

Título: Implementación de un programa de Gerenciamiento del ducto 10 in ACAG – ACP usando la combinación de metodologías API 580 y 5-M

Autor: Patricio Alvarez Naranjo

Ecuador

pat_gio89@hotmail.com

patricio.alvarez@epetroecuador.ec

Empresa: EP PETROECUADOR

Antecedentes

El curso de STEM “Control de la Corrosión en la Industria del Gas y el Petróleo” ha permitido adquirir conocimientos que ayuden con la implementación de nuevas técnicas y metodologías de inspección basados en resultados.

El Activo Auca pertenecientes a la empresa pública EP PETROECUADOR tiene bajo su custodia 2 los bloques 55 y 61 cuya producción actualmente se encuentra en 73 mil barriles de petróleo por día procesado, lo que involucre que en el proceso de separación se tenga grandes cantidades de equipos, facilidades e infraestructura que trabajan de manera dinámica y por largos periodos de tiempo para cumplir con el objetivo.

La extracción, separación y transporte del hidrocarburo provoca múltiples mecanismos de daño que afectan a las facilidades, para mantener su disponibilidad y eficiencia es necesario tener programas de gerenciamiento para evitar paradas no programadas y alargar su vida útil. Es por ello que como proyecto aplicativo se ha propuesto realizar el análisis de corrosión, mecanismos de daño y RBI del ducto 10 in que permite la recolección de fluido de múltiples PADS ubicados en Auca Norte (ACAG) hasta llegar a Estación Auca Central.

1. Introducción

El Activo Auca está ubicado en la región amazónica del Ecuador, en la provincia Francisco de Orellana cantón Orellana, parroquia Dayuma; cuya operación se erradica en 2 Bloques:

Tabla 1. Potencial de Producción Bloque 55 Armadillo.

CAMPO	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	GRAV API °	BSW%
ARMADILLO	4.504,000	999,760	3.504,240	16,1	77,80

**** Nota:** Las siglas para identificar el potencial de producción diaria del Bloque 55 Armadillo son las siguientes:

BFPD: Barriles de fluido por día.

BPPD: Barriles de producción por día.

BAPD: Barriles de agua por día.

API°: Gravedad específica del fluido.

BSW: Contenido de agua libre.

Tabla 2. Producción Bloque 61 Auca

CAMPO	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	GRAV API °	BSW%
AUCA CENTRAL	51.793,720	21.383,350	30.410,370	20,6	58,71
AUCA SUR	48.170,220	15.733,780	32.436,440	22,9	67,34
AUCA SUR1	14.222,755	3.246,065	10.976,690	20,6	77,18
CHONTA ESTE	2.344,762	897,742	1.447,020	22,3	61,71
CHONTA SUR	9.322,000	1.341,120	7.980,880	22,9	85,61
CONONACO	8.670,030	2.856,180	5.813,850	19,3	67,06
CULEBRA	33.317,770	12.942,450	20.375,320	18,5	61,15
PITALALA	827,000	689,240	137,760	24,4	16,66
TORTUGA SUR	668,293	344,453	323,840	22,4	48,46
YUCA	13.908,319	2.500,740	11.407,579	20,4	82,02
YULEBRA	19.119,510	9.547,020	9.572,490	17,8	50,07
Total ACA	202.364,38	71.482,14	130.882,24	20,7	62,81

**** Nota:** Las siglas para identificar el potencial de producción diaria del Bloque 61 Auca son las siguientes:

BFPD: Barriles de fluido por día.

BPPD: Barriles de producción por día.

BAPD: Barriles de agua por día.

API°: Gravedad específica del fluido.

BSW: Contenido de agua libre.

2. Resumen

La tubería a analizarse en este proyecto es una tubería que transporta fluido desde plataformas de la zona norte hacia la Estación Auca Central, los barriles que transporta la tubería se detallan a continuación:

Tabla 3. Fluidos que transporta tubería 10 in.

POZO	CAMPO	BFPD	MSCF	BSW %
ACAG-051HS	AUCA CENTRAL	163.80	1.97	22.00
ACAG-051UI	AUCA CENTRAL	226.20	19.00	22.00
ACAG-060UI	AUCA CENTRAL	172.80	12.06	76.00
ACAG-062UI	AUCA CENTRAL	144.00	12.10	84.00
ACAG-065HS	AUCA CENTRAL	120.00	1.44	70.00
ACAG-067UI	AUCA CENTRAL	98.50	8.27	90.00
ACAG-075HI	AUCA CENTRAL	132.00	1.19	92.00
ACAG-076UI	AUCA CENTRAL	81.00	6.80	94.00
ACAG-077UI	AUCA CENTRAL	75.00	6.30	70.00
ACAG-223UI	AUCA CENTRAL	90.00	7.56	90.00
ACAG-224UI	AUCA CENTRAL	93.60	7.86	82.00
ACAK-120R1UI	AUCA CENTRAL	190.00	15.96	24.00
ACAK-123TI	AUCA CENTRAL	269.18	61.64	14.00
ACAK-124UI	AUCA CENTRAL	89.55	7.52	0.50
ACAK-181TI	AUCA CENTRAL	216.04	49.47	56.00
ACAK-183TI	AUCA CENTRAL	136.40	31.24	56.00
ACAK-186UI	AUCA CENTRAL	194.40	16.33	73.00
ACAK-189HUI	AUCA CENTRAL	1,830.00	153.72	40.00
ACAK-234HS	AUCA CENTRAL	46.20	0.55	72.00
ACAK-234UI	AUCA CENTRAL	107.80	9.06	72.00
ACAK-239TI	AUCA CENTRAL	1,822.80	417.42	2.00
ACAK-240HUI	AUCA CENTRAL	739.60	62.13	14.00
ACAK-241TI	AUCA CENTRAL	71.78	16.44	26.00
ACAK-241UI	AUCA CENTRAL	83.62	7.02	26.00
ACAK-243UI	AUCA CENTRAL	320.00	26.88	60.00
ACAK-248HUI	AUCA CENTRAL	2,788.24	234.21	9.00
ACAL-138TI	AUCA CENTRAL	71.30	16.33	38.00
ACAL-139TI	AUCA CENTRAL	120.00	27.48	40.00
ACAL-140UI	AUCA CENTRAL	499.20	41.93	68.00
ACAL-232TI	AUCA CENTRAL	56.70	12.98	30.00
ACAL-232UI	AUCA CENTRAL	97.30	8.17	30.00
ACAL-233TI	AUCA CENTRAL	407.68	93.36	9.00
ACAL-233UI	AUCA CENTRAL	229.32	19.26	9.00
ACAL-237TI	AUCA CENTRAL	385.48	88.28	8.00
ACAL-237UI	AUCA CENTRAL	471.04	39.57	8.00

Total Fluido	12,640.53		
Total Gas		1,541.50	
Promedio BSW			45.04

La tubería transporta diario un total de 12,640.53 barriles diarios de fluido, 1,541.50 millones de pies cúbicos de gas y un promedio de 45.04 % de BSW.

****BSW:** Contenido de agua libre.

3. Característica del sistema analizado

El sistema que se analiza corresponde a una tubería de transferencia de 10 in que permite transportar fluido bifásico de plataformas de zona norte hacia Estación Auca Central.

Tabla 4. Características técnicas constructivas de la tubería 10 in.

Proceso de Manufactura:	Sin costura laminado en caliente
Especificación:	API 5L ED.46 11/ 2018 PSL2 + QSP 5370
Dimensiones:	10.75 X 0.365 in
Tipo de producto:	Acero al carbono y aleados
Longitud / cédula:	12 metros / 040
Grado de acero:	X42N-L290N
Cantidad:	4114.08 metros
Peso:	40.52 lb/ft
Superficie:	Barnizado negro



Figura 1. Trayectoria ducto 10in desde Plataforma ACAG hasta Estación Auca Central, total 4.1 km.



Figura 2. Inicio ducto 10in Plataforma ACAG



Figura 3. Finalización ducto 10in Estación Auca Central ACP.




