



SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE	

Índice

1.	OBJETIVOS	2
2.	ALCANCE	2
3.	DEFINICIONES	2
4.	DOCUMENTOS A CONSULTAR	5
5.	RESPONSABILIDADES	5
6.	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL	6
7.	ASPECTOS AMBIENTALES	8
8.	INSPECCIÓN NIVEL I	8
9.	CAMBIO DE VERSIÓN	16
10.	ANEXOS	16

Elaborado Por: Evert Palomino N.	Fecha: 21-04-25	Revisado por: Luis Castillo C.	Fecha: 24-04-25	Aprobado por: Luis Castillo C.	Fecha: 25-04-25

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

1. OBJETIVOS

Establecer las pautas adecuadas para realizar la inspección con ensayos no destructivos; inspección visual, ultrasónica, tintes penetrantes de las estructuras, de piso de cabezales, mesa inferior, mesa superior, zona splash del jacket, risers así como medición de potenciales de la parte sumergida del jacket y risers de las plataformas de los Lotes Z69, a fin de ubicar y caracterizar anomalías que puedan poner en riesgo la integridad de las plataformas, el medio ambiente y las personas.


Realizar el trabajo con las debidas consideraciones de calidad, seguridad y cuidado del medio ambiente.

2. ALCANCE


El presente procedimiento abarca la inspección con ensayos no destructivos de la superestructura, decks, zona splash del jacket y de risers de ductos asociados a las plataformas pertenecientes a PETROPERU.

