapas que se implementaron en la metodología desarrollada son las mostradas a continuación:

4.1 Selección del sistema y levantamiento de la información

La figura 4.1 muestra un esquema típico de campos de producción de hidrocarburos, en donde se destacan los pozos productores de hidrocarburos, las líneas de flujo, las estaciones de flujo, las estaciones de almacenaje, las plantas compresoras, los pozos inyectores de gas, de agua y las tuberías de transferencia que unen las distintas instalaciones. Hocol-Colombia posee un esquema similar al que se acaba de mencionar, el cual se basa en la extracción del hidrocarburo de los pozos, el cual fluye a través de las líneas de flujo que salen de ellos, y transportan el fluido a los múltiples de las baterías o estación de producción, luego este hidrocarburo producido llega a los separadores de gas-liquido, el liquido (crudo + agua) pasa a los tanques deshidratadores (gun barrels ó tanques de lavado). El crudo deshidratado que se obtiene en estos tanques pasa a los tanques de almacenamiento y de allí a las estaciones de rebombeo.

El gas que es separado del crudo es depurado en los equipos llamados Scrubbers, para luego ser enviado al sistema de consumo interno de combustible de la estación de producción (batería), donde se mide y despacha hacía el centro de generación de energía o hacía el sistema de inyección de gas (WAG). Este sistema fue explicado en detalle en el capítulo II. En cuanto al agua que es separada del crudo es enviada a los tanques llamados Skimmers, los cuales remueven el aceite libre presente en el mismo, donde posteriormente es enviado a la planta de tratamiento e inyección de agua Pía Monal. En consideración a lo anterior, en este trabajo se estudiaron los pozos y líneas de flujo de los pozos de los campos Balcón, La Hocha y San Francisco (Monal y Satélite), líneas de transferencia, las líneas de procesos y equipos asociados a las baterías o estaciones de producción de los campos nombrados anteriormente, las plantas de tratamiento e inyección de agua (pias) de Balcón y Monal y la estación Tenay.

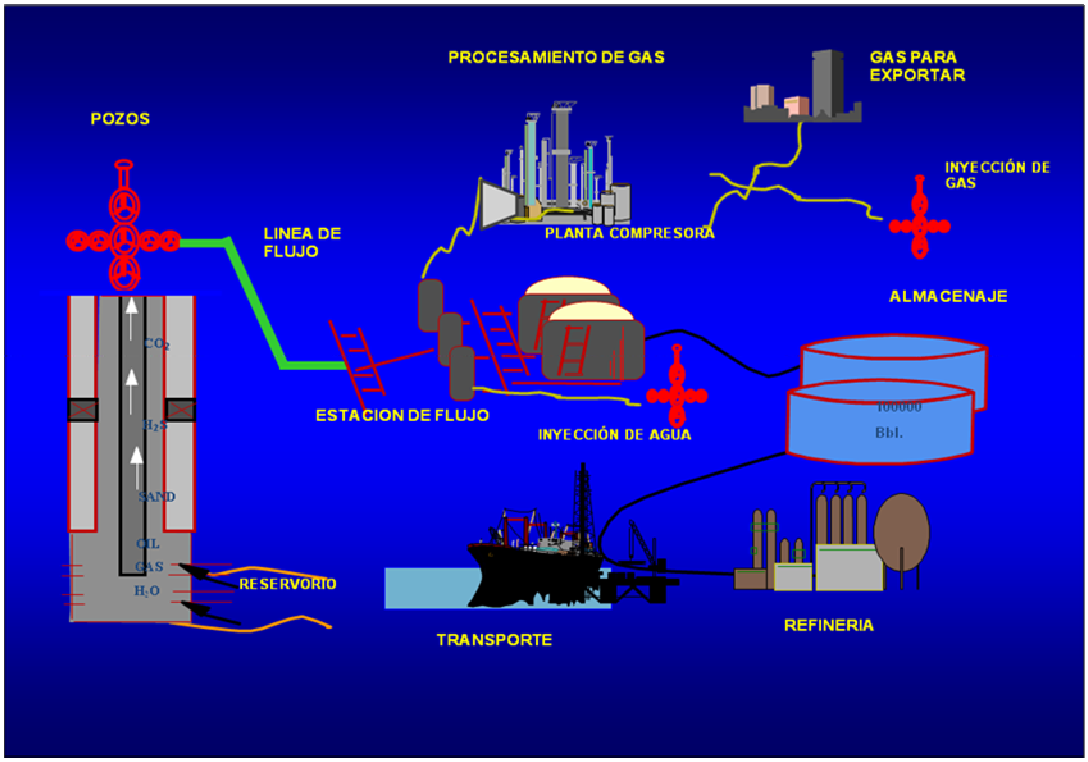


Figura 4.1. Esquema de un sistema de producción de una empresa petrolera.

En cada una de estas instalaciones se estudiaron todos los equipos estáticos que integran los sistemas de recolección, separación, deshidratación, almacenamiento y transferencia de crudo y el sistema de gas, dentro de los cuales tenemos: tanques gun barrels, de ventas, conta incendios, de pruebas, desnatadores (skim tank), de inyección, separadores generales y de pruebas, tanques de lavados (Knock out drums), scrubber gas.

En la figura 4.2 se muestra el esquematico de la bateria Monal, donde se puede apreciar en detalle el proceso de producción.

Debido a lo extenso de la data de los equipos y tuberías analizados, se presentan en este capítulo los datos asociados a la batería Monal perteneciente al campo San Francisco, el cual es uno de los que posee menos equipos y tuberías.

El resto de los datos recopilados son mostrados en el apéndice A, en el cual se podrán encontrar las características y los parámetros operacionales de todos los pozos, tuberías y equipos analizados.

En la tabla 4.1 se muestra la información recopilada para algunos pozos de la batería Monal, presentándose el caudal de liquido (crudo y agua), de gas y el porcentaje de agua.

También se obtuvieron los valores de presiones y temperaturas de operación, caudales de crudo y agua por separado, porcentaje de dióxido de carbono (CO_2) y las concentraciones de sulfuro de hidrogeno (H_2S), los cuales son necesarios para el cálculo de la velocidad de corrosión presente para cada pozo.

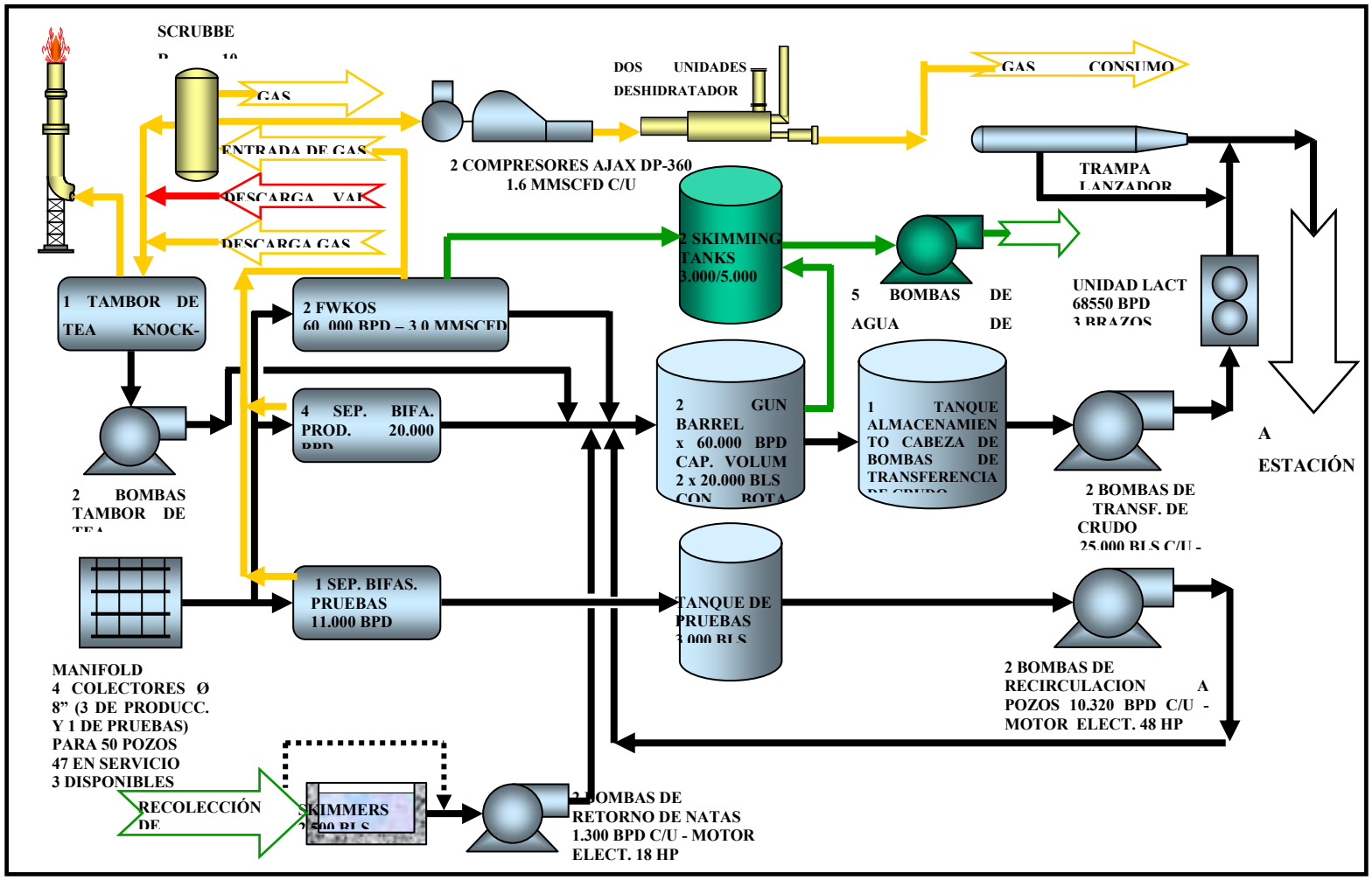


Figura 4.2. Esquemático del sistema de producción en la Batería Monal.

Tabla 4.1. Información recopilada de los pozos de la batería Monal.

CASOS	POZOS	Volumen de Gas (MMPCD)	Caudal total de Liquido (bbl/d)	%H_20
Inicio Línea	SFRA-0024	5.187,93	1000	89,10
Fin Línea		10.339,90	1000	89,10
Inicio Línea	SFRA-0028	475,66	550	90,18
Fin Línea		1.696,80	550	90,18
Inicio Línea	SFRA-0070	4.282,93	135	68,15
Fin Línea		12.044,23	135	68,15
Inicio Línea	SFRA-0085	2.370,27	303	86,14
Fin Línea		6.059,64	303	86,14
Inicio Línea	SFRA-0123	447,12	145	82,76
Fin Línea		1.566,22	145	82,76
Inicio Línea	SFRA-0167	3.919,88	440	85,00
Fin Línea		9.453,88	440	85,00
Inicio Línea	SFRA-0171	7.085,21	600	91,00
Fin Línea		18.018,14	600	91,00
Inicio Línea	SFRA-0172	302,21	70	88,57
Fin Línea		869,41	70	88,57
Inicio Línea	SFRA-0186	296,99	410	87,07
Fin Línea		700,26	410	87,07
Inicio Línea	SFRA-0204	98.747,36	92	93,48
Fin Línea		173.358,37	92	93,48

En la tabla 4.2 se muestra la información recopilada para algunas líneas de flujos de los pozos de la batería Monal, en ella se encuentra las especificaciones de cada una de las líneas analizadas en dicha instalación.

Tabla 4.2. Información recopilada en las líneas de flujos de los pozos de la batería Monal.

LÍNEA DE FLUJO DEL POZO		Diámetro externo de la Tubería (plg)	Espesor de Tubería (plg)	Diámetro Interno (plg)	Tipo de Tubería	Contenido de Carbono (%C)	Contenido de Cromo (%Cr)
SFRA-0004	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0011	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0014	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0025	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0030	Inicio Línea Fin Línea	3	0,25	2,5	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0033	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0036	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0040	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0042	Inicio Línea Fin Línea	4	0,25	3,5	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0071	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0073	Inicio Línea Fin Línea	3	0,216	2,568	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0074	Inicio Línea Fin Línea	4	0,25	3,5	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0075	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0078	Inicio Línea Fin Línea	4	0,25	3,5	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0090	Inicio Línea Fin Línea	4	0,25	3,5	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0091	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0093	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0094	Inicio Línea Fin Línea	4	0,237	3,526	Normalizado	0,25	0,2
SFRA-0099	Inicio Línea Fin Línea	6	0,25	5,5	Normalizado	0,25	0,2

Para el caso de los equipos, se recolectó como información de trabajo todas las variables operacionales como lo son caudal, presiones y temperaturas a las cuales trabaja cada equipo analizado. Se debe recordar que para este caso solo se estudiaron todos los equipos estáticos presentes en las instalaciones de Hocol-Colombia antes mencionadas. La tabla 4.3 muestra las variables recolectadas para los equipos que están en la batería Monal, campo San Francisco. Todos los equipos analizados se muestran en el Apéndice A con sus respectivas variables recolectadas.

Tabla 4.3. Información recopilada para los equipos de la batería Monal.

Equipo	Descripción	Caudal (BPD)	P. entrada (psi)	P. Salida (psi)	Temp. Entrada (ºC)
M-MBD-101	Separador	5.000		40	51,55
M-MBD-102	Separador	10.000		40	52,22
M-MBD-103	Separador	10.000	45	40	53,33
M-MBD-104	Separador	10.000	40	30	52,5
M-MBD-105	Separador	10.000	40	40	52,39
M-MBD-106	Knock Out Drum	74,78	4		-17,78
M-MBF-101	Scrubber Gas	801.000.000	50		47,89
M-MAM-106	Fuko-1	60.000	55	15	47,22
M-MAM-107	Fuko-2	60.000	55	115	45,11

4.2 Establecimiento de los factores que inciden en el proceso de deterioro y falla de los equipos

En la siguiente etapa se realizó el diagnostico de las potencialidades de fallas, consecuencias y por ende el tipo de corrosión presente en cada pozo, línea de flujo de dichos pozos, líneas de transferencia, líneas de procesos y equipos asociados a todos los procesos presentes en las instalaciones de Hocol-Colombia.

Las potencialidades de fallas son un aspecto fundamental para la determinación de los niveles de riesgo que pueda presentar cualquier línea o equipo estático; a continuación se muestran los resultados de la línea de flujo BALC-0008 del campo Balcón, para sus diferentes potencialidades.

Posteriormente se muestran cada una de las pantallas obtenidas del software lo cual le permite realizar el análisis de riesgo, obteniendo asi: resultado total del análisis basado en riesgo (figura 4.1), potencialidad por corrosión externa (figura 4.2), corrosión interna (figura 4.3), daños por terceros (figura 4.4), procedimientos operacionales (figura 4.5), geotécnica (figura 4.6) y la evaluación de las consecuencias (figura 4.7).

Como se explicó anteriormente, en este caso se analizó la línea de flujo BALC-0008 del campo Balcón, ya que esta proporciona la facilidad de exponer claramente los resultados. No se consideró ninguna variable o resultado para la selección de ésta línea.