Fotografía 1. Trampa Lanzadora de ducto 10 in; SL-ACAG-0101





Fotografía 2. Trampa Recibidora de ducto 10 in; ST-ACP-0101

4. Aplicabilidad de mecanismos de daño para el ducto analizado según API RP 571

Tabla 5. Mecanismos de daño latentes en el ducto analizado de 10 in tubería ACAG - ACP

<p style="text-align: center;">Corrosión Galvánica</p> <p>Una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales diferentes cuando se unen en un electrolito adecuado, como un ambiente húmedo o acuoso, o suelos que contienen humedad.</p>	 <p style="text-align: center;">Imagen 1. Corrosión galvánica en acero.</p>
<p style="text-align: center;">Corrosión Atmosférica</p> <p>Una forma de corrosión que se produce a partir de la humedad asociada con las condiciones atmosféricas. Marino, los ambientes industriales húmedos contaminados con contaminantes en el aire son los más severos. Seco, los entornos rurales causan muy poca corrosión.</p>	 <p style="text-align: center;">Imagen 2. Corrosión atmosférica en tubería.</p>
<p style="text-align: center;">Corrosión por Suelos</p> <p>El deterioro de los metales expuestos a los suelos se conoce como corrosión del suelo.</p>	 <p style="text-align: center;">Imagen 3. Interfase de componente suelo – aire.</p>

<p style="text-align: center;">Oxidación</p> <p>El oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a alta temperatura, convirtiendo el metal en óxido escama.</p> <p>Está presente con mayor frecuencia cuando el oxígeno se encuentra en el aire circundante (aproximadamente el 20%) y se utiliza para la combustión en calentadores y calderas de combustión.</p>	 <p>Imagen 4. Colores específicos de la oxidación en componente.</p>
<p style="text-align: center;">Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC)</p> <p>Forma de corrosión causada por organismos vivos como bacterias, algas u hongos. A menudo se asocia con la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas viscosas.</p>	 <p>Imagen 5. Morfología de MIC.</p>
<p style="text-align: center;">Erosión</p> <p>La erosión es la remoción mecánica acelerada del material de la superficie como resultado de un movimiento relativo o el impacto de sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de los mismos.</p> <p>La erosión-corrosión es una descripción del daño que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión mediante la eliminación de películas protectoras o escamas, o exponiendo la superficie metálica a una mayor corrosión la acción combinada de la erosión y la corrosión.</p>	 <p>Imagen 6. Erosión en componente.</p>

5. Selección de los mecanismos de falla que aplican a la tubería analizada de 10in tubería ACAG - ACP

Tabla 6. Mecanismos de falla – tubería ACAG - ACP

Sistema	Mecanismo de falla
Tubería de transferencia 10 in ACAG – Estación Auca Central	1. Pérdida de espesor interna y externa.

6. Definición de las consecuencias según API RP 580

Los factores de consecuencia asociados a petroquímicas tienen que ver con siniestros y salud se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Consecuencias del riesgo – API 580

Siniestros	Salud
<p>Factor químico Es la tendencia inherente del fluido para encenderse, es derivado de la combinación del factor de inflamabilidad y reactividad. Se determina con el rombo de peligros de la NFPA.</p>	<p>Factor de cantidad y toxicidad Es una medida de la cantidad y toxicidad del material. La cantidad es estimada y la toxicidad es determinada del rombo de peligros de la NFPA según sea el tipo de fluido.</p>
<p>Factor de cantidad Representa la mayor cantidad de material que podría ser liberado desde un equipo en un solo evento.</p>	<p>Factor de dispersibilidad Es una medida de la habilidad del material para dispersarse, es determinada directamente por el punto normal de ebullición del material.</p>
<p>Factor de estado Depende del punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia a evaporarse y dispersarse cuando ha sido liberado al ambiente.</p>	<p>Factor de dispositivos de seguridad Al igual que en Siniestros, es el producto de muchos subfactores de sistemas de ingeniería en el lugar que pueden reducir el daño en caso de un evento.</p>
<p>Factor de autoignición Es una penalidad aplicada al fluido que es procesado a una temperatura por encima de su temperatura de autoignición.</p>	<p>Factor de población Es una medida del número de personas que podrían ser afectadas por el fluido de presentarse un evento.</p>

<p>Factor de presión Representa la tendencia del fluido a ser libreado rápidamente, provocando una variedad de efectos instantáneos.</p>	<p>Categorización de salud</p> <table border="1" data-bbox="894 237 1344 510"> <thead> <tr> <th>Salud</th> <th>Categoría de Consecuencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><10</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>10-19</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>20-29</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>30-39</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>>40</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>	Salud	Categoría de Consecuencia	<10	A	10-19	B	20-29	C	30-39	D	>40	E
Salud	Categoría de Consecuencia												
<10	A												
10-19	B												
20-29	C												
30-39	D												
>40	E												
<p>Factor de dispositivos de seguridad Es el producto de muchos subfactores de sistemas de ingeniería en el lugar que pueden reducir el daño en producirse de un evento.</p>													
<p>Categorización de siniestros</p> <table border="1" data-bbox="207 804 690 1094"> <thead> <tr> <th>Siniestros</th> <th>Categoría de Consecuencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-19</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>20-34</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>35-49</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>50-79</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>>70</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>	Siniestros	Categoría de Consecuencia	0-19	A	20-34	B	35-49	C	50-79	D	>70	E	
Siniestros	Categoría de Consecuencia												
0-19	A												
20-34	B												
35-49	C												
50-79	D												
>70	E												

7. Puntuación de consecuencias para tubería 10" ACAG – ACP

En base a los requerimientos y guías de las prácticas recomendadas API RP 580 Y API RP 581 los valores a ser estimados según las consecuencias se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Valoraciones de consecuencias aplicables al análisis del ducto 10 in en base a los lineamientos de API 580/581.