3. DEFINICIONES


- 3.1. **Abolladura:** Cambio físico (deformación) del contorno de la superficie de cualquier componente (tubería o pilote), causado por un impacto mecánico, sin la implicación de la pérdida del material base.
- 3.2. **Agujero o Hueco:** Abertura de forma más o menos redondeada que atraviesa la pared de la tubería, pilote o viga, de un lado a otro o que se forma en una superficie.
- 3.3. **Anomalía:** Condición insegura y no favorable a las operaciones y funcionalidad de la estructura.
- 3.4. **Caracterización de Defectos:** Proceso de cuantificar el tamaño, forma, orientación, localización, crecimiento u otras propiedades de un defecto, basado en la respuesta de un END.
- 3.5. **Corrosión:** Proceso electroquímico que ocurre por la interacción del medio circundante con la superficie metálica de la estructura. La corrosión puede ser definida como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque por su entorno: puede ser generalizada o localizada.
- 3.6. **Corrosión Ambiental:** Corrosión provocada por el contacto entre el metal y el medio ambiente, siendo el daño de mayor ocurrencia en un ambiente marino.
- 3.7. **Corrosión galvánica:** Corrosión provocada por el contacto directo y/o a través de un electrolito, entre metales de propiedades diferentes. Los tres componentes esenciales son:
 - Materiales, que poseen diferentes potenciales superficiales
 - Electrolito común
 - Trayectoria eléctrica común.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- 3.8. **Corrosión de soldadura:** Proceso de corrosión selectiva que ataca sólo el material del cordón de soldadura.
- 3.9. **Daño:** Degradación de las propiedades mecánicas de un elemento o unión estructural, o pérdida de funcionalidad en accesorios, esto debido a efectos de factores ambientales y/o accidentales.
- 3.10. **Daño mecánico.** Es aquel producido por un agente externo ya sea por impacto, ralladura o presión y puede estar dentro o fuera de norma o especificaciones aplicables de acuerdo al diseño.
- 3.11. **Daño en pintura y recubrimiento:** Pérdida de material aplicado a superficies metálicas de elementos estructurales y accesorios, el cual proporciona la protección contra la corrosión en la zona atmosférica y zona de mareas. Este daño se produce por errores de fabricación, instalación y mantenimiento, adicionalmente por caída de objetos e impacto de embarcaciones u otros (manchas de lodos de perforación, crudo, desechos orgánicos).
- 3.12. **Defecto:** Discontinuidad o discontinuidades que por su naturaleza o por efecto acumulado, hacen que una parte o un equipo pierda sus propiedades físicas, químicas y/o mecánicas por lo cual es incapaz de alcanzar los estándares mínimos aplicables o especificaciones para lo cual fue diseñado. El término implica rechazo.
- 3.13. **Desgaste:** Es la pérdida de material que sufre la estructura, por abrasión o por la acción corrosiva del medio ambiente donde se encuentra instalada.
- 3.14. **Discontinuidad:** Una interrupción de la estructura típica de un material, como falta de homogeneidad en sus características mecánicas, metalúrgicas o características físicas. Una discontinuidad no necesariamente es un defecto.
- 3.15. **Electrodo de referencia:** Es un electrodo que tiene un potencial de equilibrio estable y conocido. Es utilizado para medir el potencial contra otros electrodos en una celda electroquímica.
- 3.16. **Electrodo de plata / cloruro de plata:** para los propósitos de este procedimiento, un electrodo de referencia que utiliza agua de mar como electrolito.
- 3.17. **Ensayo No Destructivo:** Desarrollo y la aplicación de métodos técnicos para examinar los materiales, de manera que no altere las propiedades mecánicas y/o químicas, y poder detectar anomalías que represente un riesgo para la integridad de la estructura.
- 3.18. **Equipo de medición de espesores por ultrasonido:** Dispositivo electrónico diseñado para medir el espesor de pared de estructuras sólidas (metálicas) convirtiendo una señal eléctrica en una acústica y viceversa.
- 3.19. **Espesor de pared nominal:** Espesor de pared de la estructura especificado por los criterios de diseño.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- 3.20. **Evaluación:** Una revisión, a raíz de la interpretación de las indicaciones señaladas, para determinar si cumplen con los criterios de aceptación especificados.
- 3.21. **Falla:** Es cualquier cambio en la forma, tamaño, propiedad, o naturaleza de su material, que impida su funcionamiento satisfactorio como inicialmente fue proyectado o planeado.
- 3.22. **Fractura:** Separación de un objeto o material en dos o más piezas la cual fue ocasionado por esfuerzos en el material.
- 3.23. **Grieta, fisura longitudinal o circunferencial:** Hendidura o abertura alargada, sin importar la profundidad, presente en la pared de la estructura o en soldaduras longitudinales o circunferenciales.
- 3.24. **Indicación:** Respuesta de una inspección no destructiva que requiere interpretación para determinar su importancia.
- 3.25. **Inspección Nivel I:** Esta definición es aplicable sólo para este documento. Inspección realizada a la estructura de la plataforma ubicada por encima del nivel del mar, es decir esto abarca desde la zona de salpicadura, mesa de cabezales, nivel inferior y superior.
- 3.26. **Inspección Visual:** Proceso de relevamiento que, mediante técnicas visuales o de procesamiento digital de imágenes y reconocimientos de patrones (planos, figuras o cualquier elemento referencial), determina si un producto o elemento se desvía de las especificaciones de norma para lo cual fue diseñado.
- 3.27. **Interpretación:** Determinación de si las indicaciones son relevantes o no relevantes.
- 3.28. **Medición de espesores:** Técnica de ultrasonido usada para determinar el espesor de pared actual de la estructura, es decir el espesor remanente que se tiene debido al desgaste del metal.
- 3.29. **Medición de potencial electroquímico:** Es la medición de potencial electroquímico entre dos superficies metálicas, diferencia de voltaje.
- 3.30. **Picadura:** Corrosión localizada de una superficie de metal, confinada a un punto o en un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad, puede ser del tipo penetrante o crateriforme.
- 3.31. **Ranura, Muesca o Rayón:** Pérdida de material en la pared de la estructura producida por el golpe o rozamiento de un objeto agudo o filoso.
- 3.32. **Riser:** Sección de la tubería que se extiende desde el fondo del océano hasta piso de cabezales de la plataforma offshore. Se considerar componentes del riser a la válvulas, trampas de raspatubos, entre otros accesorios
- 3.33. **Superestructura (Decks):** Constituida por mesas (decks) y piso de cabezales los cuales dan soporte a las facilidades de producción.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST-2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- 3.34. **Subestructura (Jacket):** Constituida por la estructura tubular, de acero, sumergida la cual soporta los decks. Para el caso de Petroperú el jacket es un castillo con cuatro patas que forman una pirámide trunca.

4. DOCUMENTOS A CONSULTAR

- 4.1. D.S N° 032-2004-EM “Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”.
- 4.2. Proceso de Integridad Mecánica de Plataformas Offshore “M-FACEST-02”
- 4.3. API RP 2SIM “Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures”, section 6.3 Level I Surveys – Routine Above water Inspection.
- 4.4. ASME V “Nondestructive Examination”.
- 4.5. ASTM E 797 – 1995 “Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method”.
- 4.6. SSPC-VIS 2 “Standard Method of Evaluating Degree of Rusting on Painted Steel Surfaces”.
- 4.7. Fitz's Atlas, Resource for Coating Specialists
- 4.8. Manual de Normas Básicas de Seguridad para Contratistas.
- 4.9. Procedimiento, Manejo Integral de los Residuos, “PO-HSE-01”.
- 4.10. Instructivo, Manejo de Residuos Sólidos Oleosos y Suelos Oleosos, “IO-HSE-002”.
- 4.11. Normas legales aplicables según la identificación de requisitos legales FG-12.
- 4.12. Procedimiento, Identificación de Peligros, Evaluación de Riesgos “PG-02”.
- 4.13. Procedimiento, Reporte e investigación de accidentes e incidentes “PG-09”.
- 4.14. FACEST-3510-REP-EST-2020-R0, Instructivo Denominación de Elementos Estructurales en Plataformas Offshore.