El diagnóstico de las potencialidades de fallas, consecuencias de fallas, tipo de corrosión presente, velocidades de corrosión, nivel de riesgo de los equipos y tuberías, y así como la determinación de las estrategias de control de corrosión,

mantenimiento y frecuencia de mantenimiento fueron determinadas por el software Mitool Exe empleado en este proyecto.

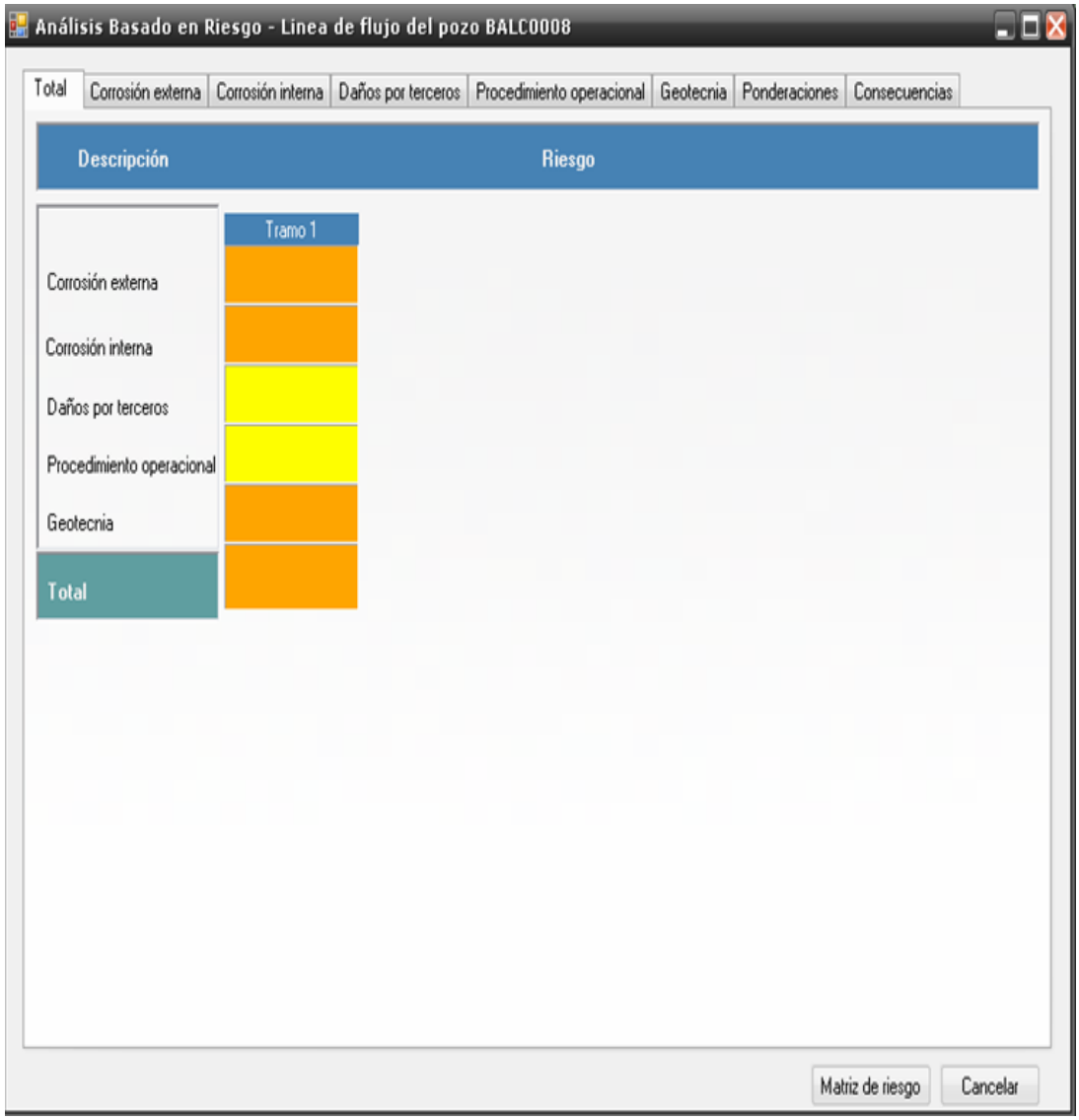


Figura 4.3. Resultado total del análisis basado en riesgo de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

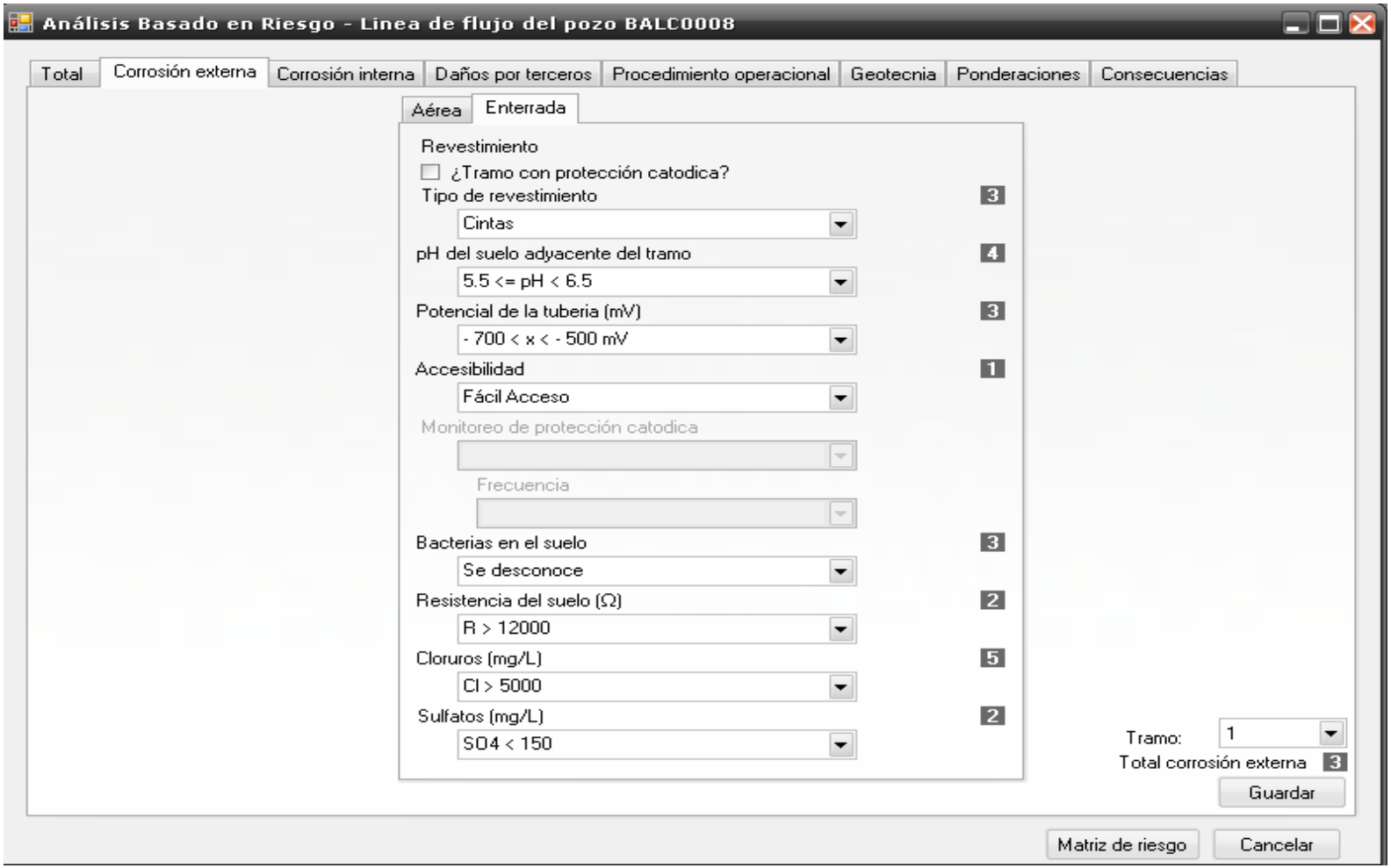


Figura 4.4. Evaluación de la potencialidad por corrosión externa de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

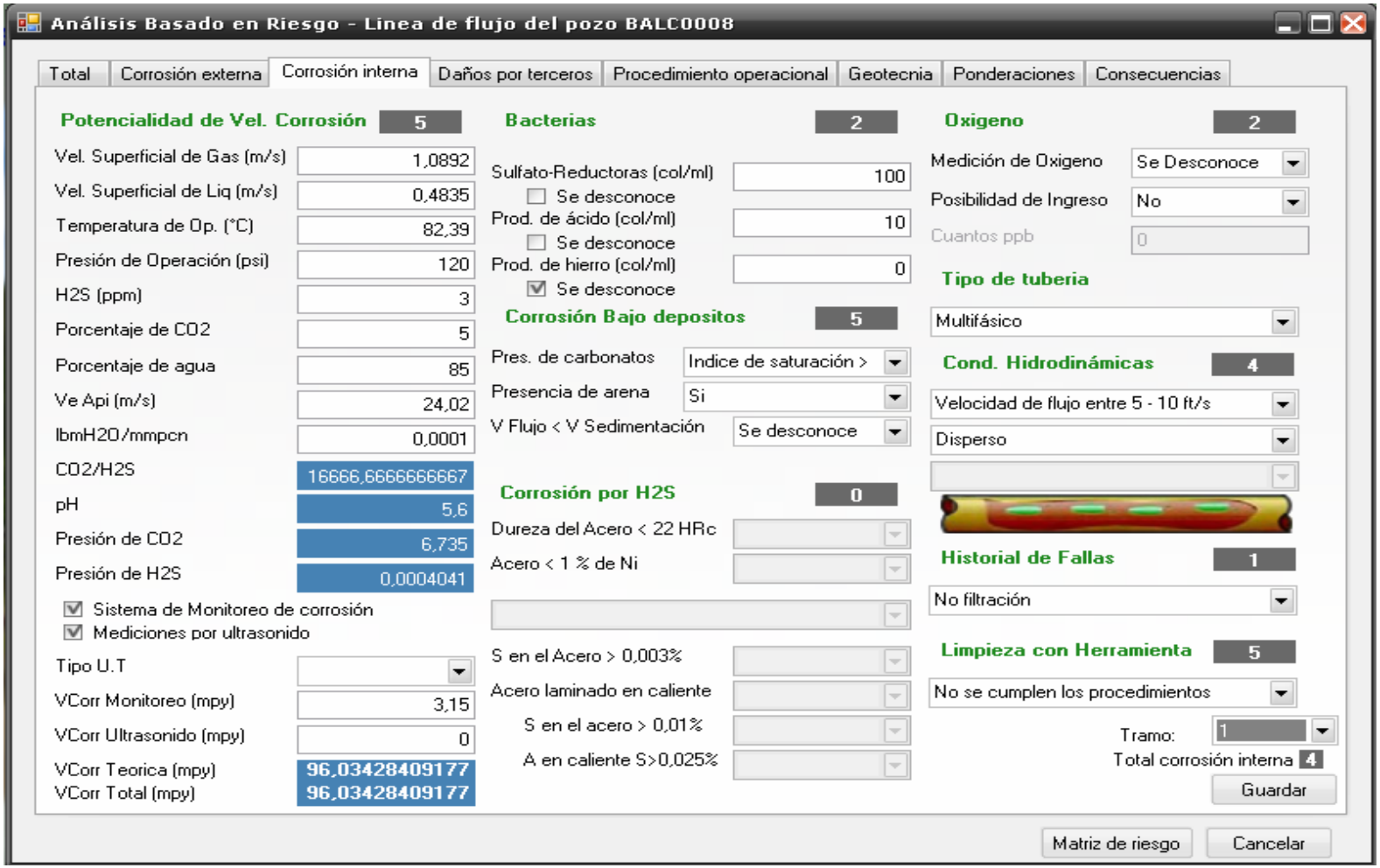


Figura 4.5. Evaluación de la potencialidad por corrosión interna de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

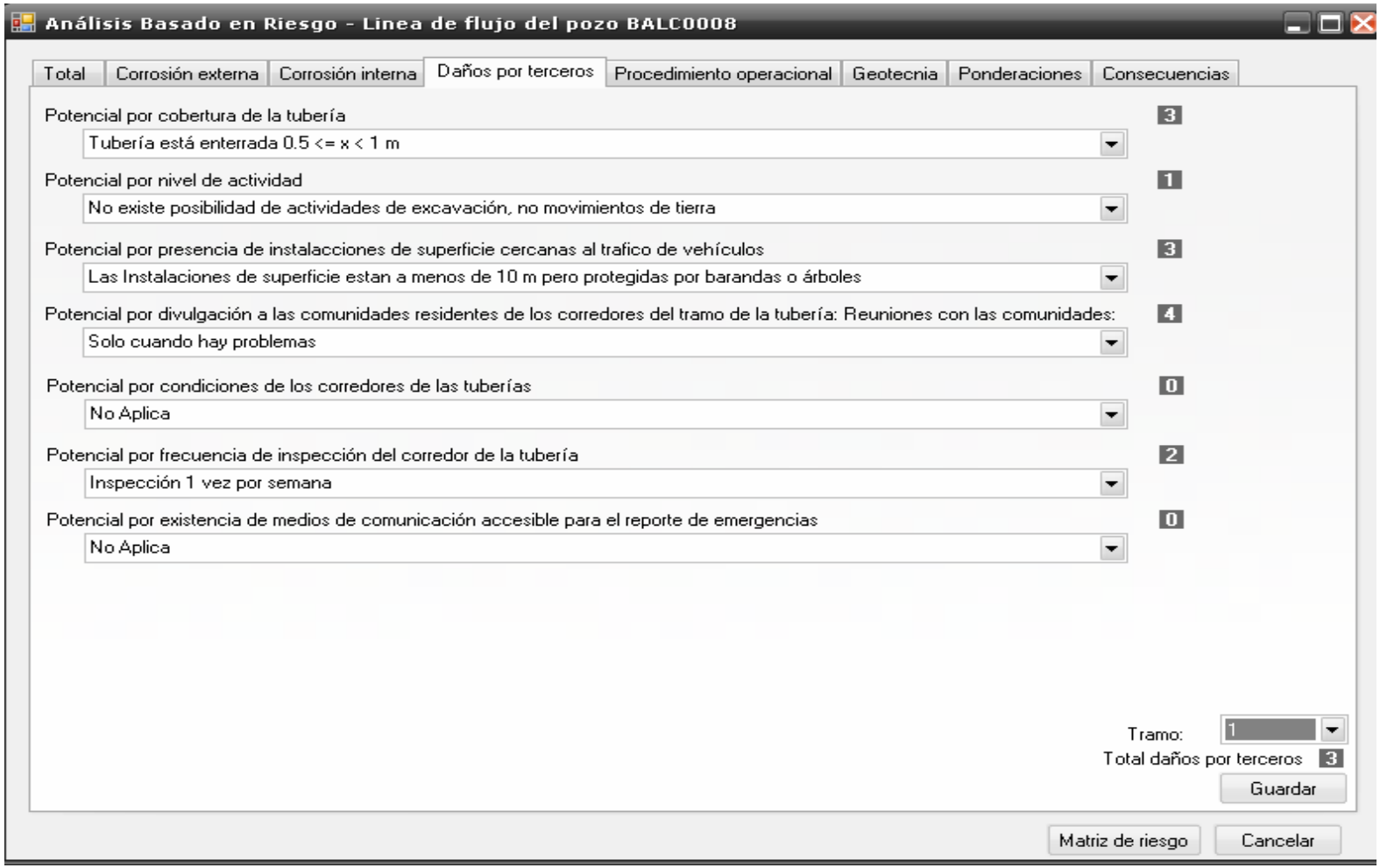


Figura 4.6. Evaluación de la potencialidad por daños por terceros de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