<p>Factores químicos</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Factor de Inflamabilidad (#Filas)</th> <th>Factor de Reactividad (#Columnas)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table>	Factor de Inflamabilidad (#Filas)	Factor de Reactividad (#Columnas)	1	1	2	2	3	3	4	4	<p>Factor de cantidad</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Cantidad de material liberado</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Menor a 1000 lb</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>Desde 1000 lb hasta 2000 lb</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Desde 2000 lb hasta 10000 lb</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>Desde 10000 lb hasta 30000 lb</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Desde 30000 lb hasta 80000 lb</td> <td>31</td> </tr> <tr> <td>Desde 80 000 lb hasta 200 000 lb</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>Desde 200 000 lb hasta 700 000 lb</td> <td>37</td> </tr> <tr> <td>Desde 700 000 lb hasta 1000 000 lb</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td>Desde 1 000 000 lb hasta 2 000 000 lb</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>Desde 2 000 000 lb hasta 10 000 000 lb</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>Mayor a 10 000 000 lb</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Cantidad de material liberado	Puntuación	Menor a 1000 lb	15	Desde 1000 lb hasta 2000 lb	20	Desde 2000 lb hasta 10000 lb	25	Desde 10000 lb hasta 30000 lb	28	Desde 30000 lb hasta 80000 lb	31	Desde 80 000 lb hasta 200 000 lb	34	Desde 200 000 lb hasta 700 000 lb	37	Desde 700 000 lb hasta 1000 000 lb	39	Desde 1 000 000 lb hasta 2 000 000 lb	41	Desde 2 000 000 lb hasta 10 000 000 lb	45	Mayor a 10 000 000 lb	50
Factor de Inflamabilidad (#Filas)	Factor de Reactividad (#Columnas)																																		
1	1																																		
2	2																																		
3	3																																		
4	4																																		
Cantidad de material liberado	Puntuación																																		
Menor a 1000 lb	15																																		
Desde 1000 lb hasta 2000 lb	20																																		
Desde 2000 lb hasta 10000 lb	25																																		
Desde 10000 lb hasta 30000 lb	28																																		
Desde 30000 lb hasta 80000 lb	31																																		
Desde 80 000 lb hasta 200 000 lb	34																																		
Desde 200 000 lb hasta 700 000 lb	37																																		
Desde 700 000 lb hasta 1000 000 lb	39																																		
Desde 1 000 000 lb hasta 2 000 000 lb	41																																		
Desde 2 000 000 lb hasta 10 000 000 lb	45																																		
Mayor a 10 000 000 lb	50																																		
<p>Factor temperatura</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Temperatura de ebullición</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bajo los -100 °F</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>Desde -100 °F hasta 100 °F</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>Desde 100 °F hasta 250 °F</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Desde 250 °F hasta 400 °F</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Superior a los 400 °F</td> <td>-3</td> </tr> </tbody> </table>	Temperatura de ebullición	Puntuación	Bajo los -100 °F	8	Desde -100 °F hasta 100 °F	6	Desde 100 °F hasta 250 °F	5	Desde 250 °F hasta 400 °F	1	Superior a los 400 °F	-3	<p>Factor autoignición</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Temperatura de autoignición</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>El fluido es procesado bajo su temperatura de autoignición.</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal es menor a 100 °F.</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido esta entre 0 °F y 300 °F.</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido está por encima de los 300 °F.</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table>	Temperatura de autoignición	Puntuación	El fluido es procesado bajo su temperatura de autoignición.	-10	El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal es menor a 100 °F.	3	El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido esta entre 0 °F y 300 °F.	7	El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido está por encima de los 300 °F.	13												
Temperatura de ebullición	Puntuación																																		
Bajo los -100 °F	8																																		
Desde -100 °F hasta 100 °F	6																																		
Desde 100 °F hasta 250 °F	5																																		
Desde 250 °F hasta 400 °F	1																																		
Superior a los 400 °F	-3																																		
Temperatura de autoignición	Puntuación																																		
El fluido es procesado bajo su temperatura de autoignición.	-10																																		
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal es menor a 100 °F.	3																																		
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido esta entre 0 °F y 300 °F.	7																																		
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido está por encima de los 300 °F.	13																																		
<p>Factor de presión</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de fluido</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Si el fluido dentro del equipo es un líquido.</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>Si el fluido dentro del equipo es un gas y la presión es mayor a 150 psig.</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>Si ninguna de las condiciones anteriores es correcta.</td> <td>-15</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo de fluido	Puntuación	Si el fluido dentro del equipo es un líquido.	-10	Si el fluido dentro del equipo es un gas y la presión es mayor a 150 psig.	-10	Si ninguna de las condiciones anteriores es correcta.	-15	<p>Factor dispositivos de seguridad</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Muros de protección</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Existen muros de protección alrededor del equipo más crítico.</td> <td>-1</td> </tr> <tr> <td>No existen muros de protección.</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>Sistema de evacuación</th> <th>Puntuación</th> </tr> <tr> <td>Existe un sistema de tiradero, drenaje o purga que realiza una evacuación del 75% o más del material derramado en 5 minutos o menos, con una confiabilidad del 90%.</td> <td>-1</td> </tr> <tr> <td>No existe un sistema de evacuación.</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Muros de protección	Puntuación	Existen muros de protección alrededor del equipo más crítico.	-1	No existen muros de protección.	0	Sistema de evacuación	Puntuación	Existe un sistema de tiradero, drenaje o purga que realiza una evacuación del 75% o más del material derramado en 5 minutos o menos, con una confiabilidad del 90%.	-1	No existe un sistema de evacuación.	0														
Tipo de fluido	Puntuación																																		
Si el fluido dentro del equipo es un líquido.	-10																																		
Si el fluido dentro del equipo es un gas y la presión es mayor a 150 psig.	-10																																		
Si ninguna de las condiciones anteriores es correcta.	-15																																		
Muros de protección	Puntuación																																		
Existen muros de protección alrededor del equipo más crítico.	-1																																		
No existen muros de protección.	0																																		
Sistema de evacuación	Puntuación																																		
Existe un sistema de tiradero, drenaje o purga que realiza una evacuación del 75% o más del material derramado en 5 minutos o menos, con una confiabilidad del 90%.	-1																																		
No existe un sistema de evacuación.	0																																		

Factor protecciones de fuego

Resistencia al fuego	Puntuación
Estructuras y cables son a prueba de fuego.	-1
Estructuras o cables son a prueba de fuego.	1
Estructuras y cable no son a prueba de fuego.	0
Agua contra incendios	Puntuación
Existe un suministro de agua contra incendios que dura al menos 4 horas.	-1
No existe un suministro de agua contra incendios.	0
Sistema de espuma	Puntuación
Existe un sistema de espuma fijo en el lugar.	-1
No existe un sistema de espuma.	0
Monitores de agua	Puntuación
Existen monitores de agua contra incendios que pueden llegar a todas las áreas del equipo afectado.	-1
No existen monitores de agua contra incendios.	0

Factor de cantidad

Material liberado	Puntuación
Menor a 1000 lb	15
Desde 1000 lb hasta 10 000 lb	20
Desde 10 000 lb hasta 100 000 lb	27
Mayor a 1 000 000 lb	35

Toxicidad

NFPA-Riesgo a la salud	Puntuación
1	-20
2	-10
3	0
4	20

Factor dispersabilidad

Punto de ebullición	Puntuación
Menor a 30 °F	1
Desde 30 °F hasta 80 °F	0,5
Desde 80 °F hasta 140 °F	0,3
Desde 140 °F hasta 200 °F	0,1
Desde 200 °F hasta 300 °F	0,05
Mayor a 300 °F	0,03

Factor dispositivos de seguridad		Factor población	
Detectores de fugas		Número de personas	Puntuación
Existen detectores en el lugar para el fluido de interés y estos pueden detectar el 50% o más de fugas iniciales.	-1	Menor a 10	0
No existen	0	Desde 10 hasta 100	7
Aislamiento de equipos		Desde 100 hasta 1000	15
Los recipientes requieren un aislamiento automático debido a la criticidad del contenido y el aislamiento se inicia a partir de una lectura alta de un detector.	-1	Desde 1000 hasta 10 000	20
El aislamiento es remoto, con una iniciación manual a cierta criticidad de fluido.	-5		
El aislamiento es operado manualmente debido a la baja criticidad del fluido.	-25		
No existe	0		
Sistemas de mitigación			
Existen sistemas en el lugar que pueden mitigar al menos el 90% del fluido.	-5		
No existe	0		

Tabla 9. Categorización de consecuencias según API RP 581.

Siniestros	Salud	Categoría de Consecuencia
0-19	<10	A
20-34	10-19	B
35-49	20-29	C
50-79	30-39	D
>70	>40	E

****** Para la categorización de las consecuencias según API 581 se realiza una suma algebraica de los siniestros y salud de acuerdo a la puntuación otorgada en la Tabla 10, la misma que está en función de las consecuencias expuestas del ducto analizado 10 in ACAG – ACP

8. Cálculo de consecuencias para tubería 10" ACAG – ACP

Para el cálculo de las consecuencias se determina un valor cuantitativo de acuerdo a la consecuencias latentes en el ducto analizado 10 in, los rangos de valores son escogidos de acuerdo a las condiciones del ducto, información disponible e inspecciones realizadas.

Tabla 10. Análisis cuantitativo de consecuencias ducto 10" ACAG – ACP

10 in ACAG-ACP	Puntuación	
Factor químico	2	
Factor reactividad	1	
Factor de cantidad	25	
Factor temperatura	6	
Factor autoignición	3	
Factor de presión	-10	
Factor dispositivos de seguridad	0	
Factor protecciones de fuego	20	
Factor de cantidad		
* Resistencia al fuego	0	
* Agua contra incendios	-1	
* Sistema de espuma	-1	
* Monitoreo de agua	-1	
Factor de cantidad	15	
Toxicidad	0	
Factor dispersabilidad	0,3	
Factor dispositivos de seguridad		
* Detectores de fugas	0	
* Aislamiento de equipos	0	
* Sistemas de mitigación	-5	
Factor población	15	CATEGORIZACIÓN DE CONSECUENCIA
PUNTUACIÓN CONSECUENCIA	69,3	E

*** El análisis cuantitativo de la consecuencia determina que la categorización del ducto analizado 10 in ACAG – ACP, corresponde a una **categoría "E"**.

9. Definición de las probabilidades según API RP 580

En la tabla 11., se explica la definición de las probabilidades y a que se refiere cada factor según la práctica recomendada API RP 580.