5. RESPONSABILIDADES


5.1. Líder de Ingeniería de Facilidades e Integridad

- Delegar al personal supervisor de Petroperú o contratista que será el encargado de realizar las gestiones para llevar adelante el servicio de Inspección Nivel I.

5.2. Supervisor de Ingeniería de Facilidades e Integridad / Ingeniero de Integridad

- Responsable de la planificación de las inspecciones nivel I a realizar en las Plataformas Offshore, en función al riesgo estructural.
- Velar por el cumplimiento de los lineamientos del presente procedimiento.
- Realizará visitas a campo a fin de evidenciar que la actividad se realiza de acuerdo a los estándares requeridos de calidad y seguridad.

5.3. Supervisor de Producción

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- Encargado de designar al personal sobrestante o recorredor para la firma del permiso de trabajo y del ATS (Análisis de Trabajo Seguro).

5.4. Supervisor HSE

- Encargado de revisión del IPER (Investigación de Peligros y Evaluación de Riesgo) de la contratista.


5.5. Contratista: Supervisor / Inspectores NDT

- Los Supervisores, personal calificado de contratistas, son los responsables de cumplir estrictamente el presente procedimiento de inspección. De observarse alguna disconformidad que ponga en riesgo al personal, ambiente, equipos y/o estructura, deberá ser reportada al supervisor o jefe inmediato, y este reportar al supervisor de Petroperú.
- El supervisor de la contratista deberá emitir el informe de inspección en revisión para que sea evaluado por el supervisor de Ingeniería de Facilidades e Integridad de Petroperú, posteriormente deberá incorporar los comentarios producto de dicha revisión para la aprobación de dicho documento del informe por parte del cliente.
- Inspector en Ensayos no destructivos es el responsable de realizar la inspección visual, medición de espesores de pared metálica, aplicación de tintes penetrantes, medición de potenciales del sistema de protección catódica siguiendo los lineamientos de sus procedimientos específicos, generar reportes de inspección identificando los hallazgos más resaltantes identificados en la estructura.
- El Contratista deberá contar con un plan de calidad el cual cumpla con las normativas y buenas prácticas de ingeniería para la ejecución de las diferentes actividades de inspección, dicho plan deberá contar con lo siguiente:
 - Certificados actualizados, tanto del personal como de calibración de los equipos validados por un ente certificador.
 - Plan de inspección basado en lo que establece el presente procedimiento.
 - Procedimientos de inspección generales y específicos basados en el presente procedimiento: Inspección visual de estructuras y risers, Inspección con ultrasonido, Inspección con Tintes Penetrantes o Partículas Magnéticas, medición de potenciales.

6. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL

6.1. CONDICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL


- 6.1.1. El personal responsable del trabajo debe acogerse en todo momento a las normas de seguridad establecidas por Petroperú.
- 6.1.2. Cumplir con las instrucciones de trabajo establecidas por el Supervisor de Petroperú responsable del trabajo.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- 6.1.3. Antes de realizar las labores en las plataformas marinas, se debe de contar los equipos de protección personal mínimos necesarios indicados en el curso de inducción dictado por personal de Petroperú.
- 6.1.4. Usar los elementos de protección personal necesarios para la tarea a ejecutar.
- 6.1.5. Los equipos de seguridad a ser utilizados para los trabajos en altura deberá de estar en buen estado y contar con un check list diario a fin de asegurar su buen estado.
- 6.1.6. Contar con equipos de comunicaciones intrínsecamente seguros y debidamente autorizados por Petroperú.
- 6.1.7. La contratista debe de contar con personal autorizado para poder firmar el permiso de trabajo emitido por Petroperú, para ello el personal debe de cumplir con los requisitos determinados por Petroperú, curso para autorización de firma de permiso de trabajo.
- 6.1.8. Elaborar el ATS (Análisis de Trabajo Seguro) y anexarlo al permiso de trabajo emitido por Petroperú.
- 6.1.9. Contar con el permiso de trabajo firmado y con las autorizaciones de ingreso a las operaciones respectivas. Asimismo, antes de iniciar los trabajos se deberá de dictar la charla de 5 minutos y realizar la identificación de peligros, la evaluación de riesgos para determinar los controles (IPER) en el área de trabajo.
- 6.1.10. Finalizadas las labores se debe de retirar del área de trabajo cualquier material utilizado en la actividad.
- 6.1.11. Informar inmediatamente a los responsables de Petroperú cuando se detecten fugas, y cualquier otra condición insegura que pueda poner en peligro la integridad de los activos, el medio ambiente y del personal. En este caso los canales de comunicación (frecuencia de radio o número de teléfono) serán comunicados y registrados en el permiso de trabajo antes del inicio de las labores.
- 6.1.12. Cualquier evento de seguridad o ambiental deberá ser reportados siguiendo los lineamientos del Procedimiento Reporte e investigación de accidentes e incidentes "PG-09".