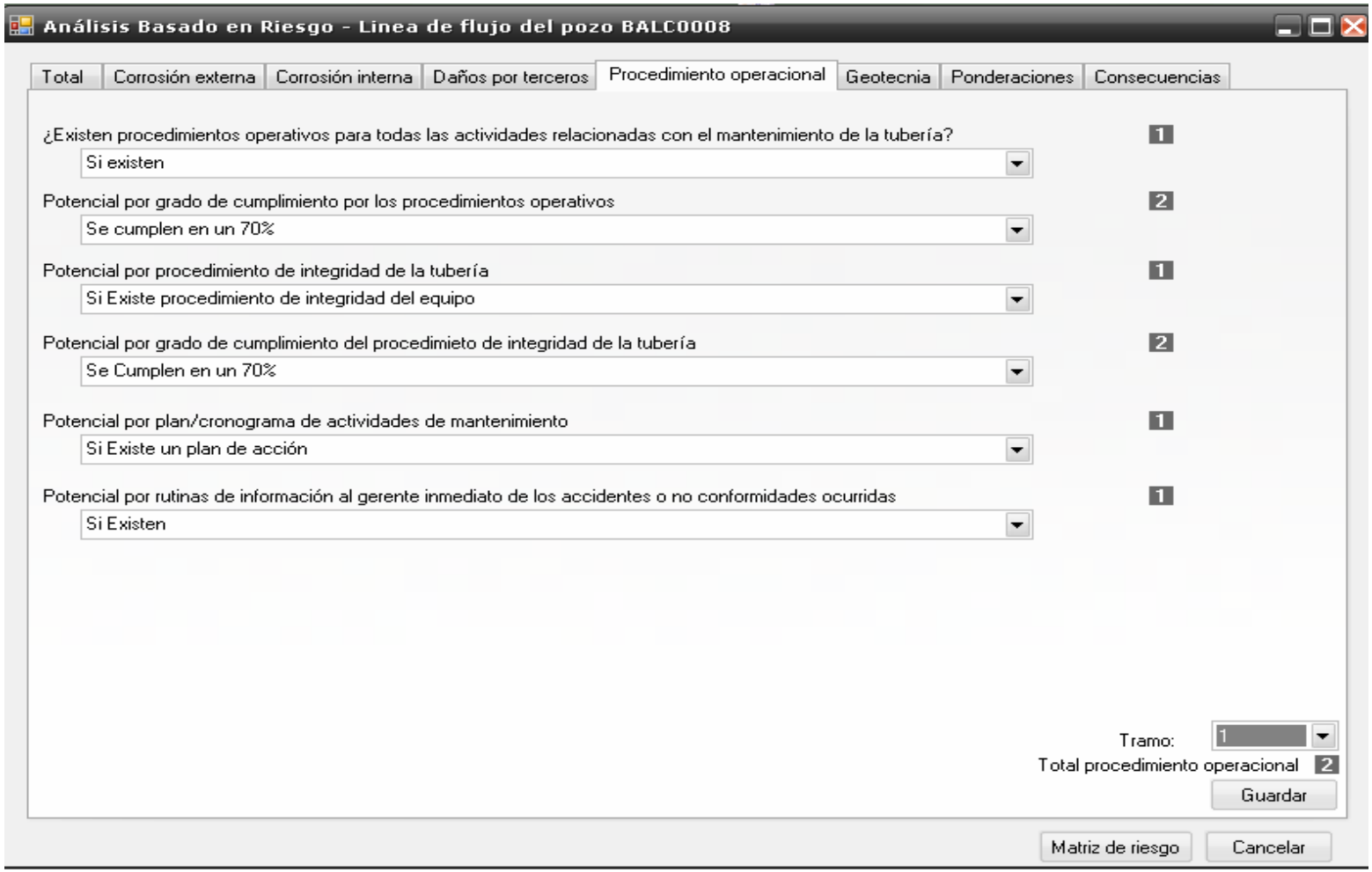


Figura 4.7. Evaluación de la potencialidad por procedimientos operacionales de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

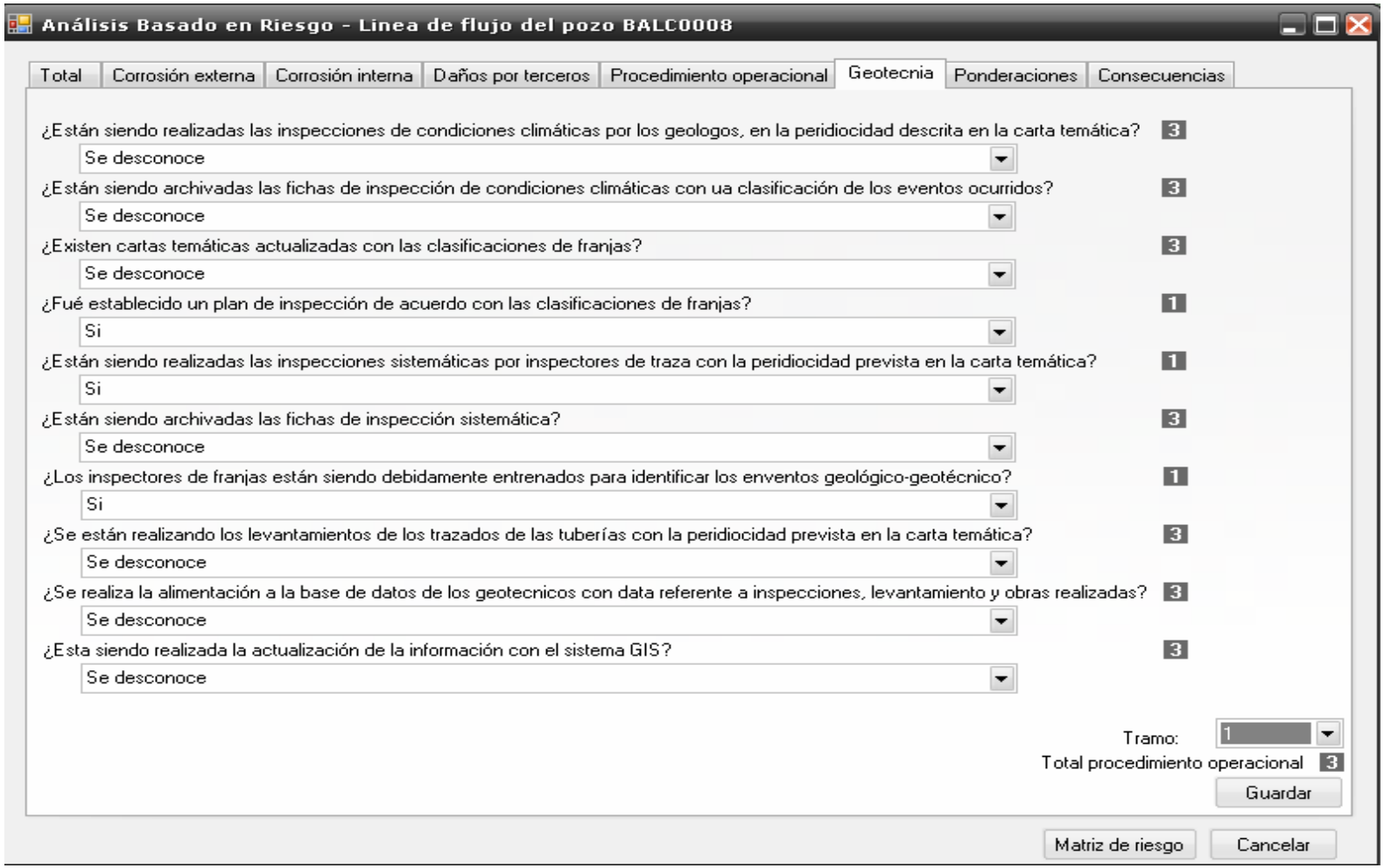


Figura 4.8. Evaluación de la potencialidad por geotecnia de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

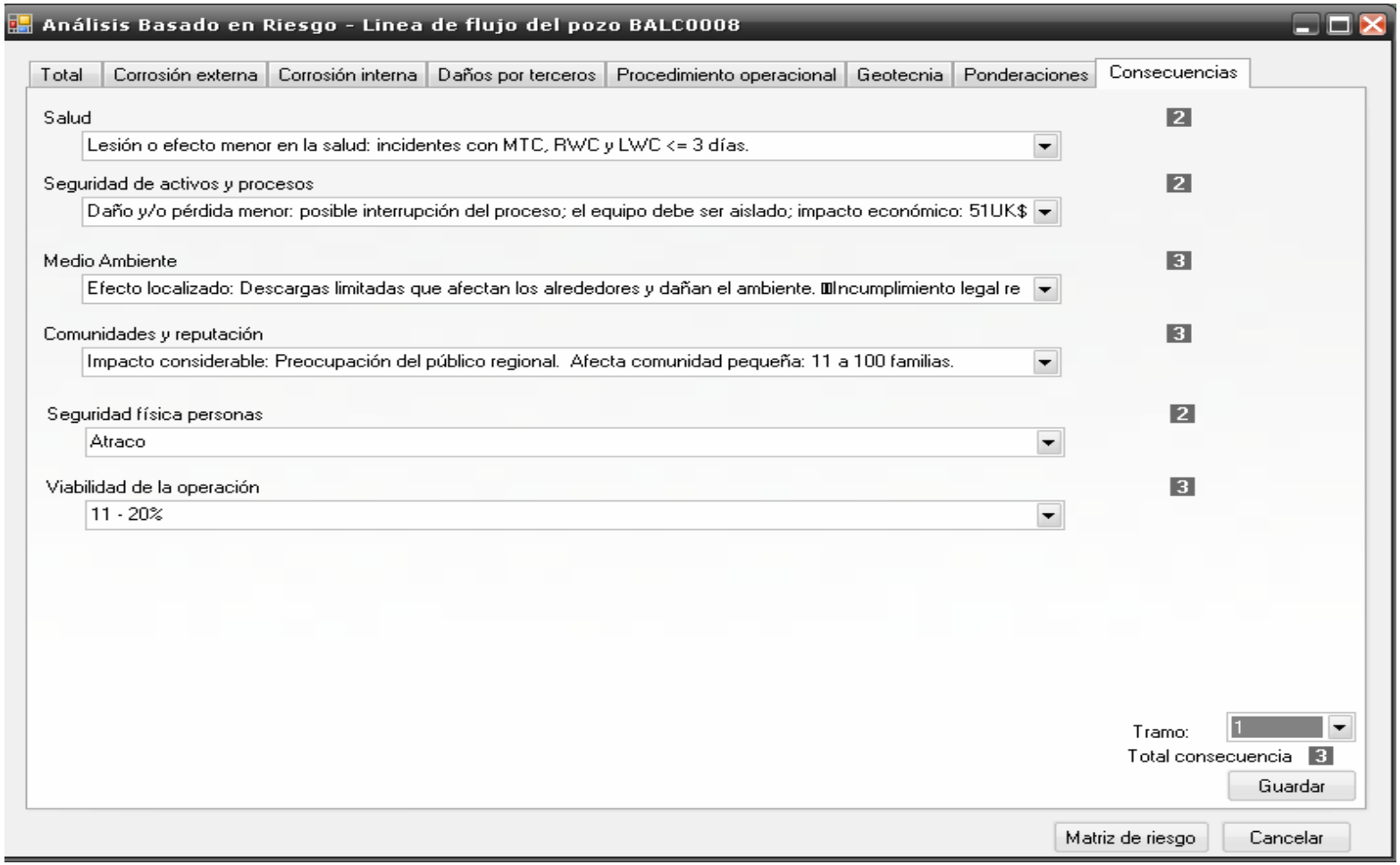


Figura 4.9. Evaluación de las consecuencias de la línea de flujo BALC-0008 de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Todas las líneas flujo que presentan un nivel de corrosión medio-alto, son a causa de la alta potencialidad por corrosión interna que presenta cada una de esas tuberías.

Tabla 4.4. Mecanismo de corrosión predominante para los pozos del campo Monal.

CASOS	POZOS	%CO2	H2S (ppm)	Presión Parcial de CO2 (bar)	Presión parcial de H2S (bar)	Tipo de Corrosión Predominante
Inicio Línea	SFRA-0024	9,5	4	0,87	3,6653E-05	CO2
Fin Línea		9,5	4	0,43	1,815E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0028	16	16,6	2,98	0,0003	CO2
Fin Línea		16	16,6	0,83	8,6614E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0070	10	5,6	1,32	7,4171E-05	CO2
Fin Línea		10	5,6	0,48	2,6933E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0085	10	12	1,25	0,0001	CO2
Fin Línea		10	12	0,49	5,9347E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0123	18	10	2,62	0,0001	CO2
Fin Línea		18	10	0,76	4,2653E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0167	20	8	2,37	9,5075E-05	CO2
Fin Línea		20	8	0,98	3,9565E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0171	11	4	1,23	4,4816E-05	CO2
Fin Línea		11	4	0,49	1,815E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0172	8	8	1,27	0,0001	CO2
Fin Línea		8	8	0,46	4,6095E-05	CO2
Inicio Línea	SFRA-0186	18	2	2,01	2,2408E-05	CO2
Fin Línea		18	2	0,86	9,619E-06	CO2
Inicio Línea	SFRA-0204	10	10	0,78	7,8027E-05	CO2
Fin Línea		10	10	0,44	4,4694E-05	CO2

En esta etapa, el análisis se realizó de acuerdo a la simulación de procesos realizada anteriormente por un equipo especialista en dicha área, esto de acuerdo con lo explicado anteriormente.

Este trabajo se basó fundamentalmente en el procesamiento de todos los datos, los cuales fueron suministrados en el software Mitool Exe, y de acuerdo a ello fueron emitidas las condiciones de criticidad en los equipos y tuberías estudiadas, así como también todas las recomendaciones para el control de la corrosión, el mantenimiento a implementar con sus debidas frecuencias de mantenimiento.

Dichas simulaciones de procesos se realizaron solamente a los pozos y a las líneas de flujo de los mismos, para los cuales se determinó el tipo de corrosión predominante.

Los fluidos producidos se encuentran contaminados por la presencia de componentes corrosivos como el dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrogeno (H_2S).

La combinación y composición de ambos determinará el desarrollo del fenómeno de corrosión. De acuerdo al criterio expresado por Kane [26], se determinó el mecanismo de corrosión predominante en el medio, a través de la relación entre las concentraciones de CO_2 y H_2S.

La tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos en los pozos ubicados en la estación de producción Monal, observándose un predominio de la corrosión por CO_2 debido a que la relación de concentraciones de CO_2/H_2S es mayor a 50, debido a que la presión parcial de éste no supera el valor estipulado en la norma NACE MR0175/ ISO 15156 [13], ($PpH_2S > 0,05$ psia), por lo tanto no existe riesgo de corrosión

inducida por hidrógeno (Hydrogen Induce Corrosion: HIC) y por corrosión bajo tensión por sulfuros (Sulfide Stress Corrosion Cracking: SSCC).

En las líneas de flujo de los pozos, al igual que en las tuberías de producción (pozos), el mecanismo predominante es el de corrosión por CO_2, ya que como se explico anteriormente, la relación CO_2/H_2S es mayor a 50 y la presión parcial de H_2S no supera el valor determinado por la NACE.

En la tabla 4.5, se observan los valores de las presiones parciales de H_2S y CO_2, para las líneas de flujo de los pozos de la estación de producción Monal.

En el Apéndice B, se muestran las tablas con los tipos de corrosión predominantes para los pozos y las líneas de flujo de dichos pozos.

Tabla 4.5. Mecanismo de corrosión predominante para las líneas de flujo de los pozos de la batería Monal.

CASOS	LÍNEA DE FLUJO DEL POZO	%CO_2	H_2S (ppm)	Presión Parcial de CO_2 (bar)	Presión parcial de H_2S (bar)	Tipo de Corrosión Predominante
Inicio Línea	SFRA-0004	21	6	2,78	7,9469E-05	CO_2
Fin Línea				0,92	2,6408E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0011	12,3	3	1,29	3,1571E-05	CO_2
Fin Línea				0,55	1,3612E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0014	16,1	5,3	1,58	5,2171E-05	CO_2
Fin Línea				0,74	2,4409E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0025	14,6	11,6	2,03	0,0001	CO_2
Fin Línea				0,70	5,579E-05	CO_2

Tabla 4.5. (Continuación).

CASOS	LÍNEA DE FLUJO DEL POZO	%CO_2	H_2S (ppm)	Presión Parcial de CO_2 (bar)	Presión parcial de H_2S (bar)	Tipo de Corrosión Predominante
Inicio Línea	SFRA-0030	21,3	7	0,93	3,081E-05	CO_2
Fin Línea				0,87	2,8905E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0033	16,3	6	1,60	5,9061E-05	CO_2
Fin Línea				0,77	2,8449E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0036	16	7	7,45	0,0003	CO_2
Fin Línea				0,73	3,2238E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0040	16,6	16	1,18	0,0001	CO_2
Fin Línea				0,73	7,0422E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0042	22,3	12,6	1,28	0,00007	CO_2
Fin Línea				0,93	5,2886E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0071	18	18	1,40	0,0001	CO_2
Fin Línea				0,81	8,1673E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0073	18	12	1,89	0,0001	CO_2
Fin Línea				0,82	5,5265E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0074	14	20	1,56	0,0002	CO_2
Fin Línea				0,71	0,0001	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0075	22	5	2,31	5,2619E-05	CO_2
Fin Línea				1,29	2,949E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0078	20	20	2,24	0,0002	CO_2
Fin Línea				1,01	0,0001	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0090	18	8	2,13	9,5075E-05	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0091	20	15	2,10	0,0001	CO_2
Inicio Línea	SFRA-0093	16	5	2,55	7,983E-05	CO_2

Todos los mecanismos de corrosión resultantes para las distintas baterías a los cuales se le realizaron las simulaciones de procesos (Balcón, La Hocha, Monal y Satélite) han sido del tipo corrosión por dióxido de carbono CO_2, ya que en todos los casos la presión parcial de sulfuro de hidrogeno H_2S es menor a 0,05 psia tal como lo expone la norma NACE MR0175/ ISO 15156.

4.3 Determinación de las velocidades de corrosión

El cálculo de las velocidades de corrosión para todos los equipos estáticos incluyendo las líneas de flujo y líneas de procesos, fueron obtenidas por medio de la implementación del software Mitool Exe, el cual utilizó la metodología de cálculo expuesta en el capitulo anterior.

La metodología aplicada por dicho software implementa la correlación de DeWaard y Milliams [19], donde se debe recordar que la correlación asume que existe la presencia de agua libre en el sistema en contacto con las paredes internas de las tuberías, y debido a esto se aplicó un factor de corrección por agua para ajustar la ecuación.

En la tabla 4.6 se muestran las velocidades de corrosión para algunas líneas de flujo de la batería Monal, campo San Francisco.

Tabla 4.6. Velocidades de corrosión determinadas en las líneas de flujo de los pozos en la batería Monal.

Líneas de Flujo de los Pozos		**Velocidades de Corrosión Teórica Interna (mpy)**
SFRA-0004	Inicio de la línea	5,18
	Final de la línea	21,19
SFRA-0011	Inicio de la línea	18,4
	Final de la línea	10,76
SFRA-0014	Inicio de la línea	17,25
	Final de la línea	9,98

Tabla 4.6. (Continuación).

Líneas de Flujo de los Pozos		Velocidades de Corrosión Teórica Interna (mpy)
SFRA-0025	Inicio de la línea	22,28
	Final de la línea	7,17
SFRA-0030	Inicio de la línea	18,01
	Final de la línea	17,5
SFRA-0033	Inicio de la línea	26,85
	Final de la línea	15,5
SFRA-0036	Inicio de la línea	11,73
	Final de la línea	15,48
SFRA-0040	Inicio de la línea	17,81
	Final de la línea	11,57
SFRA-0042	Inicio de la línea	25,73
	Final de la línea	20,29
SFRA-0071	Inicio de la línea	9,92
	Final de la línea	7,26
SFRA-0073	Inicio de la línea	26,77
	Final de la línea	13,95
SFRA-0074	Inicio de la línea	21,09
	Final de la línea	11,39
SFRA-0075	Inicio de la línea	33,27
	Final de la línea	21,06
SFRA-0078	Inicio de la línea	35,16
	Final de la línea	8,82
SFRA-0090	Inicio de la línea	22,1
	Final de la línea	22,1
SFRA-0091	Inicio de la línea	17,27
	Final de la línea	17,27
SFRA-0093	Inicio de la línea	35,01
	Final de la línea	35,01
SFRA-0094	Inicio de la línea	13,51
	Final de la línea	13,51
SFRA-0099	Inicio de la línea	4,63
	Final de la línea	0,83
SFRA-0111	Inicio de la línea	2,96
	Final de la línea	2,92
SFRA-0124	Inicio de la línea	8,63
	Final de la línea	5,82

En esta tabla que se acaba de mostrar se puede observar que las velocidades de corrosión varían de 0,833 a 35,16 milésimas de pulgadas por año (mpy), y según la tabla 3.1 mostrada en el capitulo anterior, estas velocidades varían de valores considerados muy bajos a valores moderadamente altos.

En el caso donde se presenten velocidades de corrosión muy elevadas, como se puede observar en la línea SFRA-0186 (43,61 mpy), se debe a que es esa línea está presente un alto porcentaje de agua (98,62 %), en otros casos una velocidad de corrosión muy alta también puede ser producto de una alta presencia de CO_2.

Para los casos de las líneas de flujo SFRA-0090, 0091 y 0093 se consideró que las velocidades de corrosión para cada una de ellas al final de la línea eran iguales que en su inicio, ya que en estas líneas no existía una data completa para la determinación de dichas velocidades y por lo tanto se trabajó con el dato obtenido en el inicio de cada línea. En la tabla 4.7 se muestran también los resultados obtenidos para las velocidades de corrosión presentes en los pozos de la batería Monal.

Tabla 4.7. Velocidades de corrosión determinadas en los pozos de la batería Monal.

Pozos		Velocidad de Corrosión Teórica Interna (mpy)
SFRA-0024	Inicio Línea	13,14
	Fin Línea	8,85
SFRA-0028	Inicio Línea	4,95
	Fin Línea	23,18
SFRA-0070	Inicio Línea	10,68
	Fin Línea	8,26
SFRA-0085	Inicio Línea	25,36
	Fin Línea	15,09

Tabla 4.7. (Continuación).

Pozos		Velocidad de Corrosión Teórica Interna (mpy)
SFRA-0123	Inicio Línea	33,15
	Fin Línea	19,73
SFRA-0167	Inicio Línea	4,87
	Fin Línea	29,5
SFRA-0171	Inicio Línea	22,41
	Fin Línea	15,52
SFRA-0172	Inicio Línea	22,41
	Fin Línea	15,14
SFRA-0186	Inicio Línea	3,94
	Fin Línea	25,44
SFRA-0204	Inicio Línea	21,45
	Fin Línea	15,47

Al igual que las líneas de flujo, en los pozos se presentaron velocidades de corrosión elevadas, las mismas varían de 8,2673 a 43,25 mpy, en donde, este último valor se considera un valor alto según lo considerado en el capitulo tres de este proyecto, pero no tan crítico como el que presentó la línea de flujo SFRA-0186 (43,61 mpy).

Para los equipos de Monal se obtuvieron unas velocidades de corrosión teóricas internas que oscilan entre 7,238 a 34,95 mpy, tal y como se puede observar en la tabla 4.8, las cuales son consideras velocidades que tienen un nivel de riesgo medio bajo y medio alto.

En el Apéndice C, se presenta una muestra de cálculo para la determinación de dichas velocidades para todas las líneas y equipos analizados en este trabajo.

Tabla 4.8. Velocidades de corrosión determinadas en los equipos de la batería Monal.

Equipo	Descripción	Velocidad de Corrosión Teórica Interna (mpy)
M-MBD-101	Separador	11,97
M-MBD-102	Separador	32,19
M-MBD-103	Separador	34,94
M-MBD-104	Separador	32,37
M-MBD-105	Separador	32,38
M-MBD-106	Knock Out Drum	8,52
M-MBF-101	Scrubber Gas	7,23
M-MAM-106	Knock out drum-1	32,65
M-MAM-107	Knock out drum-2	32,25

4.4 Análisis basado en riesgo de las instalaciones y presentación esquemática de los niveles de riesgo

Para la implementación del análisis basado en riesgo a los equipos estáticos y tuberías fue necesario emplear las potencialidades de falla, ya presentadas en el capitulo tres de este trabajo. En dichas potencialidades, se tomaron en cuenta los parámetros operacionales, los cuales fueron suministrados por el departamento de producción y todo aquel personal obrero que labora en cada estación o campo de la empresa Hocol-Colombia. Estas potencialidades fueron divididas de la siguiente manera:

- ✓ Potencialidad por corrosión interna.
- ✓ Potencialidad por corrosión externa.
- ✓ Potencialidad por daños por terceros.
- ✓ Potencialidad por geotecnia.
- ✓ Potencialidad por procedimientos operacionales.

Analizando primeramente los pozos, es necesario recordar que para los mismos solo se determinaron las potencialidades por corrosión interna, como se muestra en la figura 4.8, ya que al ocurrir una fuga de hidrocarburo, la misma solo afectaría la corrosión interna, no afectaría a las comunidades cercanas ni al ambiente.

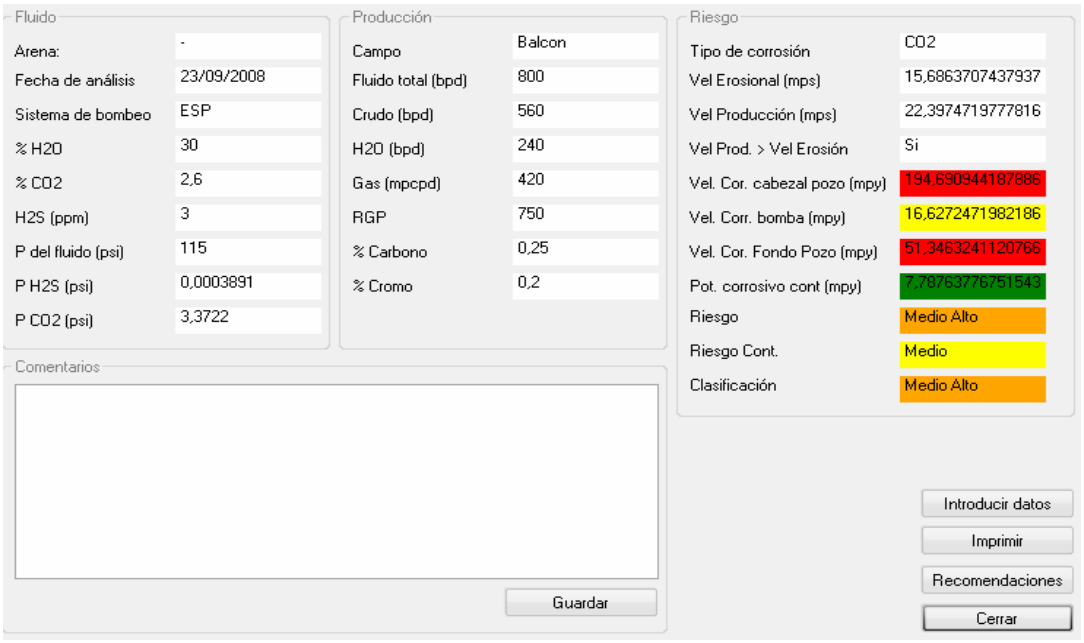


Figura 4.10. Estado del pozo BALC-0019 del campo Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

En las figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran las estadísticas de los pozos pertenecientes a Balcón, La Hocha, Monal y Satélite respectivamente, en base al nivel de corrosión obtenido en cada equipo o línea en análisis.

En el campo Balcón, se pueden observar que existen tres (3) pozos con un alto riesgo de corrosión, los cuales fueron BALC-0019, 0021 y 0022, este nivel de riesgo que se observa en dichos pozos se debe principalmente a que en el cabezal de cada pozo las velocidades de corrosión, en los pozos 0021 y 0022 son de 99,94 y 116,90 mpy respectivamente, los cuales son valores que se consideran extremadamente altos,

sin olvidar que las potencialidades de falla también afectan estos niveles de corrosión, dichas velocidades resultantes son a causa de las variables operacionales, en este caso específico se han incrementado debido al alto porcentaje de agua presente en el sistema. Por otra parte para el pozo 0019 se determinó una velocidad de corrosión de 51,34 mpy, considerándose un valor de criticidad elevado pero cercano a los valores que normalmente existen en este tipo de instalaciones.

Estos pozos que se acaban de nombrar son los más importantes en para la batería Balcón, ya que ellos son los que deben ser inspeccionados con mayor frecuencia y deben aplicarse planes de mantenimiento inmediato debido a su alto nivel de corrosión. Se debe recordar que estas potencialidades de falla son analizadas en conjunto con las consecuencias económicas, ambientales, salud y seguridad, para así emitir un resultado del nivel de corrosión mediante la matriz de riesgo expuesta anteriormente.