Tabla 11. Probabilidades del riesgo – tubería 10 in ACAG - ACP

PROBABILIDADES API RP 580	
Factor de equipo Relaciona del número de componentes presentes en el equipo que tienen el potencial de fallar. Tiene un máximo valor de 15 puntos.	Factor de daño Proporciona una medida del riesgo asociado con mecanismos de daños conocidos en el equipo, tiene un máximo valor de 20 puntos. La norma API 580 edición 2000 establece cuatro grandes grupos de mecanismos de daño, estos son: <ul style="list-style-type: none">• Pérdida de espesor (Thinning)• Stress corrosion cracking• Ambiente Metalúrgico (Metallurgical and environmental)• Mecánico (Mechanical)
Factor de inspección Proporciona una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su habilidad para identificar mecanismos de daño activos o de forma anticipada. Este factor se pondera con valores negativos y tiene un valor máximo de -15 puntos.	Factor de condición Estima la condición física del equipo desde el punto de vista del mantenimiento y limpieza. Tiene un máximo valor de 15 puntos.
Factor de proceso Es una medida del potencial que existe para operar en condiciones anormales o condiciones subestandar que conduzcan a la pérdida de la capacidad de contención de la presión. Es una función del número de apagones o interrupciones del proceso (programadas o no), la estabilidad del proceso y el potencial de falla de los dispositivos de seguridad. Tiene un máximo valor de 15 puntos.	Factor de diseño mecánico Es una medida del factor de seguridad con el que ha sido diseñado el equipo, tiene un valor máximo de 15 puntos.

Factor de daño - Metalúrgico

Ambiente Metalúrgico	Puntuación
Ataque de hidrógeno por alta temperatura	3
Crecimiento de grano	1
Grafitización	1
Fase de fragilización SIGMA	1
Fragilización a los 885°F (474° C)	1
Fragilización por temple	4
Fragilización por metal líquido (LME)	4
Carburización	1
Descarburización	1
Polvo metálico	1
Lixiviación Selectiva	1
Envejecimiento por tensión	3
Sobrecalentamiento a corto plazo / ruptura por esfuerzo	1
Erosión / Erosión - corrosión	1

Factor de daño – Mecánico

Mecánico	Puntuación
N/A	0
Fatiga Mecánica	4
Corrosión Por Fatiga	4
Cavitación	1
Deterioro Mecánico	1
Sobre carga	1
Sobre presión	1
Fractura Frágil	4
Deformación Plástica Continua (Creep)	1
Ruptura por esfuerzos	1
Choque Térmico	1
Fatiga Térmica	3
Fatiga de vibración inducida	1
Fluencia / Ruptura por tensión	1

Factor de inspección

Programa de Inspección	Puntuación
Extenso, se utiliza una variedad de métodos de inspección.	-5
Formal (Visual y UT)	-2
No existe	0

Factor de condición

Limpieza	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Factor de inspección – Efectividad

Efectividad del Programa de Inspección	Puntuación
Los mecanismos de deterioro han sido identificados y el programa de inspección es modificado en base a los resultados del programa usando un inspector competente o ingeniero de materiales.	-5
El programa de inspección diseñado excluye los mecanismos de deterioro o no incluye una evaluación crítica de todos los resultados de inspección.	-2
El programa de inspección no reúne ninguno de los criterios anteriores.	0

Factor de condición – Calidad de diseño y construcción

Calidad en el diseño y la construcción	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Factor de condición – Efectividad del mantenimiento

Efectividad del programa de mantenimiento	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Factor de proceso – Interrupciones

Número de interrupciones promedio por año	Puntuación
De 0 a 2	0
De 2 a 4	1
De 5 a 8	3
De 9 a 12	4
Mayores 12	5

Factor de proceso – Condiciones extremas		Factor de proceso – Protección	
Condiciones extremas en las variables claves del proceso (presión, temperatura, etc.)	Puntuación	Dispositivos de protección	Puntuación
El proceso es extremadamente estable y ninguna combinación de condiciones irregulares se sabe que existen, las cuales podrían causar una reacción descontrolada u otra condición insegura.	0	Dispositivos operativos, sin problemas.	0
Solo circunstancias inusuales podrían causar condiciones irregulares que deriven en situaciones inseguras.	1	Obstrucción de los dispositivos, requieren limpieza leve.	1
Existen condiciones irregulares que pueden resultar en un daño acelerado del equipo u otras condiciones inseguras.	3	Obstrucción crítica de los dispositivos, requieren mantenimiento emergente.	3
La posibilidad de pérdida de control es inherente del proceso.	5	Dispositivos de protección dañados, estando el equipo en servicio.	5
Factor de diseño mecánico – Proceso		Factor de diseño mecánico – Estándares	
Características del proceso	Puntuación	Códigos y Estándares	Puntuación
El proceso es inusual o único o alguna de las condiciones de diseño son extremas.	5	Se puede identificar que el equipo no ha sido diseñado bajo normas o estándares actuales.	5
El proceso es común, con condiciones de diseño normales.	0	Todos los equipos considerados fueron diseñados y mantenidos por códigos vigentes en el momento que se construyeron.	2
		Todos los equipos considerados fueron diseñados y mantenidos por códigos actuales.	0

Tabla 13. Categorización de probabilidades según API RP 581.

Probabilidad	Categoría de Probabilidad
0-15	1
16-25	2
26-35	3
36-50	4
51-75	5

****** Para la categorización de las probabilidades según API 581 se realiza una suma algebraica de los siniestros y salud de acuerdo a la puntuación otorgada en la Tabla 12, la misma que está en función de las consecuencias expuestas del ducto analizado 10 in ACAG – ACP.

11. Cálculo de probabilidades para tubería 10" ACAG – ACP

Para el cálculo de las probabilidades se determina un valor cuantitativo de acuerdo a las probabilidades latentes en el ducto analizado 10 in, los rangos de valores son escogidos de acuerdo a las condiciones del ducto, información disponible e inspecciones realizadas.

Tabla 14. Análisis cuantitativo de probabilidades ducto 10" ACAG – ACP

10 in ACAG-ACP	Puntuación	
Factor de equipo	5	
Factor de daño - espesor (contacto por el suelo)	3	
Factor de daño - SCC (ampollamiento por hidrógeno)	5	
Factor de daño - Metalúrgico (erosión / corrosión)	1	
Factor de daño - Mecánico (ruptura por esfuerzos)	1	
Factor de inspección (UT - VT)	-2	
Factor de inspección - Efectividad	0	
Factor de condición (estándares industriales)	2	
Factor de condición - Calidad de diseno y construcción (estándares industriales)	2	
Factor de condición - Efectividad del mantenimiento (estándares industriales)	2	
Factor de proceso - Interrupciones (0 a 2 veces año)	0	
Factor de proceso - Condiciones extremas	1	
Factor de proceso - Protección	0	
Factor de diseno mecánico - Estándares	0	
Factor de diseno mecánico - Proceso	0	CATEGORIZACIÓN DE PROBABILIDAD
PUNTUACIÓN PROBABILIDAD	20	2

Una vez determinada la categoría de probabilidad y consecuencia se realiza la evaluación del riesgo con la ayuda de la matriz 5x5 que proporciona la norma API-580.

Tabla 15. Matriz probabilidad – consecuencia.

Probabilidad	5	Medio - Alto	Medio - Alto	Medio - Alto	Alto	Alto
	4	Medio	Medio	Medio - Alto	Alto	Alto
	3	Bajo	Bajo	Medio	Medio - Alto	Alto
	2	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio - Alto
	1	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio - Alto
		A	B	C	D	E
		Consecuencia				

12. Riesgos asociados a ducto 10 in ACAG – ACP

El análisis del riesgo de la tubería 10 in ACAG – ACP parte de la ecuación algebraica donde el riesgo es la multiplicación de las probabilidades por las consecuencias latentes en el ducto:

$$Riesgo = \sum \text{probabilidades} \times \sum \text{consecuencias}$$

- ✓ El análisis cuantitativo de probabilidades se lo realizada en la Tabla 14, obteniéndose un **valor de “2”**.
- ✓ El análisis cuantitativo de las consecuencias se lo realizada en la Tabla 10, obteniéndose un **valor de “E”**.
- ✓ Aplicando la matriz de la Tabla 15, según API RP 580 se obtiene un nivel de riesgo para el ducto analizado de 10 in de **“MEDIO – ALTO”**.