6.2. PELIGROS Y RIESGOS POTENCIALES

- 6.2.1. El personal debe recibir charlas de cinco minutos para conocer los riesgos a los que está expuesto, así como los aspectos ambientales que puede ocasionar durante el desarrollo de esta actividad. Estas charlas serán dadas por los responsables de Petroperú antes de firmar el permiso de trabajo respectivo. El permiso de trabajo debe realizarse de acuerdo al procedimiento operativo PO-HSE-02.
- 6.2.2. Los principales peligros y riesgos a los que estarán expuestos los trabajadores que realizan trabajos de inspección visual, medición de espesores de pared metálica y medición de potenciales son: ruido, explosiones por equipos presurizados, quemaduras por contacto con equipos y superficies calientes, presencia de gases inflamables, quemaduras por radiación solar, hipotermia debido al clima en plataformas marinas, atrapamientos, golpes, heridas, caídas a nivel o alturas, fatiga.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

6.3. CONDICIONES DE MEDIO AMBIENTE

- 6.3.1. El personal que desarrolla los trabajos de inspección visual y medición de espesores de pared metálica deberá cumplir con un adecuado manejo de residuos generados siguiendo los Procedimientos, PO-HSE-01: Manejo Integral de Residuos, y IO-HSE-02: Manejo de Residuos Sólidos Oleosos y Suelos Oleosos.
- 6.3.2. Los incidentes ambientales que ocurran durante la inspección, deberán ser informados al responsable de Petroperú en la brevedad posible, vía radio, de modo que se activen los procedimientos a seguir de acuerdo al Plan de Contingencias para Fugas y Derrames de Hidrocarburos (PCDP).

7. ASPECTOS AMBIENTALES

El principal Aspecto Ambiental está asociado a la disposición inadecuada de residuos generados, trapo industrial contaminado, residuos domésticos, para los cuales se dispone de recipientes en cada una de las plataformas para su disposición.

8. INSPECCIÓN NIVEL I

8.1. PERSONAL INVOLUCRADO


El personal que realice las labores de inspección deberá ser inspectores certificados, personal apoyo y cadistas con experiencia en labores similares.

- El personal inspector deberá ser Nivel II con experiencia comprobada de al menos 3 años; con certificación vigente en Inspección Visual, Medición de Espesores, Partículas Magnéticas y/o Tintes Penetrantes, en Ensayos No Destructivos con certificación ASNT-SNT-1A o equivalente.

8.2. EQUIPOS REQUERIDOS

Para la inspección visual y medición de espesores de pared metálica se requerirá lo siguiente:

- Equipo de ultrasonido digital para medición de espesores de pared metálica con y sin recubrimiento (que no haya necesidad de retirar revestimiento), con certificación actualizada.
- Cable transductor de 5 Mhz, con palpador dual.
- Gel acoplante para baja y alta temperatura.
- Bloque estándar de calibración de 4 pasos, o equivalente.
- Equipo de partículas magnéticas húmedas portable fluorescentes (lámpara UV) y/o visibles para la detección de fisuras.
- Linternas o lámparas de no menos de 1000 lux de intensidad a prueba de explosión.
- Kit de tintes penetrantes.
- Multímetro digital de alta impedancia con calibración vigente.
- Electrodo de referencia de Ag/AgCl.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

- Kit de medición de profundidad de corrosión – galga.
- Martillos de material sintético o bronce.
- Cámara fotográfica digital intrínsecamente segura con facilidad para poder inspeccionar los risers, primera elevación y secciones de patas de jacket, desde la zona splash hasta el piso de cabezales de pozos, la cual debe de contar con el permiso correspondiente para el ingreso a instalaciones de Petroperú.
- Teléfono celular intrínsecamente seguro para la comunicación, el cual debe de contar con el permiso correspondiente para el ingreso a instalaciones de Petroperú
- Calibrador pie de rey.
- Cinta métrica de 50 metros.
- Cinta métrica de 5 metros.
- Escalera de tijera o telescópica de aluminio o fibra. Las estructuras auxiliares deberá de contar una lista de chequeo diario a fin de asegurar el buen estado de la misma.
- Punzón con punta de bronce.
- Lima.
- Lija.
- Escobilla cerdas de bronce, mango de madera.
- Marcadores de metal.