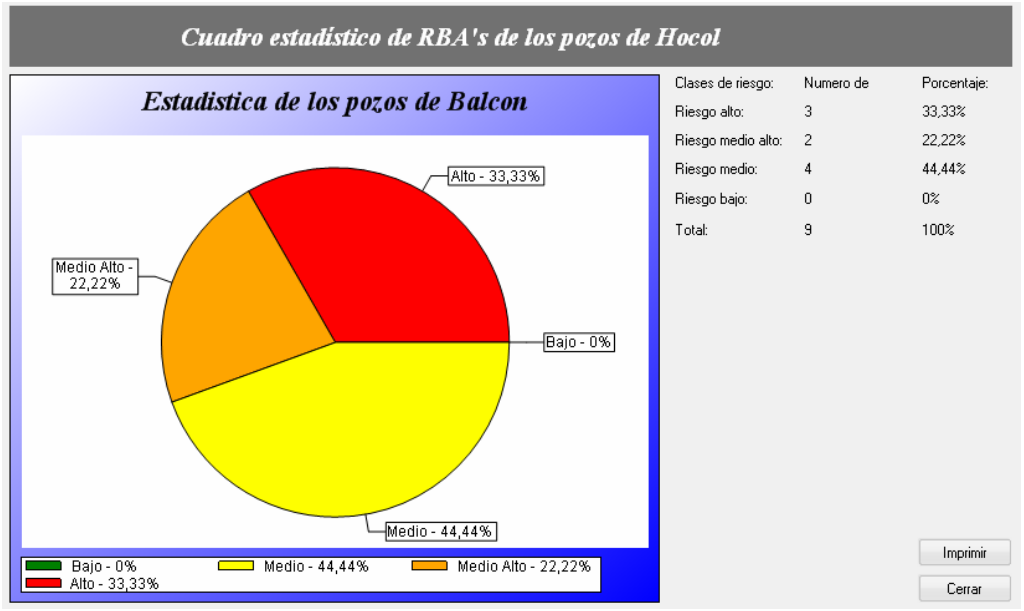


Figura 4.11. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

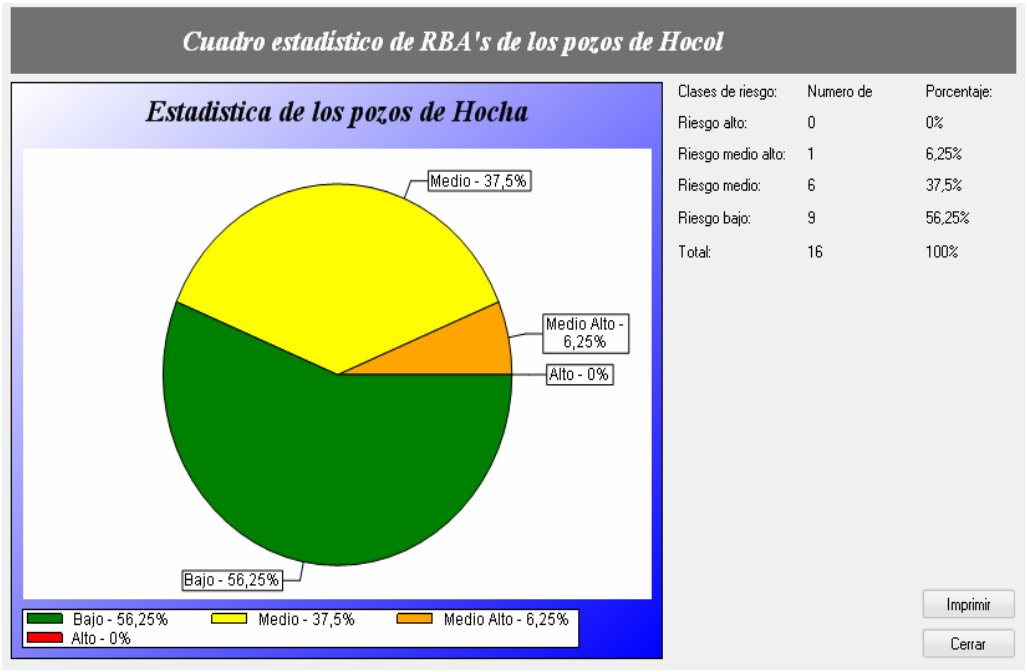


Figura 4.12. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de La Hocha.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

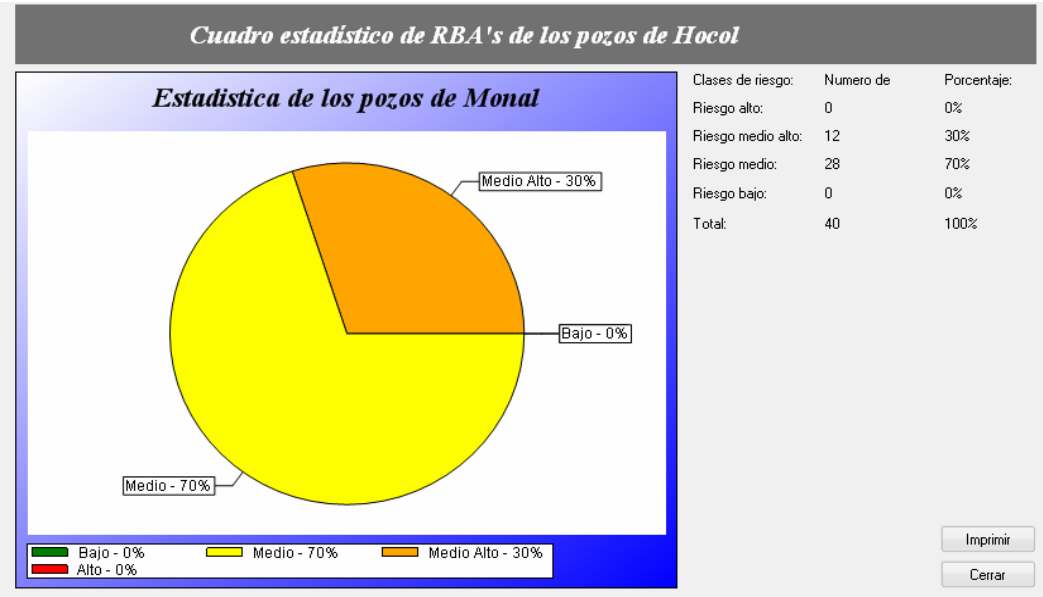


Figura 4.13. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Monal.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

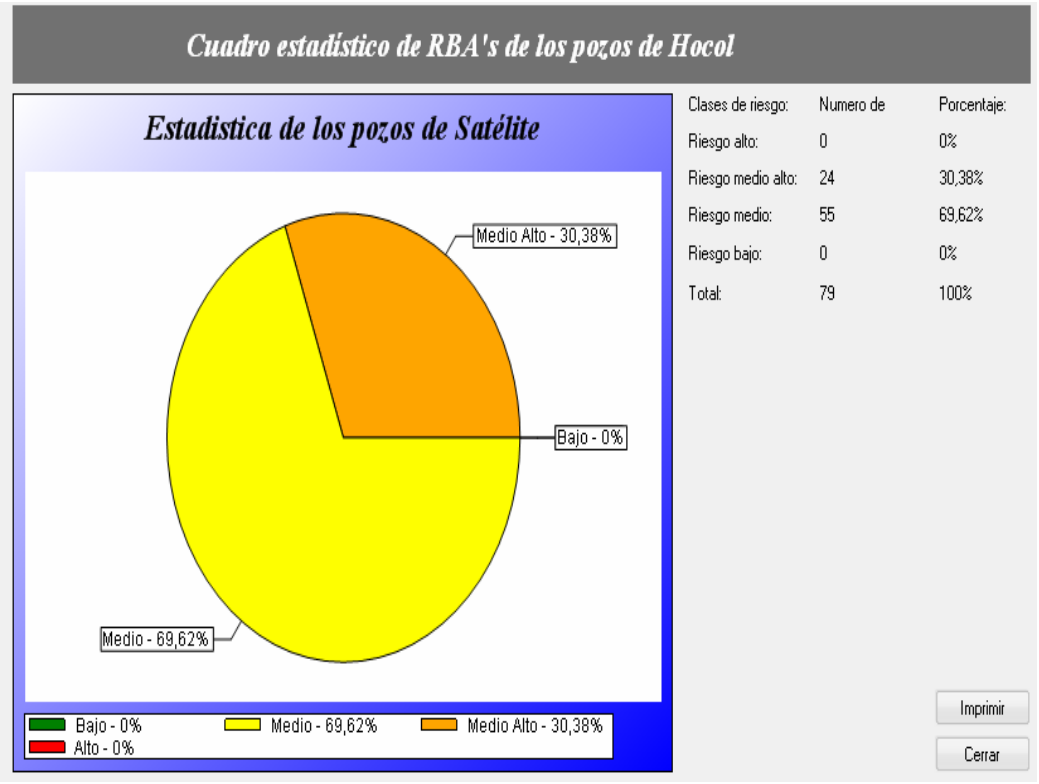


Figura 4.14. Estadística general del nivel de corrosión de los pozos de Satélite.
Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Los pozos restantes en el campo de Balcón, presentaron niveles de corrosión medio-alto y medio, ya que sus velocidades de corrosión no son tan elevadas como en el caso de los tres pozos nombrados anteriormente, en donde para estos últimos se deben aplicar planes de mantenimiento con menos rigurosidad en comparación a los que presenten niveles de riesgos altos. Estas estrategias de mantenimiento serán explicadas en el siguiente punto.

En el campo La Hocha se puede observar que el mayor porcentaje de los pozos presenta un nivel de riesgo mínimo o bajo (56,25%), lo que se traduce en 9 pozos de un total de 16 analizados y un mínimo de 6,25% presenta una criticidad media-alta.

En general, se puede decir que este campo no requiere de una gestión de mantenimiento tan considerable como para el caso del campo Balcón.

En el caso de Monal y Satélite, en el campo San Francisco, ambas baterías presentan niveles de corrosión similares, con un resultado de alrededor del 30% y 70% para los pozos con un nivel de riesgo medio-alto y medio respectivamente, aunque la diferencia de pozos analizados entre estos dos campos se puede considerar pronunciada, la perspectiva que se debe tomar en los planes de mantenimiento va guiada en la misma dirección, es decir, se deben considerar las mismas frecuencias de mantenimiento pero en diferentes números de pozos para los distintos campos. El software Mitool Exe también tiene la facilidad de mostrar los resultados de manera específica para cada pozo en cada campo analizado, estos se presentan de manera tabulada, las cuales se observan en las figuras 4.13, 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17.

Figura 4.15. Resultados de los RBA'S de los pozos del campo Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

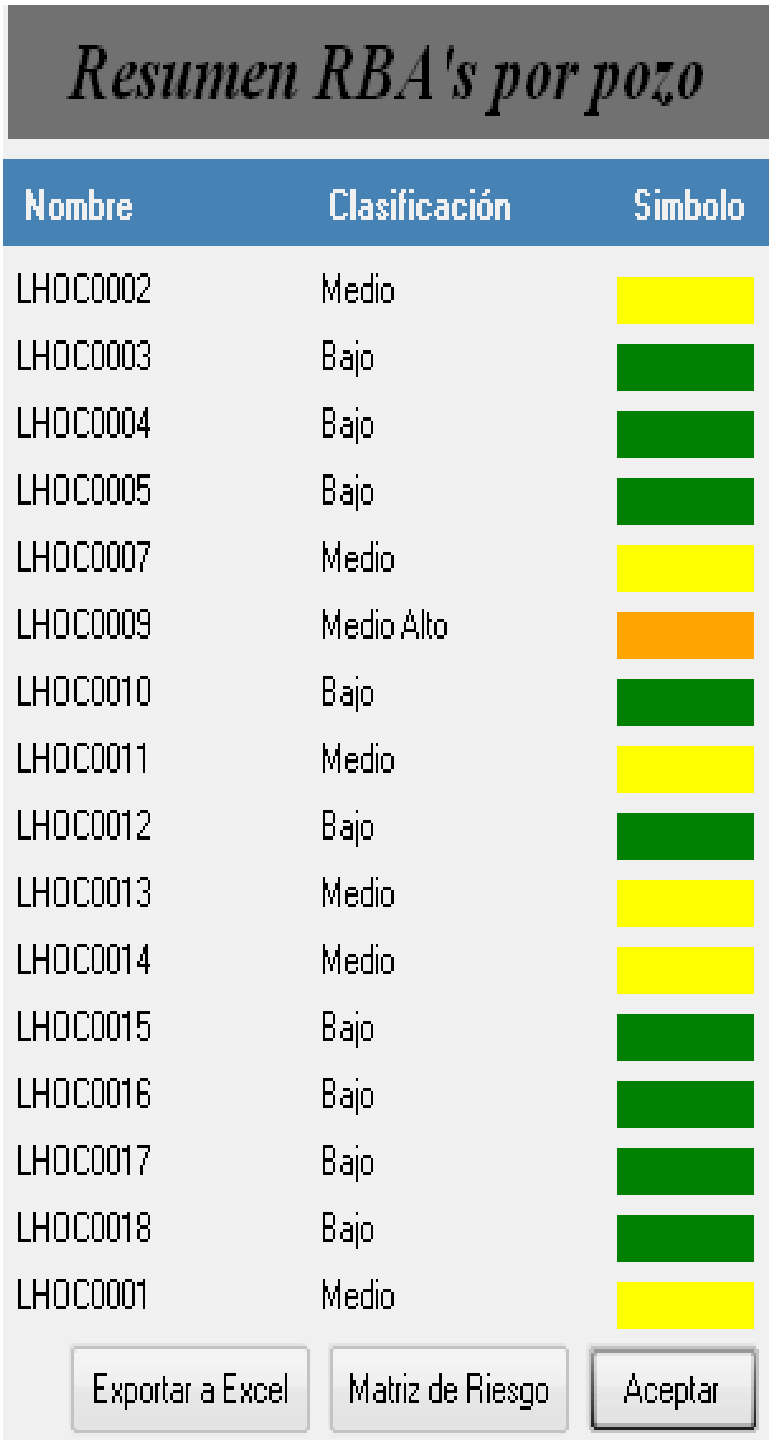


Figura 4.16. Resultados de los RBA's de los pozos del campo La Hocha.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