Tabla 16. Riesgo calculado para ducto 10 in ACAG – ACP

$$Riesgo = \sum \text{probabilidades} \times \sum \text{consecuencias}$$

ITEM	DESCRIPCIÓN	TAG	Σ PROBABILIDAD	Σ CONSECUENCIA	RIESGO API 581
1	Tubería transferencia 10 in PAD ACAG - Estación Auca Central	ACAG-10"-OP-4084-BCAB	20	69	Medio - Alto
			Categoría Probabilidad	Categoría Consecuencia	
			2	E	

13. Definición de KPIs para ducto 10 in ACAG – ACP

En base a la información disponible del ducto se ha categorizado de la siguiente manera:

Tabla 17. Categorización de KPIs para 10 in ACAG - ACP

KPI	ACAG - ACP	Observaciones	Explicación asignada para cada KPI
1	0	0-1: Segmento menor a 1 km 2-3: Segmento mayor a 1 km 4-5: Segmento variable o no	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 1: Segmentación de la infraestructura La calificación de este KPI está calificada de acuerdo a la tabla 2 segmentando la tubería en tramos aéreos y tramos enterrados.
2	3	0-1: Riesgo de corrosión bajo o nulo 2-3: Riesgo de corrosión secundario 4-5: Riesgo principal corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 2: Riesgo de corrosión La tubería de transferencia Tortuga sur transporta fluido bifásico lo que minimiza el riesgo de corrosión ya que existe un sistema de desgasificación en la Plataforma y en base a eso se da la calificación registrada en la tabla 2.

3	3	0-1: Baja consecuencia de falla 2-3: Consecuencia media de falla 4-5: Alta consecuencia de falla	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 3 Corrosión Interna - Modelo La tubería de transferencia Tortuga sur se encuentra ubicada en una zona ambiental crítica y atraviesa por cuerpos de agua y asentamientos rurales por lo que presenta un riesgo alto.
4	2	0-1: Riesgo general de consecuencia bajo 2-3: Riesgo general de consecuencia medio 4-5: Riesgo general de consecuencia alto	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 4: Ubicación de la infraestructura. La calificación se da en base a la multiplicación del KPI 1 y KPI 2
5	0	0-1: Vida entre 1-5 años 2-3: Vida entre 5-10 años 4-5: Vida más de 10 años	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 5: Vida útil de la infraestructura.
6 EC	1	0-1: Se lección del material en función de la corrosión 2-3: Material adecuado con control de corrosión 4-5: Idoneidad desconocida del material	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 6: Material de construcción. Como se menciona en la sección KPI 6, la tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP, fue construida con acero API 5L X42.
7 EC	3	0-1: Margen de corrosión adecuado 2-3: Tolerancia a la corrosión con control de la corrosión 4-5: Margen de corrosión inadecuado	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 7: Tolerancia por corrosión. Como se explica en la sección del KPI 7, la tolerancia por corrosión se consideró porque el ducto no tiene recubrimiento interno.
6 IC	1	0-1: Selección de material en función de la corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 6: Material de construcción La tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP se construye

		<p>2-3: Material adecuado para el control de la corrosión</p> <p>4-5: Idoneidad desconocida del material</p>	<p>con acero para tuberías API 5 X42 y, como se muestra en la Tabla 4.</p>
7 IC	3	<p>0-1: Margen de corrosión adecuado</p> <p>2-3: Tolerancia de la corrosión con control de corrosión</p> <p>4-5: Margen de corrosión inadecuado</p>	<p>• KPI 7: Tolerancia por corrosión. El margen de corrosión es considerado por que la construcción de la tubería de transferencia no se consideró aplicar recubrimiento interno.</p>
8	3	<p>0-1: Condiciones de funcionamiento dentro del rango</p> <p>2-3: 10% Fuera de condiciones adecuadas de funcionamiento</p> <p>4-5: Condiciones de funcionamiento inadecuadas frecuentes</p>	<p>• KPI 8: Condiciones normales de funcionamiento. Las condiciones normales de funcionamiento se mantienen la mayor parte del tiempo en la tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP.</p>
9 EC	2	<p>0-1: Plan de control de segmentos aguas arriba implementados</p> <p>2-3: Plan de control de segmentos aguas arriba no implementados</p> <p>4-5: No hay plan de control en segmentos aguas arriba</p>	<p>• KPI 9 : Condición alterada aguas arriba y aguas abajo. El único parámetro que puede afectar la corrosión externa es en el segmento aéreo debido a los asentamientos rurales que hace que los habitantes realicen sus actividades agrícolas botando escombros sobre el ducto lo que hace que tenga contacto con el electrolito acelerando el proceso corrosivo en las zonas aéreas del ducto.</p>

10 EC	2	<p>0-1: Plan de control de segmentos aguas abajo implementados</p> <p>2-3: Plan de control de segmentos aguas abajo no implementados</p> <p>4-5: No hay plan de control en segmentos aguas abajo</p>	<p>• KPI 10: Condición alterada aguas arriba y aguas abajo. El único parámetro que puede afectar la corrosión externa es en el segmento aéreo debido a los asentamientos rurales que hace que los habitantes realicen sus actividades agrícolas botando escombros sobre el ducto lo que hace que tenga contacto con el electrolito acelerando el proceso corrosivo en las zonas aéreas del ducto.</p>
11 EC	4	<p>0-1: Conocimiento adecuado de los mecanismos de corrosión</p> <p>2-3: Algunos conocimientos de los mecanismos de corrosión</p> <p>4-5: Conocimiento inadecuado de los mecanismos de corrosión</p>	<p>• KPI 11: Mecanismos de corrosión. El principal mecanismo de corrosión en la tubería de transferencia Tortuga Sur es la corrosión generalizada en los segmentos aéreos y corrosión localizada en los segmentos enterrados que puede ocurrir en la superficie externa cuando se produce una falla en el recubrimiento. Pero la tubería cuenta con un sistema de Protección catódica que mitiga el riesgo ya que se aplicó en los cordones de soldadura el recubrimiento Denso Protal que es compatible con el recubrimiento FBE de la tubería y no afecta al sistema de protección catódica.</p>
9 IC	3	<p>0-1: Plan de control de segmentos aguas arriba implementados</p> <p>2-3: Plan de control de segmentos aguas arriba no implementados</p> <p>4-5: No hay plan de control en segmentos aguas arriba</p>	<p>• KPI 9: Efecto de las condiciones adversas en la sección aguas arriba sobre el sector actual. La tubería se ve afectada directamente por la operación aguas arriba en los equipos de bombeo y la presión de operación, que puede acelerar la corrosión interna.</p>
10 IC	3	<p>0-1: Plan de control de segmentos aguas abajo implementados</p>	<p>• KPI 10: Efecto de la condición alterada en el sector actual sobre el sector aguas abajo,</p>

		<p>2-3: Plan de control de segmentos aguas abajo no implementados</p> <p>4-5: No hay plan de control en segmentos aguas abajo</p>	<p>No existen condiciones alteradas en el sistema que afecten el proceso de transporte.</p>
11 IC	3	<p>0-1: Conocimiento adecuado de los mecanismos de corrosión</p> <p>2-3: Algunos conocimientos de los mecanismos de corrosión</p> <p>4-5: Conocimiento inadecuado de los mecanismos de corrosión</p>	<p>• KPI 11: Mecanismos de corrosión. Para todas las tuberías de recolección, el principal mecanismo de corrosión es la corrosión localizada y generalizada debido a la alta corrosividad de los productos transportados de acuerdo a las inspecciones y evaluaciones realizadas a las tuberías del campo. Actualmente no se realiza la limpieza interna debido a que los PIG de limpieza está en proceso de compra.</p>
12	4	<p>0-1: Tasa de corrosión basada en modelo</p> <p>2-3: No hay base para la selección de la tasa de corrosión</p> <p>4-5: Velocidad de corrosión desconocida</p>	<p>• KPI 12: Tasa máxima de corrosión (superficie interna) La tasa de corrosión obtenida del proyecto MP ICDA se utiliza para puntuar el KPI 12.</p>
13	4	<p>0-1: Tasa de corrosión basada en modelo</p> <p>2-3: No hay base para la selección de la tasa de corrosión</p> <p>4-5: Velocidad de corrosión desconocida</p>	<p>• KPI 13: Tasa máxima de corrosión (superficie externa). Según la práctica estándar de NACE ECDA, se espera que la tasa de corrosión de un acero sin protección en el suelo sea de 16 mpa (0,4 mm/año). Sin embargo, este valor no se ha medido en las condiciones de campo</p>