8.3. ACTIVIDADES A REALIZAR DURANTE LA INSPECCIÓN NIVEL I

Para el caso de la Inspección Nivel I en la section 6.3 Level I Surveys de API RP 2SIM recomienda realizar la inspección anualmente, Petroperú siguiendo los lineamientos del “Manual de Gestión de Integridad Mecánica de Plataformas Offshore” realiza las inspecciones Nivel I en función al riesgo estructural de cada una de las plataformas, de acuerdo a la matriz estructural de plataformas offshore, priorizando por las de mayor riesgo, así como en aquellas donde se haya tenido un evento significativo y que a criterio del Ingeniero de Integridad pueda ameritar una inspección inmediata del toda la estructura del topside o en parte de ella.

La inspección Nivel I en plataformas offshore debe cubrir, sin ser limitativo, inspección visual, medición de espesores, medición de potenciales, aplicación de tintes penetrantes y/o partículas magnéticas, la identificación de las diferentes tipos de anomalías que pueden darse en la superestructura, ubicada encima del nivel del mar, así como en las secciones del jacket ubicadas en la zona splash y los risers asociados a cada plataforma.

La inspección nivel I debe de incluir:

- 8.3.1. Inspección visual de las estructuras e identificar los Niveles de la corrosión en los miembros estructurales según norma SSPC-VIS 2, y los tipos de anomalías en los recubrimientos (desprendimiento, burbujeo, Grietas, delaminación, eflorescencia)

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST-2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

según FITZ'S ATLAS (Coating defects), se debe contar con un registro fotográfico y la ubicación en planos.

8.3.1.1. Criterio de aceptación de corrosión

- Se procede a seleccionar el área a evaluar.
- Se determinara el tipo de distribución de óxido según tabla 1 de ASTM D610-08/SSPC-VIS 2.
- Se estimara el porcentaje de superficie afectada según figura 1,2,3 de acuerdo a ASTM D610-08

TABLE 1 Scale and Description of Rust Ratings

Rust Grade	Percent of Surface Rusted	Visual Examples		
		Spot(s)	General (G)	Pinpoint (P)
10	Less than or equal to 0.01 percent		None	
9	Greater than 0.01 percent and up to 0.03 percent	9-S	9-G	9-P
8	Greater than 0.03 percent and up to 0.1 percent	8-S	8-G	8-P
7	Greater than 0.1 percent and up to 0.3 percent	7-S	7-G	7-P
6	Greater than 0.3 percent and up to 1.0 percent	6-S	6-G	6-P
5	Greater than 1.0 percent and up to 3.0 percent	5-S	5-G	5-P
4	Greater than 3.0 percent and up to 10.0 percent	4-S	4-G	4-P
3	Greater than 10.0 percent and up to 16.0 percent	3-S	3-G	3-P
2	Greater than 16.0 percent and up to 33.0 percent	2-S	2-G	2-P
1	Greater than 33.0 percent and up to 50.0 percent	1-S	1-G	1-P
0	Greater than 50 percent		None	

S: Corrosión puntual: cuando la mayor parte de la corrosión se concentra en áreas localizadas de la superficie pintada.


G: Corrosión general: cuando se distribuyen al azar manchas de corrosión de varios tamaños por la superficie.

P: Corrosión localizada: cuando la corrosión se distribuye por la superficie como motas individuales muy pequeñas de óxido.

Se considerarán 3 factores para determinar el estado actual del elemento o área intervenida, tal como porcentaje de desgaste (data espesores), grado y tipo de corrosión, según los siguientes parámetros:

Se considerarán 3 factores para determinar el estado actual del elemento o área intervenida, tal como porcentaje de desgaste (data espesores), grado y tipo de corrosión, según los siguientes parámetros:

Leyenda			
Escala / Descripción		% Desgaste	Grado Corrosión
5	Crítica	>50%	0
4	Alto	40-50%	1
3	Medio	30-40%	2
S o G o P			

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

2	Bajo	20-30%	3 al 6
1	Aceptable	<20%	7 al 9


8.3.1.2. Caracterización de anomalías en el Recubrimiento (pintura)

Se registrarán de acuerdo con el Fitz's Atlas, Resource for Coating Specialists

Las anomalías de recubrimiento serán caracterizados según tipos sugeridos por Fitz's Atlas, Resource for Coating Specialists, entre ellos se resaltan los que mayormente se identifican en plataformas offshore:

LEYENDA	DESCRIPCIÓN (DEFECTOS EN RECUBRIMIENTOS)
AF	Adhesion failure = adhesión fallida
BITTINESS	Bittiness = pintura contaminada por agente externo
BLEACH	Bleaching (fading) = desvanecimiento de la pintura
BLEED	Bleeding = descoloramiento de pintura antigua
BLISTER	Blistering = ampollas de pintura
BLOOM	Bloom = condensación o filtración de humedad durante el curado de pintura
BRIDG	Bridging = aplicación pobre de pintura
BM	Brush marks = marcas de brocha en la aplicación de pintura
BUBBLES	Bubbles or bubbling = burbujas en la pintura
CHALK	Chalking = tizamiento de la pintura
CHECK	Checking= grietas finas que no penetran la capa superior de la pintura
CISS	Cissing = contaminación de la pintura por humedad
DELAMINATION	Delamination = delaminación de la pintura.
EROSION	Erosion = desgaste del recubrimiento por agentes externos
GRIT INCLUSIONS	Grit inclusions = fallida remoción de agentes externos previo a la pintura
GROWTH	Growth = crecimiento de moho u organismos naturales.
ICS	Incorrect coating system = uso incorrecto de materiales de revestimiento
OP	Orange peel = falla de la aplicación de recubrimiento
PH	Pinholes = agujeros pequeños provocados por atrapamiento de humedad en proceso de curado
ROT	Rot = pintura putrefacta por falta de mantenimiento
SAG	Runs or sags = sobre aplicación de pintura
UC	Undercutting = aplicación de pintura sobre óxido

8.3.2. Realizar la medición de espesores de pared de elementos estructurales principales como patas, soportes diagonales y verticales de mesas, y vigas principales. Previo a la

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

medición de espesores se deberá realizar una limpieza para remover restos de material contaminante a fin de tener un buen acople.

8.3.3. Se realizará un spot de juntas de soldadura, de nodos, con tintes penetrantes y/o partículas magnéticas húmedas de patas (08 patas) y soportes diagonales de mesas (16 diagonales) lo cual será determinado por el ingeniero estructural de Petroperú, típicamente podría ser el 25% de las juntas mencionadas anteriormente. En caso se requiera retirar el recubrimiento del elemento a inspeccionar, posterior a la inspección la empresa contratista deberá de reponer el mismo, para lo cual deberá contar con pintura epóxica y una brocha para reponer el recubrimiento.

8.3.4. La inspección de los diferentes elementos estructurales se deberá realizar detalladamente de manera que se puedan identificar anomalías, desgastes, rajaduras, perforaciones, abolladuras o daños ocasionados por la corrosión.

Para la inspección de elementos estructurales del jacket como patas y diagonales del jacket de la zona splash, la inspección de la zona splash deberá ser realizada en horas de la mañana con marea baja.


8.3.5. Medición de potenciales del sistema de protección catódica con electrodo de referencia plata cloruro de plata (Ag/AgCl), el cual se realizará desde el piso de cabezales. El equipo para la medición de potenciales debe contar con certificación vigente.

8.3.6. Inspección de risers:

- Inspección visual de toda la parte aérea incluyendo la zona splash (estado del riser y revestimiento).
- Medición de espesores en la parte accesible sobre el piso de cabezales, en dos secciones, una cercana al piso (grating) y la siguiente cercana a brida, 04 puntos de medición.
- Medición de potenciales del ducto, en las bridas de arriba a la plataforma (extremo del ducto).
- Inspección de válvulas de bola, seguridad, compuerta, etc en cabeza del ducto (trampas o interconexiones).

8.3.7. Medición de las alturas entre mesas, así como la altura del nivel medio del agua hacia el piso de cabezales y registrar la hora de esta medición. Las mediciones deben de ser plasmadas en los planos correspondientes.

8.3.8. Los reportes de Inspección deben de contar con registros fotográficos, registro de caracterización detallado (medición de anomalías, largo, ancho, profundidad, etc) y planos de ubicación del hallazgo identificados durante la inspección. Para el caso de

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST-2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

la denominación de cada uno de los elementos estructurales de los que consta la estructura a inspeccionar se deberá de seguir los lineamientos del “FACEST-3510-REP-EST-2020-R0, Instructivo Denominación de Elementos Estructurales en Plataformas Offshore”.

8.3.9. Los diferentes tipos de anomalías que pueden ser identificados en la estructura son:

- Corrosión según categorización de SSPC-VIS2.
- Anomalías en el recubrimiento de desprendimiento, burbujeo, Grietas, delaminación y eflorescencia, según categorización de FITZ’S ATLAS (Defectos de Recubrimientos).
- Anomalía en juntas soldadas de elementos principales.
- Anomalías mecánicas, como abolladuras.
- Grietas.
- Desprendimiento parcial o total de elementos.
- Falta de accesorios.
- Deformaciones en los pisos.