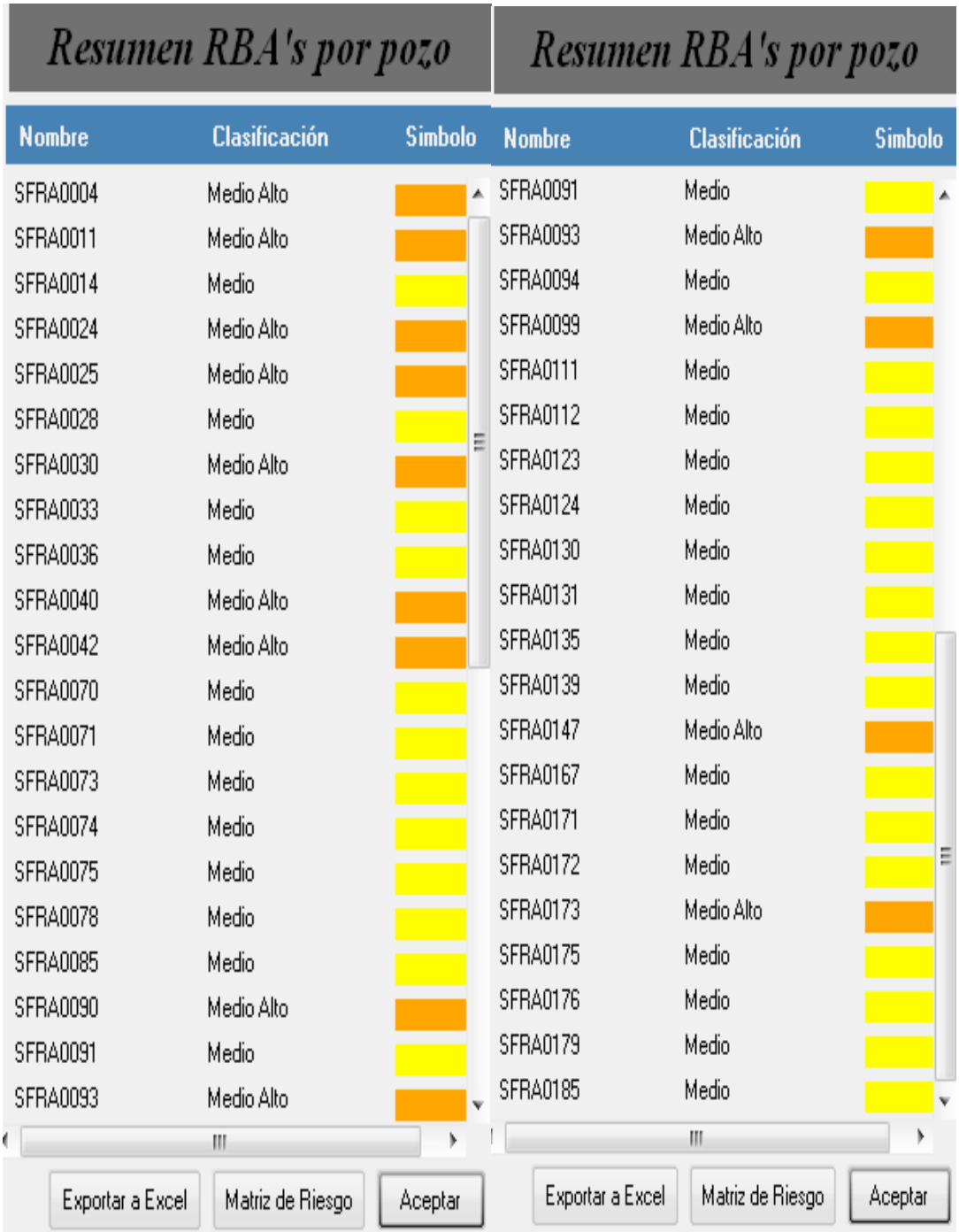


Figura 4.17. Resultados de los RBA's de los pozos de la batería Monal.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Figura 4.18. Resultados de los RBA’s de los pozos de la batería Satélite.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

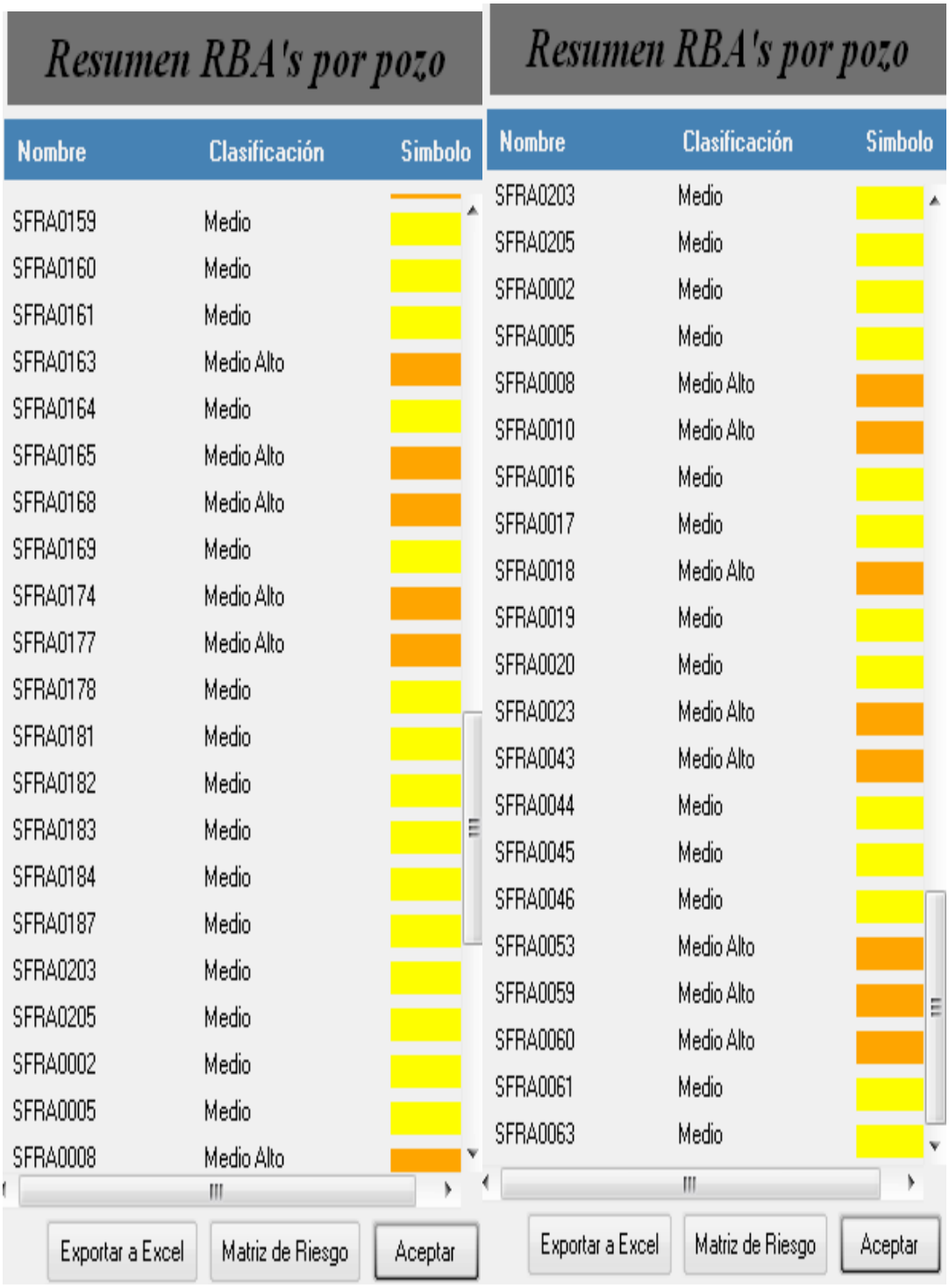


Figura 4.19. Resultados de los RBA's de los pozos de la batería Satélite.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Es importante destacar que las acciones de mantenimiento e inspección tienen unos tiempos de implementación recomendados en función del riesgo, estos son:

- ✓ Nivel de Riesgo Alto: Tiempo de implementación a la brevedad.
- ✓ Nivel de Riesgo Medio – Alto: Tiempo de implementación 6 meses.
- ✓ Nivel de Riesgo Medio: Tiempo de implementación 12 meses.
- ✓ Nivel de Riesgo Bajo: Tiempo de implementación 18 meses.

Para las líneas de flujo de los pozos los resultados se presentan de igual manera que en los pozos, de manera tabulada. En las siguientes cinco (5) figuras se estarán mostrando los resultados de los análisis basados en riesgos (RBA's) de las diferentes líneas de flujo para los campos analizados.

ID	Tag	Tramo	Riesgo	Desde
186	BALC0008	1		Cabezal del pozo BALC-0008
187	BALC0010	1		Cabezal del pozo BALC-0010
188	BALC0016	3		Cabezal del pozo BALC-0016
189	BALC0017	1		Cabezal del pozo BALC-0017
190	BALC0018	1		Cabezal del pozo BALC-0018
191	BALC0019	1		Cabezal del pozo BALC-0019
192	BALC0021	1		Cabezal del pozo BALC-0021
193	BALC0022	1		Cabezal del pozo BALC-0022
194	BALC0023	1		Cabezal del pozo BALC-0023
195	BALC0026	1		Cabezal del pozo BALC-0026
907	COLO0001	6		Cabezal del pozo BALC-0008

Figura 4.20. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Balcón. Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

ID	Tag	Tramo	Riesgo	Desde
196	LHOC0001	1		Cabezal del pozo Hocha-01
197	LHOC0002	1		Cabezal del pozo Hocha-02
198	LHOC0003	1		Cabezal del pozo Hocha-03
199	LHOC0004	1		Cabezal del pozo Hocha-04
200	LHOC0005	1		Cabezal del pozo Hocha-05
201	LHOC0007	1		Cabezal del pozo Hocha-07
202	LHOC0009	1		Cabezal del pozo Hocha-09
203	LHOC0010	1		Cabezal del pozo Hocha-10
204	LHOC0011	1		Cabezal del pozo Hocha-11
205	LHOC0012	1		Cabezal del pozo Hocha-12
206	LHOC0013	1		Cabezal del pozo Hocha-13
207	LHOC0014	1		Cabezal del pozo Hocha-14
208	LHOC0015	1		Cabezal del pozo Hocha-15
209	LHOC0016	1		Cabezal del pozo Hocha-16
210	LHOC0017	1		Cabezal del pozo Hocha-17
211	LHOC0018	1		Cabezal del pozo Hocha-18

Figura 4.21. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de la Hocha.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

ID	Tag	Tramo	Riesgo	ID	Tag	Tramo	Riesgo
212	SFRA0004	1		230	SFRA0090	1	
213	SFRA0011	1		231	SFRA0091	1	
214	SFRA0014	1		232	SFRA0093	1	
215	SFRA0024	1		233	SFRA0094	1	
216	SFRA0025	1		234	SFRA0099	1	
217	SFRA0028	1		235	SFRA0111	1	
218	SFRA0030	1		236	SFRA0112	1	
219	SFRA0033	1		237	SFRA0123	1	
220	SFRA0036	1		238	SFRA0124	1	
221	SFRA0040	1		239	SFRA0130	1	
222	SFRA0042	1		240	SFRA0131	1	
223	SFRA0070	1		241	SFRA0135	1	
224	SFRA0071	1		242	SFRA0139	1	
225	SFRA0073	1		243	SFRA0147	1	
226	SFRA0074	1		244	SFRA0167	1	
227	SFRA0075	1		245	SFRA0171	1	
228	SFRA0078	1		246	SFRA0172		
229	SFRA0085	1		247	SFRA0173	1	
230	SFRA0090	1		248	SFRA0175	1	
231	SFRA0091	1		249	SFRA0176	1	
232	SFRA0093	1		250	SFRA0179	1	
233	SFRA0094	1		251	SFRA0185	1	
234	SFRA0099	1		252	SFRA0186	1	
235	SFRA0111	1		253	SFRA0204	1	

Figura 4.22. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Monal.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

ID	Tag	Tramo	Riesgo
254	SFRA0002	1	
255	SFRA0005		
256	SFRA0008	1	
257	SFRA0010	1	
258	SFRA0016	1	
259	SFRA0017	1	
260	SFRA0018	1	
261	SFRA0019	1	
262	SFRA0020	1	
263	SFRA0023	1	
264	SFRA0043	1	
265	SFRA0044	1	
266	SFRA0045	1	
267	SFRA0046	1	
268	SFRA0053	1	
269	SFRA0059	1	
270	SFRA0060	1	
271	SFRA0061	1	
272	SFRA0063	1	
273	SFRA0064	1	
274	SFRA0066	1	
275	SFRA0068	1	
276	SFRA0069	1	
277	SFRA0076	1	

ID	Tag	Tramo	Riesgo
278	SFRA0081		
279	SFRA0082	1	
280	SFRA0083	1	
281	SFRA0084	1	
282	SFRA0087	1	
283	SFRA0088	1	
284	SFRA0092	1	
285	SFRA0095	1	
286	SFRA0096	1	
287	SFRA0097	1	
288	SFRA0098	1	
289	SFRA0100	1	
290	SFRA0125	1	
291	SFRA0126	1	
292	SFRA0127	1	
293	SFRA0128	1	
294	SFRA0129	1	
295	SFRA0132	1	
296	SFRA0133	1	
297	SFRA0134	1	
298	SFRA0136	1	
299	SFRA0137	1	
300	SFRA0138	1	
301	SFRA0140	1	

Figura 4.23. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Satélite.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

ID	Tag	Tramo	Riesgo	ID	Tag	Tramo	Riesgo
302	SFRA0141	1		309	SFRA0149	1	
303	SFRA0142	1		310	SFRA0154	1	
304	SFRA0143	1		311	SFRA0155	1	
305	SFRA0144	1		312	SFRA0156	1	
306	SFRA0145			313	SFRA0157		
307	SFRA0146	1		314	SFRA0158	1	
308	SFRA0148	1		315	SFRA0159	1	
309	SFRA0149	1		316	SFRA0160	1	
310	SFRA0154	1		317	SFRA0161	1	
311	SFRA0155	1		318	SFRA0163	1	
312	SFRA0156	1		319	SFRA0164	1	
313	SFRA0157			320	SFRA0165	1	
314	SFRA0158	1		321	SFRA0168	1	
315	SFRA0159	1		322	SFRA0169	1	
316	SFRA0160	1		323	SFRA0174	1	
317	SFRA0161	1		324	SFRA0177	1	
318	SFRA0163	1		325	SFRA0178	1	
319	SFRA0164	1		326	SFRA0181	1	
320	SFRA0165	1		327	SFRA0182	1	
321	SFRA0168	1		328	SFRA0183	1	
322	SFRA0169	1		329	SFRA0184	1	
323	SFRA0174	1		330	SFRA0187	1	
324	SFRA0177	1		331	SFRA0203	1	
325	SFRA0178	1		332	SFRA0205	1	

Figura 4.24. Resultados de los RBA's para las líneas de flujo de los pozos de Satélite.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

En primer lugar, se debe acotar que en ninguna línea de flujo de los diferentes campos se presentaron niveles de corrosión bajos, todas las tuberías están entre niveles de medio-alto a medio, en donde las líneas BALC-0008 y 0010 del campo Balcón son las que presentan la condición de este último caso expuesto. Estas líneas que presentan niveles de riesgo medio-alto son las que se les debe dar un poco mas de atención en cuando a la inspección y mantenimiento según lo que plantee la gestión de mantenimiento de la empresa, es decir al casi cien por ciento de las líneas.

En el caso de las líneas de flujo que no presenta un resultado, como lo son SFRA-0172 de la batería Monal, SFRA-0005, 0081, 0145 y 0157 en la batería Satélite, ambas ubicadas en el campo San Francisco, dichos estudios no están representados en estas tabulaciones ya que en las mismas no se disponía de los valores necesarios de las variables requeridas para la determinación de las velocidades de corrosión y a su vez del nivel de riesgo que pueda presentar.

Se debe considerar que del total de líneas analizadas solo a cinco (5) no se les pudo realizar el RBA, y también se puede decir que estas líneas deben tener el mismo comportamiento de las que fueron analizadas, ya que todas están presentando resultados dentro del mismo rango, y están sujetas a las mismas potencialidades de falla, y expresado todo esto asumirá que estas líneas tienen un nivel de corrosión medio-alto al momento de aplicar un plan de mantenimiento.