14 EC	2	<p>0-1: Profesional en corrosión involucrado en todas las etapas</p> <p>2-3: Profesional en corrosión involucrado en algunas etapas</p> <p>4-5: Profesional en corrosión no involucrado</p>	<p>• KPI 14: Accesorios (superficie externa). Los ingenieros de integridad no están involucrados en el proceso de diseño procura y construcción. Están presentes únicamente en la recepción del ducto.</p>
14 IC	1	<p>0-1: Profesional en corrosión involucrado en todas las etapas</p> <p>2-3: Profesional en corrosión involucrado en algunas etapas</p> <p>4-5: Profesional en corrosión no involucrado</p>	<p>• KPI 14: Accesorios (superficie interna). Los ingenieros de integridad no están involucrados en el proceso de diseño procura y construcción. Están presentes únicamente en la recepción del ducto.</p>
15	4	<p>0-1: Puesta en servicio adecuada y línea base establecida</p> <p>2-3: Puesta en servicio adecuada pero no se ha establecido la línea</p> <p>4-5: Puesta en servicio incorrecta</p>	<p>• KPI 15: Puesta en servicio. Se realizó la prueba hidrostática antes de la puesta en servicio de la tubería de Transferencia 10 in ACAG - ACP, pero no existe una línea de base.</p>
16	1	<p>0-1: No se requiere mitigación según el diseño</p> <p>2-3: Mitigación requerida según el diseño</p>	<p>• KPI 40: Reducción de la tasa de corrosión interna después de las actividades de mantenimiento. La tubería de transferencia Tortuga Sur cuentan con facilidades para el lanzamiento y la recepción de las herramientas de limpieza. Sin embargo, no se hace uso de estas facilidades por falta de Pigs de limpieza.</p>

		4-5: Mitigación requerida según las condiciones operativas actuales	Los procesos de compra son deficientes lo que ha ocasionado retrasos en los mantenimientos.
17	3	0-1: No se requiere mitigación o no se implemento adecuadamente 2-3: Mitigación implementada para las condiciones operativas actuales 4-5: Mitigación inadecuada para las condiciones operativas actuales	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 17: Estrategias de mitigación para controlar la corrosión interna. La tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP, cuenta con facilidades para programas de limpieza mecánica, sin embargo, esta actividad no se realiza por falta de Pigs de limpieza.
18	4	0-1: Tasa de corrosión mitigada basada en la línea base 2-3: No existe base para la selección de la tasa de corrosión 4-5: Tasa de corrosión mitigada desconocida	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 18: Tasa de corrosión mitigada para la corrosión interna. No se ha establecido la tasa de corrosión mitigada para la corrosión interna de la Tubería de transferencia 10 in ACAG -ACP.
19	4	0-1: 99% Disponibilidad de practica de mitigación 2-3: 95-99% Disponibilidad de practica de mitigación 4-5: Menos del 95% disponibilidad de practica de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 19: Eficacia de la mitigación de la corrosión interna. La eficacia de la mitigación del inhibidor de corrosión, se controla mediante cupones de corrosión en la tubería de transferencia 10 in ACAG -ACP, pero no existe un control directo de la tasa de corrosión.
20	3	0-1: Estrategia de mitigación adecuada	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 20: Selección de medidas de mitigación para controlar la corrosión externa.

		<p>2-3: Estrategia de mitigación adecuada basada en el conocimiento actual</p> <p>4-5: Estrategia de mitigación adecuada basada en conocimiento obsoleto</p>	<p>El sistema de recubrimiento de la tubería de transferencia Tortuga Sur es compatible con el sistema de protección catódica.</p>
21	4	<p>0-1: Control de corrosión y línea base desde el primer año</p> <p>2-3: Control de corrosión desde el primer año pero línea base no</p> <p>4-5: Se implemento control de corrosión pero se desconoce línea base</p>	<p>• KPI 21: Implementación de medidas de mitigación para controlar la corrosión externa. La tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP, tiene dos sistemas de mitigación de corrosión externa, el sistema de protección catódica y el recubrimiento externo, pero el segmento aéreo no cuenta con ningún sistema de protección contra la corrosión.</p>
22	4	<p>0-1: Tasa de corrosión mitigada basada en la línea base</p> <p>2-3: No existe base para la selección de la tasa de corrosión mitigada</p> <p>4-5: Tasa de corrosión mitigada desconocida</p>	<p>• KPI 22: Objetivo de corrosión externa mitigada. En condiciones normales de operación, la tasa de corrosión esperada para una tubería de acero con un sistema de protección catódica calibrado y un sistema de recubrimiento compatible es de 1 mili pulgada por año (mpy) o 0,0254 mm/año.</p>
23	3	<p>0-1: 99% Disponibilidad de practica de mitigación</p> <p>2-3: 95-99% Disponibilidad de practica de mitigación</p>	<p>• KPI 23: Eficacia de la mitigación de la corrosión externa. El sistema de protección catódica funciona continuamente por lo que se mantiene protegido el ducto en caso de fallo del recubrimiento.</p>

		4-5: Menos del 95% disponibilidad de practica de mitigación	
24	4	<p>0-1: Dos o mas técnicas de monitorización complementarias</p> <p>2-3: Una técnica de monitoreo que a demostrado ser efectiva</p> <p>4-5: No hay seguimiento o el seguimiento es ineficaz (no esta comprobado)</p>	<p>• KPI 24: Técnicas de monitoreo de corrosión interna. Se utilizan cupones para monitorear la tasa de corrosión interna pero no se dispone registros.</p>
25	4	<p>0-1: Sondas en todas las ubicaciones críticas y no criticas</p> <p>2-3: Sondas en la mayoría de las ubicaciones criticas</p> <p>4-5: Sondas en algunos de los lugares críticos</p>	<p>• KPI 25: Número de sondas de monitoreo de corrosión interna. Los cupones se instalan únicamente al inicio o al final de la tubería de transferencia Tortuga Sur. No hay suficientes sondas de monitoreo para la corrosión.</p>
26	4	<p>0-1: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del 10%</p> <p>2-3: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del > 25%</p>	<p>• KPI 26: Tasas de corrosión interna a partir del monitoreo. No existen registros de los índices de corrosión de la tubería de transferencia Tortuga Sur.</p>

27	4	<p>0-1: Tasa de corrosión mitigadas a partir de dos monitoreos dentro del 10%</p> <p>2-3: Tasa de corrosión mitigadas con dos monitoreos dentro del 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión mitigadas a partir de dos monitoreos dentro del > 25%</p>	<p>• KPI 27: Precisión del monitoreo de la corrosión interna. No hay suficientes sondas para comparar la precisión de las técnicas de monitoreo y la falta de registros dificulta la comparación.</p>
28	5	<p>0-1: Dos o más técnicas de monitorización complementarias</p> <p>2-3: Una técnica de monitoreo que a demostrado ser efectiva</p> <p>4-5: No hay seguimiento o el seguimiento es ineficaz (no esta comprobado)</p>	<p>• KPI 28: Técnicas de monitoreo de corrosión externa. Las técnicas de monitoreo de la corrosión externa se centran en el criterio de polarización de la protección catódica. Se tiene registro de la liberación mediante holiday del recubrimiento antes del tapado de la zanja.</p>
29	5	<p>0-1: Sondas en todas las ubicaciones críticas y no críticas</p> <p>2-3: Sondas en la mayoría de las ubicaciones críticas</p> <p>4-5: Sondas en algunos de los lugares críticos</p>	<p>• KPI 29: Número de sondas de monitoreo de corrosión externa por unidad de área. Los puntos de monitoreo de protección catódica se ubican a cada 2 kilómetros en la Tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP,</p>
30	5	<p>0-1: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del 10%</p>	<p>• KPI 30: Tasas de corrosión externa a partir del monitoreo. Mediante la Planificación de mantenimiento el PM de</p>

		<p>2-3: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión de dos monitoreos dentro del > 25%</p>	<p>monitoreo de protección Catódica inicia el 8 de septiembre del 2025 por lo que no existe valores de tasa de corrosión.</p>
31	5	<p>0-1: Tasa de corrosión mitigadas a partir de dos monitoreos dentro del 10%</p> <p>2-3: Tasa de corrosión mitigadas con dos monitoreos dentro del 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión mitigadas a partir de dos monitoreos dentro del > 25%</p>	<p>• KPI 31: Precisión del monitoreo de la corrosión externa. Existen Puntos de monitoreo cada 2 Kilómetros de distancia a lo largo de la tubería.</p>
32 EC	5	<p>0-1: Frecuencia de inspección basada en RBI</p> <p>2-3: Frecuencia de inspección basada en procesos de ingeniería</p> <p>4-5: Mas de 10 años sin inspección</p>	<p>• KPI 32 Frecuencia de las inspecciones de corrosión externa- Se realiza el monitoreo Anual del Sistema de Protección Catódica que se encuentra en el PM cargado al sistema de Gestión Máximo OIL & Gas e inicia en 8 de septiembre del 2025.</p>
32 IC	3	<p>0-1: Frecuencia de inspección basada en RBI</p>	<p>• KPI 32: Frecuencia de las inspecciones de corrosión interna.</p>

		<p>2-3: Frecuencia de inspección basada en procesos de ingeniería</p> <p>4-5: Mas de 10 años sin inspección</p>	<p>La falta de recurso y los tiempos de entrega de pigs por parte de los proveedores, restringe el uso de las facilidades de envío y recepción de Pigs de limpieza.</p>
33	4	<p>0-1: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección dentro del 10%</p> <p>2-3: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección entre el 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección dentro del >25%</p>	<p>• KPI 33: Comparación entre la inspección y el monitoreo de la corrosión interna. No se realiza mantenimientos ILI ni suficientes sondas para el monitoreo. Por lo tanto, no es posible realizar la comparación.</p>
34	5	<p>0-1: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección dentro del 10%</p> <p>2-3: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección entre el 11-25%</p> <p>4-5: Tasa de corrosión según monitoreo e inspección dentro del >25%</p>	<p>• KPI 34 Comparación entre la inspección y el monitoreo de la corrosión externa. No se instalaron sondas para medir la tasa de corrosión externa</p>
35	3	<p>0-1: Todos los datos relacionados estan disponible y se pueden utilizar</p>	<p>• KPI 35: Medición. No hay información disponible sobre cómo se realizan diversas mediciones (como la temperatura).</p>

		<p>2-3: Todos los datos relacionados estan disponible pero no se pueden utilizar</p> <p>4-5: No todos los datos relacionados con la corrosión estan disponibles</p>	
36	4	<p>0-1: Datos validados según procedimiento documentado</p> <p>2-3: Datos no validados correctamente pero utilizados para la tasa de corrosión</p> <p>4-5: Datos no validados adecuadamente ni utilizados para orientar la tasa de corrosión</p>	<p>• KPI 36: Validación de los datos medidos. Los datos utilizados para el análisis de corrosión no están validados mediante un enfoque formal.</p>
37	4	<p>0-1: Mantenimiento preventivo basado en el riesgo antes de ALARP</p> <p>2-3: Mantenimiento preventivo basado en niveles de riesgo mas altos</p> <p>4-5: Mantenimiento correctivo</p>	<p>• KPI 37: Procedimientos para el programa de mantenimiento. No existe un procedimiento de mantenimiento establecido por lo que aumenta el riesgo.</p>
38	3	<p>0-1: Todas las actividades de mantenimiento estan adecuadamente planificadas</p>	<p>• KPI 38: Actividades de mantenimiento. Las actividades de mantenimiento se realizan mediante Ordenes de servicio, pero al ser una empresa pública los</p>

		<p>2-3: Algunos retrasos en la implementación de actividades de mantenimiento</p> <p>4-5: Cambios frecuentes en las actividades de mantenimiento</p>	<p>procesos debes pasar por varios filtros y eso hace que se demoren los mantenimientos</p>
39	1	<p>0-1: La tasa de corrosión se redujo después de las actividades de mantenimiento</p> <p>2-3: Tasa de corrosión mantenida después de las actividades de mantenimiento</p> <p>4-5: La tasa de corrosión aumento después de las actividades de mantenimiento</p>	<p>• KPI 39: Tasa de corrosión interna después de las actividades de mantenimiento. No se realiza el mantenimiento debido a que los pig de limpieza están en proceso de compra y la inspección mediante equipos de ultrasonido está planificada para el 2016 mediante una orden de servicio. No existe actividades de mantenimiento.</p>
40	3	<p>0-1: Tasa de corrosión dentro del 10% de lo esperado</p> <p>2-3: Tasa de corrosión inferior al 10% de lo esperado</p> <p>4-5: La tasa de corrosión es superior al 10% de lo esperado</p>	<p>• KPI 40: Reducción de la tasa de corrosión interna después de las actividades de mantenimiento. La tubería de transferencia 10 in ACAG - ACP, cuentan con facilidades para el lanzamiento y la recepción de las herramientas de limpieza. Sin embargo, no se hace uso de estas facilidades por falta de Pigs de limpieza. Los procesos de compra son deficientes lo que ha ocasionado retrasos en los mantenimientos.</p>

41	4	<p>0-1: La tasa de corrosión se redujo después de las actividades de mantenimiento</p> <p>2-3: Tasa de corrosión mantenida después de las actividades de mantenimiento</p> <p>4-5: La tasa de corrosión aumento después de las actividades de mantenimiento</p>	<p>• KPI 41: Tasa de corrosión externa después de las actividades de mantenimiento. Las actividades de mantenimiento no se han realizado por lo que no se tiene una línea base para la comparación.</p>
42	4	<p>0-1: Tasa de corrosión dentro del 10% de lo esperado</p> <p>2-3: Tasa de corrosión inferior al 10% de lo esperado</p> <p>4-5: La tasa de corrosión es superior al 10% de lo esperado</p>	<p>• KPI 42: Reducción de la tasa de corrosión externa. después de las actividades de mantenimiento No se realiza ninguna actividad de mantenimiento.</p>
43	4	<p>0-1: Personal de corrosión suficiente y con la formación adecuada</p> <p>2-3: El personal de corrosión es suficiente y algo de formación</p> <p>4-5: Personal y formación insuficientes en materia de corrosión</p>	<p>• KPI 43: Capacidad de la fuerza laboral. Debido a la magnitud del Campo y la cantidad de tuberías de flujo el control de la corrosión interna y externa es deficiente.</p>

44	2	<p>0-1: Todo el personal tiene más de 5 años de experiencia</p> <p>2-3: Solo el personal clave tiene más de 5 años de experiencia</p> <p>4-5: Experiencia</p>	<p>• KPI 44: Experiencia y conocimiento de la fuerza laboral. La mayoría del personal relacionado con el control de corrosión interna y externa tiene más de 5 años de experiencia en áreas similares.</p>
45	4	<p>0-1: Recopilación y almacenamiento de datos de corrosión</p> <p>2-3: Datos medidos y almacenados manualmente</p> <p>4-5: Gestión inadecuada de datos</p>	<p>• KPI 45: Datos a base de datos. No existe un proceso de gestión de datos claramente establecido.</p>
46	4	<p>0-1: Datos verificados y utilizados de forma proactiva</p> <p>2-3: Datos verificados y almacenados, pero no utilizados de forma proactiva</p> <p>4-5: Gestión inadecuada de datos</p>	<p>• KPI 46: Datos de la base de datos Consulte el KPI 45.</p>
47	3	<p>0-1: Comunicación interna adecuada</p> <p>2-3: Un poco de comunicación interna</p> <p>4-5: Comunicaciones internas inadecuadas</p>	<p>• KPI 47: Estrategia de comunicación interna. Tenemos un sistema de gestión máximo Oil & Gas para el almacenamiento de información relacionados con las evaluaciones de corrosión y están cargadas en la nube de EP Petroecuador.</p>
48	3	<p>0-1: Comunicación externa adecuada</p> <p>2-3: Algunas comunicaciones externas</p>	<p>• KPI 48: Estrategia de comunicación externa. La información a los otros departamentos se realiza mediante el correo corporativo luego de culminada la evaluación y elaboración del informe técnico con las</p>