Los elementos, accesorios a ser inspeccionados son:

Accesorios:

- Rejilla y planchas de pisos, escaleras, barandas. Para el caso de planchas se deberá de medir espesores a planchas con más deterioro.
- Barandas, pasamanos.
- Rutas de evacuación como escaleras.
- Embarcadero y cabos (sogas).

Elementos estructurales:

- Patas, diagonales verticales de jacket ubicados de zona splash hacia piso de cabezales de pozos.
- Primera elevación del jacket.
- Patas, soportes diagonales y verticales de mesas.
- Vigas principales y secundarias.
- Conexión Viga-columna.
- Conexión entre vigas principales.
- Conexión de diagonales de apoyo.
- Elementos horizontales y diagonales de arriostramiento.
- Conexiones de Elementos horizontales y diagonales de arriostramiento
- Estructura del sistema de piso de las cubiertas.
- Risers de ductos.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE Y RISERS DE DUCTOS	

8.3.10. Para la medición de espesores de los elementos tubulares, patas de mesas, soportes diagonales y verticales de mesas, esto se deberá de realizar en tres secciones y en cuatro puntos de cada sección (cada 90°), tal como se detalla en la **Figura 1**.

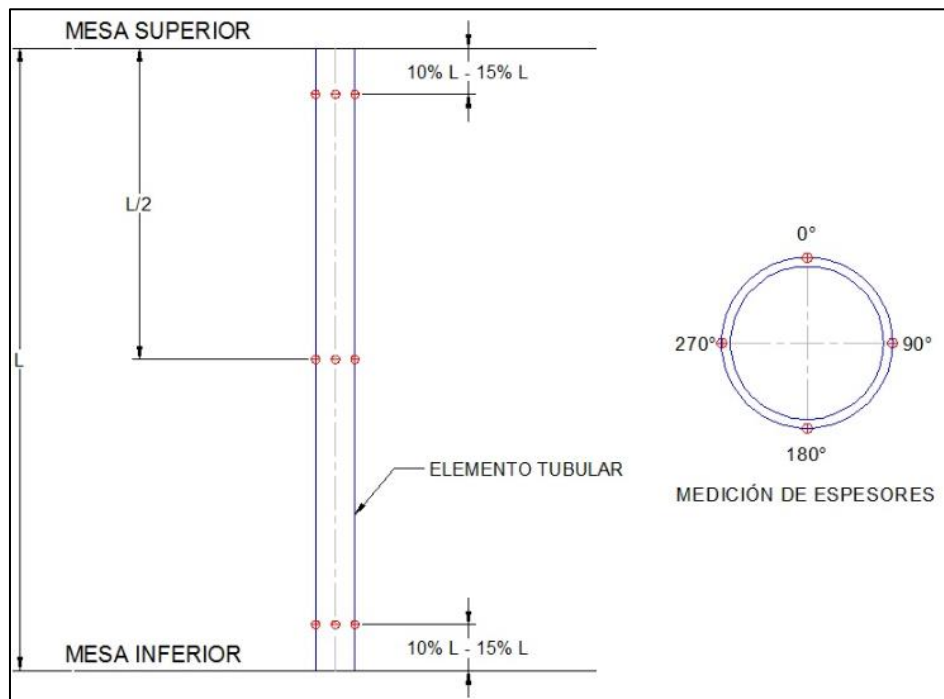



Figura 1: Medición de espesores elementos tubulares

8.3.11. Para la medición de espesores de vigas principales, vigas ubicadas entre patas, esto se deberá de realizar en cinco secciones tal como se detalla en la **Figura 2**.

Si se identifica un hallazgo significativo en la zona splash, este será evaluado por el Ingeniero de Integridad para ser considerado en la próxima inspección nivel II, o si ameritará, en función al riesgo se programará la inspección nivel II a la brevedad.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE	

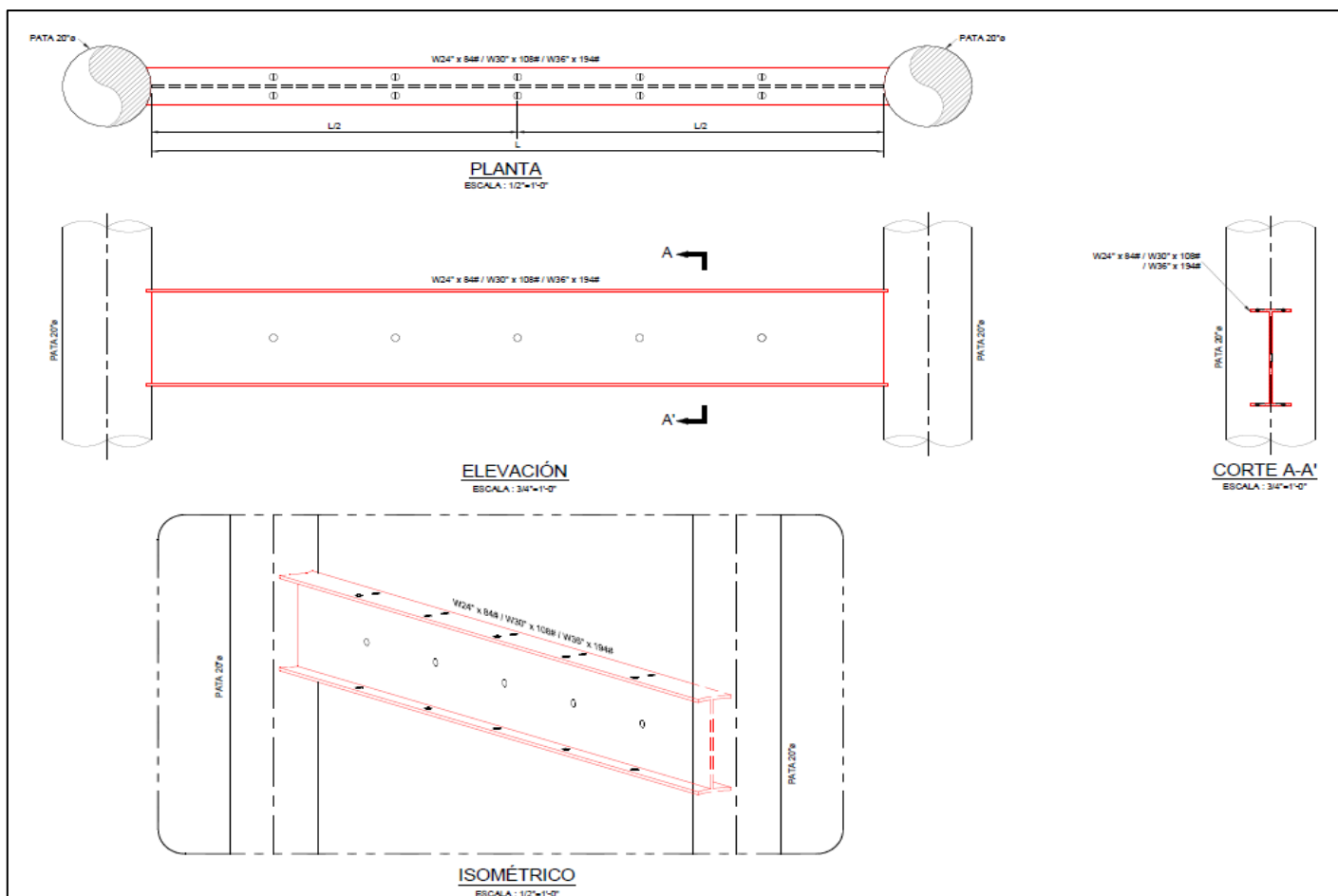



Figura 2: Medición de espesores vigas principales.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		PROCEDIMIENTO OPERATIVO	
CÓDIGO: FACEST-72-REP-EST- 2025-R0	VERSIÓN: 00	INSPECCION NIVEL I ZONA SPLASH Y SUPERESTRUCTURA PLATAFORMAS OFFSHORE	

8.4. REGISTROS DE INSPECCIÓN NIVEL I

Posterior a la inspección Nivel I la contratista deberá de generar el informe de Inspección Visual, Medición de Espesores, Medición de Potenciales de Plataformas Offshore; donde se muestren las imágenes fotográficas de las anomalías, o áreas con anomalías más relevantes a tener en cuenta, así como los planos estructurales de mesas y zona splash en “Cad” donde se detalle la ubicación de las anomalías reportadas.

Los registros, de inspección deben de detallar la medición de potenciales, medición de espesores, dimensionamiento y ubicación del defecto.

En los **Anexos** se muestra el modelo de los registros a ser utilizados en la Inspección Nivel I.

9. CAMBIO DE VERSIÓN

9.1. Versión inicial

10. ANEXOS

- 10.1. Anexo 1: Informe Inspección Visual, Medición de Espesores, Medición de Potenciales de Plataformas Offshore
- 10.2. Anexo 2: Registro Fotográfico de Plataformas Offshore
- 10.3. Anexo 3: Registro de Inspección con Líquidos Penetrantes en Plataformas Offshore
- 10.4. Anexo 4: Registro de Inspección en Risers en Plataformas Offshore