Las baterías de Balcón, La Hocha, Monal y Satélite, muestran un resultado igual que para el caso de las líneas de flujo de los pozos, para el caso de las tuberías que hacen vida dentro de cada una de dichas baterías, se pueden obtener tablas por medio del software implementado que muestran los niveles de corrosión de dichas tuberías. En las figuras 4.23 y 4.24 se muestran los niveles de corrosión que han resultado en las baterías Balcón y La Hocha.

ID	Tag	Tramo	Riesgo
1038	1-A-6"-40-RW		
1039	2-A-6"-40-RW		
1040	3-A-6"-40-DW		
911	1-A-8"-40-P	1	
912	2-A-10"-40-P	1	
913	3-A-10"-40-P	1	
914	4-A-6"-40-P	1	
915	5-A-6"-40-P	1	
916	6-A-6"-40-P	1	
917	7-A-4"-40-P	1	
918	8-A-8"-40-P	1	
919	9-A-6"-40-P	1	
920	10-A-6"-40-P	1	
921	11-A-6"-40-P	1	
922	12-A-3"-40-P	1	
923	13-A-6"-40-FG	1	
924	14-A-6"-40-FG	1	
925	31-A-6"-40-FG	1	
926	32-A-6"-40-FG	1	
927	33-A-4"-40-FG	1	
928	34-A-8"-40-FG	1	
929	35-A-12"-40-FG	1	
930	37-A-12"-40-FG		
931	38-A-12"-40-FG	1	

ID	Tag	Tramo	Riesgo
915	5-A-6"-40-P	1	
916	6-A-6"-40-P	1	
917	7-A-4"-40-P	1	
918	8-A-8"-40-P	1	
919	9-A-6"-40-P	1	
920	10-A-6"-40-P	1	
921	11-A-6"-40-P	1	
922	12-A-3"-40-P	1	
923	13-A-6"-40-FG	1	
924	14-A-6"-40-FG	1	
925	31-A-6"-40-FG	1	
926	32-A-6"-40-FG	1	
927	33-A-4"-40-FG	1	
928	34-A-8"-40-FG	1	
929	35-A-12"-40-FG	1	
930	37-A-12"-40-FG		
931	38-A-12"-40-FG	1	
932	39-A-6"-40-FG		
933	40-A-10"-40-FG	1	
1237	15-A-6"-40-FG	1	
1238	16-A-6"-40-FG	1	
1239	17-A-10"-40-FG	1	
1240	18-A-6"-40-FG	1	
1241	27-A-4"-40-FG	1	

Figura 4.25. Resultados de los RBA's para las líneas en la batería Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

ID	Tag	Tramo	Riesgo
1096	1-A-4"-40-P	1	
1097	2-A-3"-40-FG	1	
1098	3-A-4"-40-P	1	
1099	4-A-4"-40-P	1	
1100	5-A-4"-40-P	1	
1101	6-A-4"-40-P		
1102	7-A-2"-40-FG		
1103	8-A-2"-40-FG	1	
1104	9-A-4"-40-P	1	
1105	10-4"-40-P	1	
1106	11-A-4"-40-W	1	
1107	12-A-4"-40-P	1	
1108	13-A-3"-40FG	1	
1109	14-A-4"-40-P	1	
1110	15-A-4"-40-W	1	
1111	16-A-4"-40-P	1	
1112	17-A-3"-40-FG	1	
1113	18-A-4"-40-P	1	
1114	19-A-6"-40-W	1	
1115	20-A-4"-40-P	1	
1116	21-A-3"-40-FG	1	
1117	22-A-4"-40-P	1	
1118	23-A-6"-40-W	1	
1119	24-A-6"-40-P	1	
1120	25-A-4"-40-P	1	
1121	26-A-4"-40-P	1	
1122	27-A-4"-40-P	1	
1123	28-A-3"-40-FG	1	
1124	29-A-6"-40-P	1	
1125	30-A-4"-40-P	1	
1126	31-A-4"-40-P	1	
1127	32-A-4"-40-W	1	
1128	33-A-3"-40-FG	1	
1129	34-A-6"-40-P	1	
1130	35-A-4"-40-P	1	
1131	36-A-4"-40-P	1	
1132	37-A-4"-40-W	1	
1133	38-A-3"-40-FG	1	
1134	39-A-6"-40-P	1	
1135	40-A-4"-40-P	1	
1136	41-A-4"-40-P	1	
1137	42-A-4"-40-W	1	
1138	43A-3"-40-FG	1	
1139	44-A-6"-40-P	1	
1140	45-A-4"-40-P	1	
1141	46-A-4"-40-P	1	
1142	47-A-4"-40-W	1	
1143	48-A-3"-40-FG	1	

Figura 4.26. Resultados de los RBA's para las líneas en la batería La Hocha.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Las líneas de las baterías Monal y Satélite, del campo San Francisco, presentan el mismo comportamiento de las tuberías que se acaban de presentar, ya que en las mismas la potencialidad que está determinando el nivel de corrosión es la potencialidad por corrosión interna, en el cual se presentan valores similares para la mayoría de las líneas con esa probabilidad de falla. Se puede observar que esta potencialidad de falla en conjunto con las consecuencias está arrojando en la matriz de riesgo un nivel de riesgo medio-alto para la mayoría de las líneas, pudiendo decir que más del noventa por ciento de ellas necesitan el mismo plan o gestión de mantenimiento. Ahora bien, para el caso de los equipos presentes en estas cuatro baterías analizadas, los resultados se presentan de manera esquemática, a continuación se muestra en la figura 4.25 un esquemático de la batería Balcón con los niveles de corrosión para cada equipo.

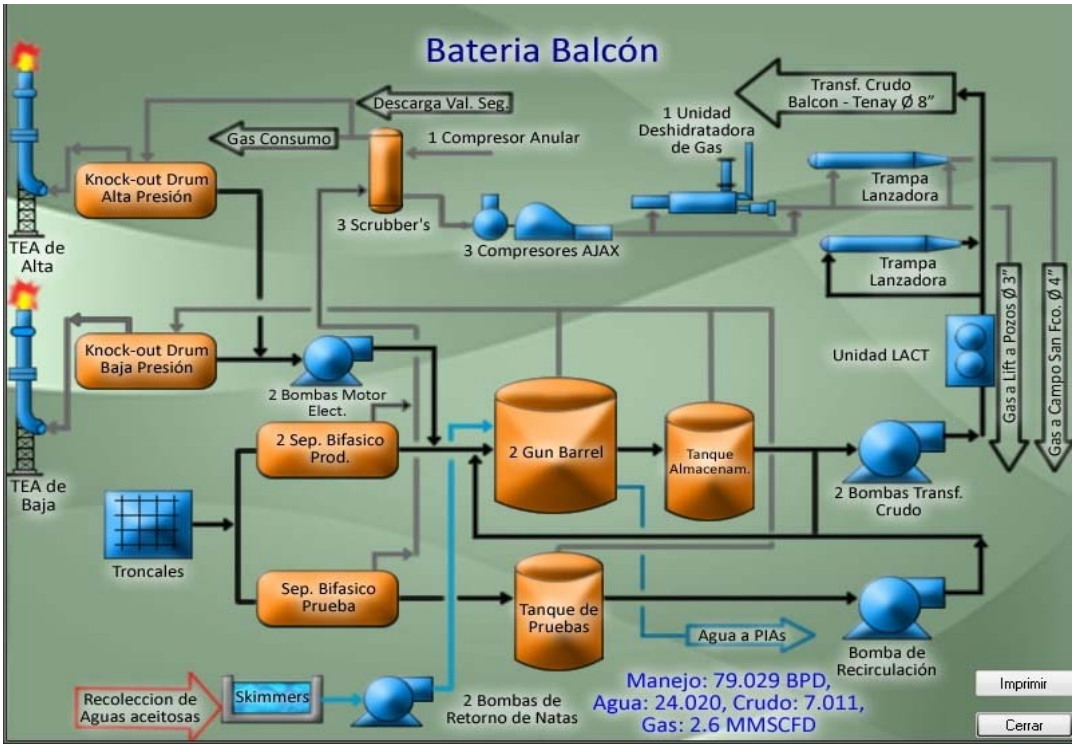


Figura 4.27. Resultados de los RBA's para los equipos de la batería Balcón.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Se puede observar que en figura 4.25 que existen equipos sin nivel de riesgo alguno, esto es debido a que dichos elementos no son considerados equipos estáticos, por lo tanto no se le realizó ningún tipo de análisis.

Por otra parte, se debe recalcar que todos los equipos presentes en las baterías La Hocha, Monal y Satélite presentan un nivel de riesgo medio-alto, y como ya se ha expuesto anteriormente en este trabajo, en los equipos solo se considera la potencialidad por corrosión interna, dichos resultados en el cien por ciento de los equipos se debe a la alta presencia de oxido de carbono (CO_2) y las velocidades de corrosión presentes que también dependen de la cantidad de sulfuro de hidrogeno (H_2S) presente en el fluido.

En los equipos de la estación Tenay y las pia's de Balcón y Monal, los niveles de corrosión son expuestos al igual que para el caso anterior. La diferencia que se presenta es que en la estación Tenay existen un menor porcentaje de equipos con un nivel medio-alto, apareciendo ahora equipos con un nivel medio de riesgo.

Las tuberías para dichas pia's y dicha estación, también presentan el mismo comportamiento que se ha venido presentando en las baterías, los cuales no se salen del rango entre un nivel medio a medio-alto, sin aparecer líneas con niveles bajos o altos de corrosión.

Los resultados para las líneas de transferencia, las cuales son las tuberías que comunican los diferentes campos analizados, se presentan en la figura 4.26 mostrada a continuación.

ID	Tag	Tramo	Riesgo	ID	Tag	Tramo	Riesgo
8	SATELITE - MONAL	1		13	DINA - MONAL	4	
9	MONAL - TENAY	8		14	BALCON - DINA	7	
11	BALCON - TENAY	6		1060	Troncal Norte	1	
12	SATELITE - MONAL	1		1061	Troncal Sur	1	
13	DINA - MONAL	4		1062	Troncal-SFRA-001	1	
14	BALCON - DINA	7		1063	Troncal-SFRA-002	1	
1060	Troncal Norte	1		1064	Troncal-SFRA-008	1	
1061	Troncal Sur	1		1065	Troncal-SFRA-016	1	
1062	Troncal-SFRA-001	1		1066	Troncal-SFRA-020	1	
1063	Troncal-SFRA-002	1		1067	Troncal-SFRA-021	1	
1064	Troncal-SFRA-008	1		1068	Troncal-SFRA-023	1	
1065	Troncal-SFRA-016	1		1069	Troncal-SFRA-044	1	
1066	Troncal-SFRA-020	1		1070	Troncal-SFRA-060	1	
1067	Troncal-SFRA-021	1		1071	Troncal-SFRA-077	1	
1068	Troncal-SFRA-023	1		1072	Troncal-SFRA-083	1	
1069	Troncal-SFRA-044	1		1073	Troncal-SFRA-126	1	
1070	Troncal-SFRA-060	1		1074	Troncal-SFRA-142	1	
1071	Troncal-SFRA-077	1		1075	Troncal-SFRA-0025	1	
1072	Troncal-SFRA-083	1		1076	Troncal-SFRA-0042	1	
1073	Troncal-SFRA-126	1		1077	Troncal-SFRA-0070	1	
1074	Troncal-SFRA-142	1		1078	Troncal-SFRA-0093	1	
1075	Troncal-SFRA-0025	1		1079	Troncal-0005	1	
1076	Troncal-SFRA-0042	1		1080	Troncal-0006	1	
1077	Troncal-SFRA-0070	1		1081	Troncal-0017	1	

Figura 4.28. Resultados de los RBA’s para las líneas de transferencia.

Fuente: Software Mitool Exe, 2008.

Estas líneas de transferencia como bien se puede notar, están bajo el mismo comportamiento de las tuberías ya analizadas, en donde en su gran mayoría presentan un nivel de corrosión medio-alto, los cuales se deben también al grado de criticidad que existe en cada una de sus potencialidades de falla por corrosión interna.

4.5 Estrategias de mantenimiento, monitoreo y control de corrosión

Ya obtenidos los resultados de los niveles de riesgo que están presentes en cada pozo, línea y equipo, se procede a decidir qué acciones se deben tomar de acuerdo a los niveles de riesgo de cada sistema.

Se debe comenzar el análisis por aquellos pozos, líneas o equipos que presenten un nivel de riesgo alto, los cuales se representan por el color rojo como ya se expuso anteriormente, siguiendo hacia los que están expuesto a un nivel bajo de corrosión, representado por el color verde.

Es importante resaltar que del sistema sometido a estudio (pozos, líneas y equipos), no se posee ningún tipo de monitoreo de corrosión, por lo cual, no se pudo tener disponible datos reales de velocidades de corrosión para así determinar los niveles de riesgo mas cercanos a la realidad.

El nivel de riesgo que se obtuvo para cada pozo, línea y equipo, fue únicamente en base a las velocidades de corrosión obtenidas por el software Mitool Exe, en donde, no se descarta la posibilidad de sobre-estimación en los resultados, ya que no se pudo utilizar la información real medida para ser comparada con las calculadas teóricamente y así estimar un nivel de de riesgo en el sistema lo más ajustado a la realidad. Por lo tanto, es necesario instalar sistemas de monitoreo de corrosión en cada uno de los pozos y líneas de recolección, lo cual permitirá caracterizar de

manera real, las condiciones corrosivas, las cuales se utilizan para determinar el nivel de riesgo de cada uno de los equipos.

En el apéndice F, se muestran las recomendaciones, estrategias de control de corrosión, así como las frecuencias de mantenimiento e inspecciones.

En las tablas 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12, se muestran las recomendaciones y acciones inmediatas a realizar para disminuir el nivel de riesgo encontrado en los pozos y la tabla 4.13 y 4.14, muestra las recomendaciones y estrategias de mantenimiento sugeridas para disminuir el nivel de riesgo encontrado en todas las tuberías.

Tabla 4.9. Acciones inmediatas sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riesgo alto.

RIESGO	ACCIONES INMEDIATAS
ALTO	Instalar sistemas de inyección de inhibidores de corrosión e inyectarlo en fondo.
	Instalar sistemas de monitoreo de corrosión (Cupones) en la tubería de producción que sale del cabezal de pozo a la válvula multipuerto.
	Monitoreo de fluido de producción cada 3 meses: FeTotal, Fe+2, Mn, H2S| g, L, CO2| g, L.

Tabla 4.10. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego medio-alto.

RIESGO	ACCIONES INMEDIATAS
MEDIO-ALTO	Instalar sistemas de inyección de inhibidores de corrosión e inyectarlo en fondo.
	Instalar sistema de monitoreo de corrosión (Cupones) en la tubería de producción que sale del cabezal de pozo.
	Monitoreo de fluido de producción cada 6 meses: FeTotal, Fe+2, Mn, H2S| g, L, CO2| g, L.

Tabla 4.11. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego medio.