		4-5: Comunicaciones externas inadecuadas	respectivas conclusiones y recomendaciones dependiendo de los resultados de la evaluación.
49	4	0-1: Revisión anual de los KPIs 2-3: Revisión de los KPIs cada 2-5 años 4-5: No se ha establecido un cronograma para la revisión de los KPIs	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 49: Revisión de la gestión de la corrosión. No existe un cronograma fijo para revisar todas las actividades relacionadas con el control de la corrosión.
50	2	0-1: Cero fallos entre revisiones de KPIs 2-3: Menos de 5 fallos entre revisiones de KPIs 4-5: Mas de 5 fallas entre revisiones de KPIs	<ul style="list-style-type: none"> • KPI 50: Frecuencia de fallos. Actualmente la tubería no ha presentado fallas.

La gráfica resultante de los 50 KPIs, explicada en la Tabla 17, para el ducto 10 in ACAG – ACP es la siguiente:

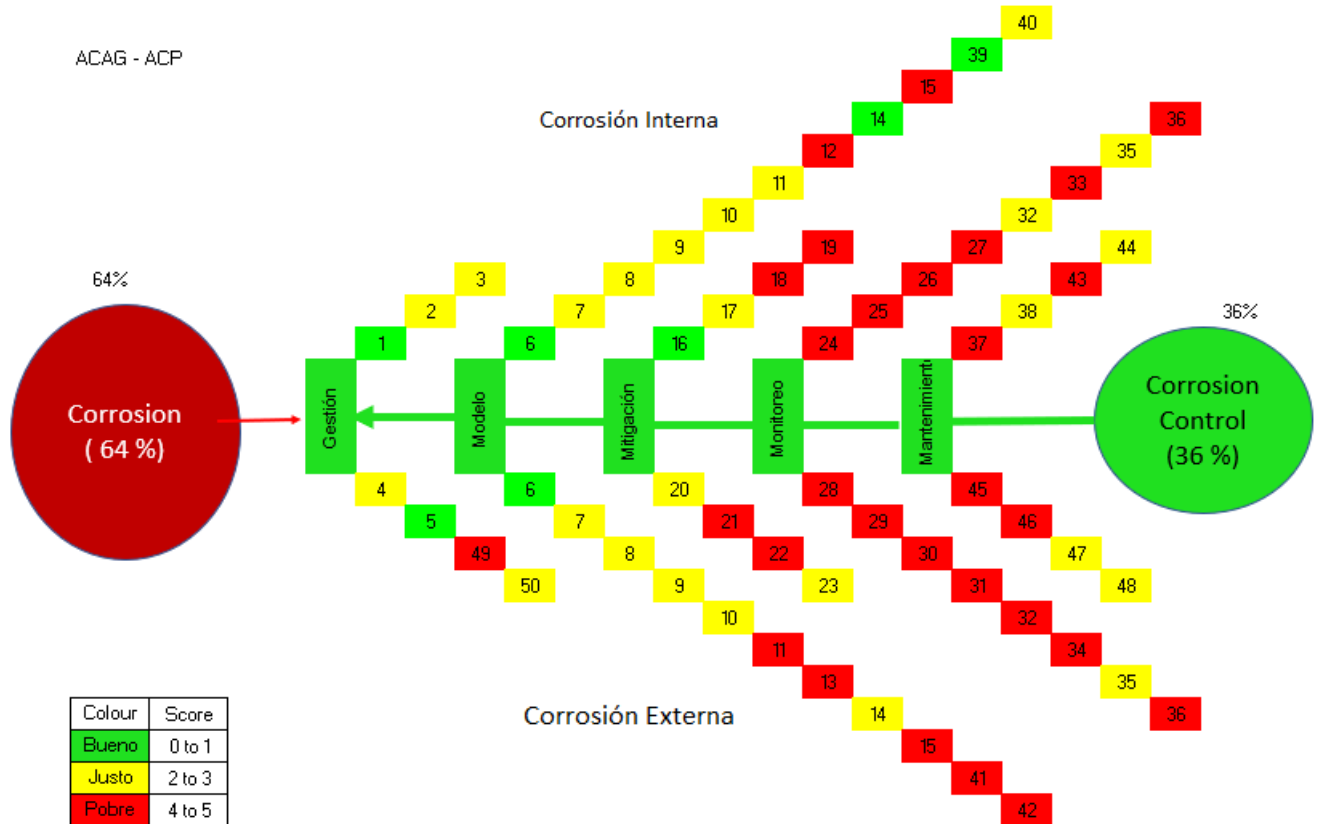


Figura 4. Estado de KPIs para 10 in ACAG – ACP

14. Resultados / Conclusiones

- El manejo de los conceptos y metodologías han permitido implementar un sistema de gerenciamiento y control de corrosión basado en la realidad del ducto 10 in ACAG -ACP.
- Se ha realizado un análisis de los mecanismos de daño a los que el ducto está expuesto, el mismo que da como resultado un mecanismo de falla de pérdida de espesor interno y externo.

- El análisis cualitativo de Inspección Basado en Riesgos (RBI) para el ducto de 10 in, se basó en las consecuencias y probabilidades analizadas, dando como resultado una categorización de un riesgo Medio – Alto.
- Para reforzar el análisis RBI realizado, es necesario tener más datos, estadísticas y el soporte de expertos que en base a su criterio y experiencia permitan tener un análisis cuantitativo que facilitarán la toma de decisiones.
- Se puede empezar a implementar acciones de mitigación en función del RBI realizado, enfocándose en como preservar el riesgo medio – alto calculado.
- El análisis de Indicadores de Desempeño KPIs realizado al ducto 10 in ACAG – ACP revela que en las condiciones actuales se tiene un 32% de control de corrosión, y un 64% enmarcado en deficiencias en el control de corrosión interna y externa.
- El 64% de deficiencias marcan escenarios críticos en la gestión, modelo, mitigación, modelo, monitoreo en los cuales se deberá trabajar implementando estrategias y tecnologías para poder bajar los índices.
- El análisis KPIs permite tener un punto de partido y escenario real para planificar las actividades de mantenimiento, las cuales deben enfocarse en destinar recursos y tecnologías para alargar la vida útil del activo y una condición operativa eficiente y libre de consecuencias.

15. Recomendaciones

- Continuar reforzando los análisis RBI y KPIs realizados al ducto 10 in ACAG – ACP los cuales permitirán mejorar los sistemas de gestión y la optimización de recursos.

16. Agradecimiento

Quiero expresar un grato y sincero agradecimiento al Ing. Carlos Mero por haber impartido su conocimiento y experiencia en el curso "Control de Corrosión en la Industria del Gas y el Petróleo"

El curso se ha enfocado en estrategias, modelos y sistemas de gestión actuales que engloban a las actividades en la industria; y con los conocimientos adquiridos me permitirán mejorar las técnicas utilizadas para el diagnóstico y tomas de decisiones en plantas de hidrocarburo.

17. Referencias

- Reporte diario de producción EP PETROECUADOR Activo Auca, año 2025.
- Dossier de Calidad 61FJC0327 ducto 10in ACAG – ACP.
- API RP 580 – Risk Based Inspection, 1st Edition, May 2002.
- API 581 – Risk Based Inspection Base Resource Document, 1st Edition, May 2000.
- API 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 2nd Edición, April 2011.
- Sankara Papavinasam, Corrosion Control in the Oil and Gas Industry, 2013 (Elsevier).