RIESGO	RECOMENDACIONES
MEDIO	Evaluar la Instalación de sistemas de inyección de inhibidores de corrosión.
	Evaluar la instalación de sistemas de monitoreo de corrosión (Cupones) en la tubería de producción que sale del cabezal de pozo.
	Monitoreo de fluido de producción cada 9 meses: FeTotal, Fe+2, Mn, H2S| g, L, CO2| g, L.

Tabla 4.12. Recomendaciones sugeridas para los pozos que presenten un nivel de riego bajo.

RIESGO	RECOMENDACIONES
BAJO	Evaluar la Instalación de sistemas de inyección de inhibidores de corrosión.
	Evaluar la instalación de sistemas de monitoreo de corrosión (Cupones) en la tubería de producción que sale del cabezal de pozo.
	Monitoreo de fluido de producción anualmente: FeTotal, Fe+2, Mn, H2S| g, L, CO2| g, L.

Tabla 4.13. Recomendaciones y estrategias de mantenimiento para las tuberías que presenten un nivel de riesgo medio.

RIESGO	RECOMENDACIONES
MEDIO	Evaluar la Instalación de sistema de monitoreo de corrosión (cupones). Revisar cada dos meses.
	Evaluar la instalación de sistemas de inyección de inhibidor de corrosión.
	Enviar herramienta de limpieza (Cochino) semestralmente.
	Realizar muestreo de bacterias bimensual.
	Evaluar la necesidad de uso de inhibidor de incrustaciones.
	Evaluar la necesidad de instalar sistemas de inyección de inhibidor de corrosión.
	En caso de encontrarse la tubería enterrada, desenterrar para evaluar el estado del revestimiento. Cambiarlo si es necesario.
	Evaluar resistividad y pH de los suelos.
	En caso de encontrarse la tubería enterrada, en pases de carretera, realizar mediciones CIS/DCGV/Potenciales, cada dos (2) años.
	Realizar inspecciones visuales a fin de evaluar el estado del recubrimiento o aislamiento térmico, reemplazar si es necesario
	Realizar barreras de protección en áreas sensibles como ríos, riachuelos, etc.
	Revisar si el tramo se encuentra sobre estructura “H”.
	Realizar mediciones de ultrasonido para determinar la pérdida de espesor.
	Realizar desmalezamiento, si se trata de una tubería de recolección.
	Realizar recorrido para inspeccionar la tubería.

Tabla 4.14. Recomendaciones y estrategias de mantenimiento para las tuberías que presenten un nivel de riesgo medio-alto.

RIESGO	RECOMENDACIONES
MEDIO-ALTO	Enviar herramienta de limpieza (cochinos) mensualmente.
	Evaluar la necesidad de inyección de biocida.
	Evaluar la necesidad de uso de anti-incrustante.
	Realizar monitoreo en crudo, gas y agua según recomendaciones de fluidos y materiales.
	Instalar cupones para el monitoreo de corrosión.
	Instalar sistemas de inyección de inhibidor de corrosión
	Realizar inspecciones visuales cada 3 meses.
	Realizar desmalezamiento, si es necesario
	Hacer barreras de protección para proteger áreas sensibles como riachuelos, vegetación, etc., cuando se trate de líneas de recolección.
	Evaluar según normas la vida remanente de la tubería.
	Evaluar la instalación de Protección Catódica
	En caso de encontrarse la tubería enterrada, desenterrarla para su evaluación. Verificar el estado del revestimiento y reemplazarlo si está dañado.
	Restituir el revestimiento o aislamiento en la parte afectada.
	En caso de que la pintura esté dañada, evaluar la necesidad de aplicar un nuevo sistema de pintura.

DOCUMENTACIÓN APLICABLE.

- Código ASME Sección 2, 5 y 9. ASME B 31 G, ASME B31.8.
- Norma API 1104, 5L.
- ANSI B16.5, B16.9, B31.3, B31.4
- ASTM A36, A53, A105, E94, A370.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

1. La metodología recomendada por Sigecor se aplicó en los pozos, tuberías y equipos de los sistemas de tratamiento de crudo y agua de las baterías Balcón, La Hocha, Monal, Satélite, plantas de tratamiento e inyección de agua de Balcón y Monal, así como a la estación Tenay y líneas de transferencia.

2. El mecanismo de corrosión predominante en toda la instalación de la empresa Hocol-Colombia fue de corrosión por dióxido de carbono (CO_2).

3. Los pozos BALC-0019, 0021 y 0022 fueron los únicos equipos analizados que presentaron un nivel de riesgo alto (rojo), con unas velocidades de corrosión de 51,34; 99,94 y 116,90 mpy respectivamente, esto debido al alto porcetanje de agua presente en el fluido.

4. El 93 por ciento de todas las líneas (líneas de flujo, procesos y de transferencia) presentaron un nivel de riesgo medio-alto (naranja), mientras que el 7 por ciento presentó un nivel medio de riesgo (amarillo).

5. El 87 por ciento de los equipos presentaron un nivel de riesgo medio-alto (naranja), y el 13 por ciento un nivel medio (amarillo), lo que significa que se facilita la implementación del programa de mantenimiento e inspección a las instalaciones estudiadas.

6. El análisis basado en riesgo (RBA por siglas en ingles) permitió con su análisis determinar el nivel de riesgo asociado a cada equipo analizado, pudiendo determinar posteriormente las recomendaciones de mantenimiento e inspección de acuerdo al equipo estudiado y su nivel de riesgo asociado.

7. La presentación de las vistas aéreas (vista de resultados) aportadas por el software Mitool Exe, permitió de una manera muy clara y fácil interpretar los niveles de criticidad de cada equipo o tubería, así como para el sistema en general.

8. La metodología desarrollada en conjunto con el software Mitool Exe, permitió el manejo fácil y rápido de los resultados, pudiendo así determinar las acciones preventivas y de control en la gestión del mantenimiento junto con sus frecuencias, manejando de esta manera efectivamente los recursos para la ejecución del mantenimiento.

9. Las estrategias de mantenimiento e inspección planteadas ayudaron a manejar de manera efectiva los recursos para la ejecución del mantenimiento, recomendando frecuencias razonables y así minimizar el riesgo de cada equipo.

5.2. Recomendaciones

1. La metodología desarrollada en éste trabajo debe ser implementada con una continuidad en el transcurrir del tiempo en la industria petrolera, para llevar un control del comportamiento corrosivo de los fluidos manejados, y establecer prioridades en función de los niveles de riesgo presentes en los equipos.

2. Con relación al sistema evaluado en éste trabajo, se recomienda la adecuada instalación de sistemas de monitoreo y control, con el fin de obtener datos reales del comportamiento corrosivo de los fluidos manejados, e inhibir el desarrollo del fenómeno de corrosión. Esto se debe implementar comenzando por los equipos que presentan un nivel de riesgo más alto, continuando hacia los que presentan menor nivel de riesgo (riesgo medio-alto, medio y bajo).

3. Es necesario que se recolecten todos los datos requeridos para el cálculo de todas las variables que se utilizan en esta técnica, para que el análisis basado en riesgo pueda arrojar resultados que sean los más cercanos a la realidad.

4. Una vez instalados los respectivos equipos de monitoreo para obtener información de la velocidad de corrosión real en campo, se recomienda ampliar la metodología, para adoptar un procedimiento de cálculo estadístico, recomendado por la técnica RBA. Esto permite determinar la velocidad de corrosión total, la cual debe ser producto de la suma entre la velocidad de corrosión medida en campo y la velocidad de corrosión calculada por el programa, determinándose un nivel de riesgo en cuanto a susceptibilidad de falla, más ajustado a la realidad.

5. Aplicar nuevamente esta metodología, luego de haber instalado los sistemas de monitoreo de corrosión, para evaluar en qué nivel de riesgo se encuentran realmente las instalaciones estudiadas.

6. Realizar pruebas de laboratorio, simulaciones, etc., que permitan conocer la información de todas las instalaciones presentes en Hocol-Colombia (composición, caudales, presiones, bacterias, etc.), para, luego de

retroalimentar el sistema, determinar niveles de riesgo mucho más representativos y que probablemente resulten menores a los actuales.

7. Implementar las estrategias de mantenimiento propuestas en el trabajo, para garantizar la integridad de los equipos y tuberías del sistema. Una vez implementadas, evaluar nuevamente el riesgo.

8. Debe considerarse una constante actualización tanto de la data como del programa diseñado para implementar la metodología.

BIBLIOGRAFIA

[1] HTTP: www.bnamericas.com/company-profile/en/Hocol_S,A,-Hocol

[2] http:www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=41907&pagID=131026

[3] Ramos, D. **"Control y diagnóstico de corrosión/erosión en las instalaciones de producción del distrito barinas"**, Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Oriente, Barcelona Estado Anzoátegui, (1995).

[4] Veloso, E. **"Evaluación de la tasa de corrosión interna del oleoducto de 36'' que transporta crudo extrapesado diluido de la faja del Orinoco",** Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Barcelona Estado Anzoátegui, (2004).

[5] Maestre. A. **"Desarrollo e implementación de un sistema de gestión de control de corrosión, basado en análisis de riesgo, para instalaciones de producción del campo junín"**, Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Oriente, Barcelona Estado Anzoátegui, (2006).

[6] U. Herbert, **"Corrosión y control de corrosión",** Urmo S.A., 1era edición, Bilbao, (1979).

[7] Palacios. C. **"Corrosión",** Curso de Ingeniería de Gas, Módulo IV, Corpoven, (1993).

[8] Palacios. C.; Hernández. O **"Corrosión",** Curso básico de corrosión, Asvencor, (2007).

[9] HTTP: www.corrosion4dummies.com

[10] Sotillo. M. **"Desarrollo e implementación de un sistema de gestión de control de corrosión basado en análisis de riesgo en los sistemas de tratamiento de crudo y agua del campo Junín"**, Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Barcelona Estado Anzoátegui, (2006).

[11] http:www.corrosionclinic.com/types_of_corrosion/filiform_corrosion_underfilm_corrosion.jpg

[12] Ikeda, A., Mukai, S., Ueda, M., **"Corrosion behavior of 9% to 25% Cr steels in wet CO_2 environments",** Advances in CO_2 Corrosion, Vol. 1, NACE, Houston, Texas, (1984).

[13] National Association of Corrosion Engineers (NACE) Standars Material Requirements, **"Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment (mr0175-98)",** Houston, Texas, (1998).

[14] Viloria, A.; Vera, J. **"Inhibidores de corrosión. Guía práctica de la corrosión"**, CYTED, Río de Janeiro, (1994).

[15] Dayalan, E., Vaini, G., Shirazi, S.; Shadley, J. R.; Rybicki, E., **"Modeling CO_2 corrosion of carbon steels in pipe flow"**, Paper N° 118, Corrosion '95, Orlando, Florida, (1995).

[16] Palacios, C., **"Mechanisms of CO_2 corrosion related to velocity in two phase flow system"**, The University of Tulsa, Ph.D., Dissertation, (1990).

[17] Dougherty, J. **"Seminario de corrosión",** Puerto La Cruz, 1992.

[18] Ken, A., Maurice, S., **"Surface production operations"**, Gulf Publishing Company, Vol. 1, London, Paris, (1995).

[19] Palacios, C., **"Guia de Integridad Mecánica, Sigecor"**, Cima-TQ, C.A., Neiva, (2007).

[20] De Waard, C., Milliams, D., **"Prediction of carbonic acid corrosion in natural gas pipelines",** First international conference on the internal and internal protection of pipes, paper F1, University of Durham, UK, (1975).

[21] De Waard, C., Lotz, U., Dugstad, A., **"The influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: a semi-empirical model",** Paper N° 128, Corrosion'95, Orlando, Florida, (1995).

[22] National Association of Corrosion Engineers (NACE) Standars Material Requirements, **"Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment"**, **(mr0175/iso15156-1)",** (2005).

[23] Watkins, M., Ayer, R., **"Microestructure, the critical variable controlling the SSC resistance of low alloy steels",** paper N° 50, corrosion'95, Orlando, Florida, (1995).

[24] American Petroleum Institute, **"API recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems",** API RP-14 E, Third Edition, Washington D. C., (1981).

[25] American Petroleum Institute, **"API recommended practice 580"**, API-580, First Edition, Washington D.C., (2002).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE CORROSIÓN DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS, MEDIANTE UN ANÁLISIS BASADO EN RIESGO, EN LAS INSTALACIONES DE UNA EMPRESA PETROLERA CASO: CAMPOS SAN FRANCISCO, BALCÓN, LA HOCHA Y TENAY DE LA EMPRESA HOCOL-COLOMBIA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Alejandro Guzmán Méndez	**CVLAC:** 16.171.948 **EMAIL:** alejo228@hotmail.com
	CVLAC: **E MAIL:**

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Corrosión

Hocol

Levantamiento

Severidad

Mantenimiento

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería Mecánica	Sistemas Dinámicos

RESUMEN (ABSTRACT):

En este trabajo se evaluaron los niveles de corrosión para los equipos estáticos de la empresa Hocol. El diagnóstico y cuantificación del fenómeno de corrosión en dichos equipos se determinó mediante la implementación de una gestión de control de corrosión, la cual establece que primeramente se debe identificar el sistema en estudio, de esta manera se analizaron un total de 598 equipos (equipos estáticos y tuberías), posteriormente se hizo un levantamiento de la información. Se especificaron las estrategias de control de corrosión, mantenimiento y frecuencias de mantenimiento. En el estudio realizado, se encontró que en todos los equipos y tuberías analizados, el mecanismo de corrosión predominante fue por dióxido de carbono (CO_2), las velocidades de corrosión en los pozos variaban entre 8,2673 y 49,4570 milésimas de pulgadas por año (mpy) y para las líneas de flujo entre 0,833 y 117,311 mpy. También se determinó el nivel de riesgo asociado, donde solo tres pozos presentaron un nivel de riesgo alto quedando con una clasificación de alta prioridad, todas las líneas de procesos así como los equipos que están entre un nivel de riesgo medio y medio-alto. Se estableció, dependiendo del nivel de riesgo encontrado en cada caso, estrategias de mantenimiento y control de corrosión, así como frecuencias de inspección, pudiendo así disminuir las pérdidas de producción y por mantenimientos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Fidelina Moncada	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
	CVLAC:	13.366.691			
	E_MAIL	fidelinam@gmail.com			
	E_MAIL				
Delia Villaroel	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
	CVLAC:	5.189.938			
	E_MAIL	deliavs@cantv.net			
	E_MAIL				
Diógenes Suárez	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
	CVLAC:	5.333.471			
	E_MAIL	diogenessuarezq@yahoo.es			
	E_MAIL				
	ROL	**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	06	21
AÑO	**MES**	**DÍA**

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la corrosión en equipos.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: ____INGENIERO MECÁNICO**_____ (OPCIONAL)**

TEMPORAL: _____INGENIERÍA**_____(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:
INGENIERO MECÁNICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:
INGENIERÍA

ÁREA DE ESTUDIO:
INGENIERÍA MECÁNICA

INSTITUCIÓN:
UNIVERSIDAD DE ORIENTE, NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado". Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

Alejandro Guzmán Méndez
AUTOR

Fidelina Moncada	Prof. Delia Villarroel	Diógenes Suárez
TUTOR	**JURADO**	**JURADO**

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS