

CONDICIONES TÉCNICAS

SERVICIO DE INSPECCIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS, CADENAS, BOYAS Y BOYARINES DE REFINERÍA CONCHÁN

1.0. OBJETIVO DEL SERVICIO

El Servicio de Inspección de Ductos Submarinos, Cadenas, Boyas y Boyarines de Refinería Conchán, tiene como objetivo identificar el estado actual de la integridad mecánica de todos sus componentes del sistema (mar y tierra), y a partir de sus resultados se determinará puntualmente y en detalle, los trabajos preventivos y correctivos que de corto, mediano y largo plazo deberán ser efectuados durante el recorrido anual del Amarradero.

Este servicio deberá ser realizado por una compañía que cuente con licencia vigente de operaciones para realizar labores acuáticas (trabajos de buceo a profundidades mayores o iguales a 20m) emitida por la DICAPI.

2.0. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

El servicio contará con personal especializado para realizar trabajos de inspección tanto en tierra como en mar, marino y submarino, por lo que se deberá contar con el equipamiento pertinente y con los permisos correspondiente para realizar este servicio con el fin de que no se presenten interrupciones durante su desarrollo. Este servicio tiene como alcance a todos los elementos que forman parte de este sistema, tales como líneas submarinas LSN1 y LSN2, tanto el tramo tubería aérea y submarina como las mangueras, boyas, boyarines con sus respectivas cadenas, grilletes y muertos de concreto en ambos casos, cuello de ganso (LSN2), PLET (LSN1) y el Sistema de Protección Catódica de ambas tuberías submarinas.

Así mismo, se realizará el plano topográfico en donde se indique la ubicación actual de los elementos del Amarradero de Refinería Conchán. Esta actividad se realizará con equipos de ubicación geográfica satelital tal como GPS o de precisión superior.

Los detalles de los trabajos a realizar en este servicio se indican en el apéndice N° 3.

3.0. NORMAS POR UTILIZAR PARA EL PRESENTE SERVICIO

ASME SECTION V	Nondestructive Examination.
ASME B31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries
ASME B31.G	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines
API 1104	Welding of Pipeline and Related Facilities.
API 570	Piping Inspection Code
ASNT	Recommended Practice N° SNT-TC-1A.
OCIMF-GMPHOM 2009	Guide to Manufacturing and Purchasing Hoses for Offshore Moorings
D.S.081-2007-EM	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
API 1110	Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines
NACE RP0502	Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology

Procedimientos de Integridad de Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. 081-2007- EM
Otras complementarias a las ya mencionadas o indicadas por Unidad Inspección.

4.0. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución será de ochenta y cinco (85) días calendario, dentro de los cuales se realizarán las siguientes actividades, las que no necesariamente serán secuenciales:

- 4.1. Quince (15) días calendario para los trabajos preliminares indicados en las presentes condiciones técnicas, así como la disposición de todas sus facilidades tal como son las embarcaciones, permisos, autorizaciones para trabajar en el Amarradero, en Refinería Conchán y Terminal Portuario, entre otros, con el fin de garantizar un desarrollo interrumpido de los trabajos.

- 4.2. Treinta y un (31) días calendario como máximo para ejecutar los trabajos en tierra tales como inspección visual exterior, calibración de espesores a través de UT de las tuberías y accesorios de las líneas LSN1 y LSN2, patrullaje de derecho de vía, Sistema de Protección Catódica y Medición de Gradiente de Voltaje Corriente Directa (DCVG). Los trabajos pueden ser ejecutados dentro del horario de las 7:00 a 16:36 horas de lunes a viernes. En caso de realizar labores fuera del mencionado horario, deberán ser previamente aprobados por el administrador del contrato por parte de Petroperú, para ello se debe tomar en cuenta que esto no afectará al monto de la propuesta económica con que fue adjudicado el servicio.
- 4.3. Dos Ventanas de seis (06) días calendario para los trabajos en mar, las que se realizarán previa disponibilidad operativa del amarradero de Refinería Conchán. Ambas ventanas tendrán tres (03) frentes de trabajos distribuidos de la siguiente manera.
- 4.3.I. Frente 1 - Chata 1: Inspección de válvula mariposa, camlock, cadenas de izaje de manguera que va conectada al buque y de todo el tren de mangueras, una por una. En base a las condiciones encontradas de las mangueras se procederá al reemplazo de las que presenten condiciones inseguras para continuar laborando en base a criterios de aceptación y rechazo de estándares nacionales e internacionales. Posteriormente a los cambios realizados se ejecutará la prueba hidrostática con mangueras submarinas nuevas juntamente con la tubería submarina.
 - 4.3.II. Frente 2 – Chata 2: Calibración integral de cadenas e inspección de los muertos de concreto.
 - 4.3.III. Frente 3 – Lancha 1: Calibración integral de Boyas / Boyarines. Ubicación georreferencial de las boyas, boyarines, muertos de concreto, mangueras submarinas, líneas submarinas, cuello de ganso, PLET y estructura de PLET.
- 4.4. Dos Ventanas de cinco (05) días calendario para los trabajos de calibración de líneas submarinas de LSN1 y LSN2, Medición de Potencial de Intervalo Corto (CIPS) en mar, inspección del Cuello de Ganso para LSN2 y el PLET y estructura para LSN1, inspección de lecho marino para identificación de elementos punzo cortantes o algún otro que podría afectar a los componentes del Amarradero de Refinería Conchán y ubicación georreferencial de las boyas, boyarines, muertos de concreto, mangueras submarinas, líneas submarinas, cuello de ganso, PLET y estructura de PLET final, las que se realizarán previa disponibilidad operativa del amarradero de Refinería Conchán.
- 4.5. Luego del último día de culminado los trabajos de inspección del amarradero, tanto como en tierra como en mar, el contratista tendrá quince (15) días calendario para presentar el informe técnico.

El detalle de los trabajos a realizar en los periodos mencionados se encuentra en el Apéndice N° 01.

5.0. SISTEMA DE CONTRATACIÓN

A Precios Unitarios, de acuerdo al Apéndice N° 02.

6.0. MONTO ESTIMADO REFERENCIAL

RESERVADO en soles. Debe incluir todos los tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso los costos laborales respectivos conforme a la legislación vigente, así como cualquier otro concepto que le sea aplicable y que pueda incidir sobre el valor del servicio.

7.0. LUGAR DE EJECUCIÓN DE LA PRESTACIÓN

Refinería Conchán (sito a la altura de la Antigua Carretera Panamericana Sur km. 26.5 - Lurín, Lima) y Terminal Portuario (frente de Refinería Conchán).

8.0. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS MÍNIMOS

8.1. Referido al postor:

Se evaluará el “Monto Facturado Acumulado” mínimo de S/800,000.00 en un máximo de diez (10) trabajos ejecutados por el Postor, durante un período determinado no mayor a diez (10) años a la fecha de presentación de propuestas definiéndose como o similares a: “Inspecciones y/o Mantenimiento de Amarraderos, terminales, muelles y/o instalaciones portuarias o Análisis Químicos de Fluidos en

Plantas Industriales del Sector Hidrocarburos y/o minero".

La experiencia del postor se acreditará con copia simple de Órdenes de Trabajo y/o Contratos y su conformidad de culminación. La conformidad puede ser constancias, certificados, actas de recepción, liquidación, entre otros (de no contar con dicha conformidad, no será considerado). Asimismo, el postor podrá acreditar experiencia con comprobantes de pago, cuya cancelación se acredite documental y fehacientemente con voucher de depósito y/o reporte de estado de cuenta y/o cancelación que conste en el mismo documento realizada por el cliente del proveedor o por una entidad bancaria o financiera, complementadas con las condiciones técnicas o extractos de estos con la que se celebró dichos servicios, como descripción de partidas o estructura de costos, en empresas del sector minero y/o hidrocarburo.

Por otro lado, la empresa deberá contar con licencia vigente por parte de las autoridades correspondientes de DICAPI y APN para poder ejecutar las labores acuáticas contempladas en este servicio. Esta autorización deberá presentarse en copia al momento de la entrega de propuestas.

Así mismo, la empresa deberá presentar su Última Auditoría del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (debe evidenciarse a través del informe de auditoría oficial), en base al artículo 43 de la Ley 29783.

9.0. DOCUMENTOS PARA EMISIÓN DE OTT/ SUSCRIPCIÓN DE CONTRATO

Por considerarse el servicio de un riesgo alto, se debe considerar la siguiente documentación para la formalización del contrato:

9.1. Acreditación del Perfil del Asistente CASS, el cual deberá tener el siguiente perfil:

- Ser trabajador del empleador.
- Tener dieciocho (18) años como mínimo.
- De preferencia, tener capacitación en temas de seguridad y salud en el trabajo o laborar en puestos que permitan tener conocimiento o información sobre riesgos laborales

El Curriculum Vitae deberá estar firmado por el personal propuesto y por la empresa adjudicataria. La acreditación del perfil se acreditará con el curriculum vitae y los certificados de capacitación solicitados anteriormente.

Nota: El Asistente CASS será solicitado en las actividades donde la cantidad de personas que se encuentren trabajando sea menor a 20 trabajadores. El asistente CASS podrá ser uno de los mismos trabajadores que se encuentren realizando las actividades correspondientes al contrato.

9.2. Acreditación del Perfil del Supervisor CASS, el cual deberá tener el siguiente perfil:

9.2.I. Formación:

- Titulado, colegiado y habilitado, en carreras de ingeniería u otras especialidades asociadas al servicio.

9.2.II. Experiencia

- Mínimo (02) dos años de experiencia laboral en la gestión de seguridad, salud en el trabajo y ambiental en la actividad de hidrocarburos, minería, industrias químicas, construcción o afín a la actividad de inspección, mantenimiento y/o construcción de ductos submarinos, cadenas, boyas, boyarines.

Asimismo, dentro de la experiencia de dos años, debe contar con (01) año de experiencia en la actividad de inspección, mantenimiento y/o construcción de ductos submarinos, cadenas, boyas, boyarines.

9.2.III. Conocimiento

- Con capacitación y/o estudios de especialización en seguridad y salud en el trabajo, estos temas deben acumular una duración mínima de 120 horas. Deseables cursos de ambiental y calidad.
- Capacitación en el(los) trabajo(s) de alto riesgo a ejecutar.

- Otras capacitaciones que sean requeridas por el Originador en las Condiciones Técnicas de contratación.

El Curriculum Vitae deberá estar firmado por el personal propuesto y por la empresa adjudicataria. La acreditación del perfil se acreditará con el curriculum vitae, los certificados de capacitación solicitados anteriormente, copia del título profesional del certificado de colegiatura vigente y con los certificados de trabajo que avalen la experiencia solicitada.

Nota: El Supervisor CASS será solicitado en las actividades donde la cantidad de personas que se encuentren trabajando sea mayor o igual a 20 trabajadores. El Supervisor CASS NO podrá ser uno de los mismos trabajadores que se encuentren realizando las actividades correspondientes al contrato.

- Declaración Jurada de Implementación de un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo según Ley 29783 y su Reglamento y los requerimientos de ambiente y seguridad exigidos por PETROPERÚ (Apéndice 8).
- Declaración Jurada de Paralización de Trabajos por riesgo inminente (Apéndice 7)
- Garantías según numeral 10.

10.0. GARANTÍAS Y PÓLIZAS

Previo a la suscripción de la Orden de Trabajo a Terceros, el Postor ganador de la Buena Pro deberá entregar la siguiente documentación:

10.1. Garantía de Fiel Cumplimiento

Deberá ser emitida por una suma equivalente al diez por ciento (10%) del Monto Contractual y, tener vigencia hasta la conformidad de la recepción de la prestación a cargo del CONTRATISTA.

La garantía (Carta Fianza) será a favor de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., y deberá ser emitida por una empresa autorizada y sujeta al ámbito de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP o estar consideradas en la última lista de bancos extranjeros de primera categoría que periódicamente publica el Banco Central de Reserva. Asimismo, deberá tener carácter incondicional, solidaria, irrevocable, de realización automática, y sin beneficio de excusión, al solo requerimiento de PETROPERÚ S.A., bajo responsabilidad de la entidad que la emite.

La Carta Fianza, en virtud de la realización automática la entidad emisora no opondrá excusión alguna a la ejecución de la garantía, limitándose a honrarla de inmediato dentro del plazo máximo de tres (03) días. Toda demora generará responsabilidad solidaria para el emisor de la garantía y para el CONTRATISTA, y dará lugar al pago de intereses en favor de PETROPERÚ S.A., devengando la tasa máxima de interés convencional compensatorio y la tasa máxima de interés moratorio, permitidas por dispositivos legales para personas ajenas al sistema financiero. Los intereses y gastos serán calculados a partir de los tres (03) días posteriores a la fecha del requerimiento de ejecución.

La garantía se devolverá una vez que la recepción de la prestación a cargo del CONTRATISTA esté aprobada.

10.2. PÓLIZAS

El Contratista es responsable de comprobar la existencia del contrato de las pólizas antes del inicio del presente servicio, es decir inmediatamente después de la firma del contrato. Asimismo, deberá mantener vigentes durante el plazo de tiempo de ejecución del contrato, todas las pólizas de seguros y coberturas que por Ley le competen a su actividad¹. Adicionalmente y en amparo al presente contrato, deberá contar las siguientes pólizas de seguros:

¹ Seguro de Vida Ley y Seguro Complementario por Trabajo de Riesgo (SCTR) para el personal que labore en el contrato, tanto en la cobertura de salud (Essalud o EPS) como en la de invalidez, muerte y sepelio (ONP o Cía. de Seguros) entre otras. Esta póliza se entregará cuando se inicien los trabajos de campo y/o taller incluyendo la factura que acredite el pago de la póliza y serán actualizadas cada vez que ingrese personal nuevo.

- **Póliza de Responsabilidad Civil** hasta por US\$1'000,000.00 por evento y en límite agregadovigencia, que incluya:
Responsabilidad Civil ExtracontractualResponsabilidad Civil Patronal Responsabilidad Civil Contractual
Responsabilidad Civil por transporte de personal en vehículos propios y/o de terceros contratados para tal fin
Responsabilidad Civil de CargaResponsabilidad Civil cruzada
Responsabilidad Civil de Contratistas independientes y/o sub contratistas
Responsabilidad Civil por Contaminación y/o Polución accidental, súbita e imprevista, incluyendoGastos de Remediación y Limpieza
Gastos admitidos por USD 5,000Gastos penales por USD 5,000

La póliza debe indicar en detalle las actividades involucradas en el contrato y hacer referencia al mismo.

- **Cobertura P&I para las embarcaciones:** Por un valor de cobertura no menor a US\$ 1,000,000.00 (Un Millón con 00/100 de dólares americanos) como límite por cada Embarcación:

LANCHAS - que incluya:

- A. Responsabilidad sobre el TRANSPORTE DE PERSONAS, frente a: Enfermedad, lesión o fallecimiento, pérdida o daño de efectos.
Responsabilidad sobre las OPERACIONES ESPECIALES; De acuerdo a las funciones detalladas en el **Apéndice 1 - Trabajos a realizar**.
Responsabilidad por COLISIÓN, PÉRDIDA O DAÑOS A LA PROPIEDAD DE TERCEROS;

- B. **REMOLCADORES** - que incluya:

Responsabilidad por REMOLQUE, COLISIÓN, PÉRDIDA O DAÑOS A LA PROPIEDAD DE TERCEROS.

- C. **UTILITY VESSEL** - que incluya:

Responsabilidad sobre las OPERACIONES ESPECIALES;
De acuerdo a las funciones detalladas en el Apéndice 1 - Trabajos a realizar.
Responsabilidad por COLISIÓN, PÉRDIDA O DAÑOS A LA PROPIEDAD DE TERCEROS

Si la embarcación no cuenta con la cobertura P&I, el contratista, deberá contar con una póliza de Responsabilidad Civil Marítima (Marine Liability) con una suma asegurada mínima deUS\$1'000,000.00

En cualquiera de las alternativas, se debe detallar los trabajos a realizarse detallados en el servicio a prestar, así como el lugar de la operación.

- **Cobertura H&M para las embarcaciones:** - Suma Asegurada, hasta el valor del casco - Cobertura 4/4 por colisión.
- **Póliza de Accidentes Personales:**
Con cobertura no inferior para muerte accidental e invalidez permanente por US\$ 50,000.00 c/u, por gastos de curación por US\$ 8,000.00 c/u y por sepelio por US\$ 2,000.00 c/u.
Cobertura las 24 horas, los 365 días del año.

La póliza debe indicar en detalle las actividades involucradas en el contrato y hacer referencia al mismo.

DISPOSICIONES GENERALES PARA LAS PÓLIZAS DE SEGUROS:

- Las pólizas de seguros deberán tener el carácter de primarias. Cualquier otra póliza de seguro contratada sobre el mismo interés asegurado, es en exceso y no concurrente (No aplicable a P&I)
- PETROPERÚ y/o sus accionistas y/o compañías afiliadas y/o asociadas, funcionarios y trabajadores, así como las empresas que prestan servicio a PETROPERÚ y sus trabajadores y/o subcontratistas, tendrán la denominación de terceros en caso de siniestro. (No aplicable a P&I)
- El CONTRATISTA y su asegurador renuncia a su derecho de subrogación contra PETROPERÚ y/o sus accionistas y/o asociadas, funcionarios y trabajadores. (No aplicable a P&I)
- El CONTRATISTA deberá obtener autorización expresa y por escrito de PETROPERÚ, antes de efectuar cualquier cambio, modificación o cancelación en las pólizas de seguro contratadas. Asimismo, cada póliza de seguro o certificado de seguro deberá incluir una disposición por la cual se estipule que el asegurador deberá cursar notificación por escrito a PETROPERÚ, en caso de que fuera a producirse algún cambio o cancelación o suspensión de cobertura por falta de pago, por lo menos treinta días (30) antes de dicho cambio o cancelación o suspensión. (No aplicable a P&I)
- Las pólizas de Responsabilidad Civil deben incluir a PETROPERÚ y/o sus accionistas y/o compañías afiliadas y/o asociadas, funcionarios y trabajadores, como Asegurados Adicionales. (No aplicable a P&I)

11.0. SUBCONTRATACIÓN

Conforme al Artículo 70 del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ, durante la ejecución contractual se reserva el derecho de autorizar los porcentajes de subcontratación de prestaciones.

12.0. PENALIDADES

Penalidad por Mora:

En caso de retraso injustificado en la ejecución del servicio, PETROPERÚ aplicará al CONTRATISTA una penalidad por mora por cada día de atraso, hasta por un monto máximo equivalente al 10% del monto contractual. La penalidad se aplicará automáticamente y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Penalidad diaria} = (0.10 \times \text{Monto}) / (F \times \text{plazo en días})$$

Donde F tendrá los siguientes valores:

Para plazos menores o iguales a sesenta (60) días: $F=0.40$

Para plazos mayores a sesenta (60) días: $F=0.25$; para obras $F=0.15$

Penalidad por incumplimiento de Obligación Contractual

En virtud del artículo 74 del Reglamento, PETROPERÚ podrá aplicar penalidades por infracciones a las siguientes obligaciones contractuales:

Tabla 1. Penalidades por incumplimiento de obligación contractual

Infracción	Incumplimiento injustificado de la Obligación Contractual siguiente:	Penalidad
01	Falta de Implementos de Seguridad del Contratista	0.30 UIT
02	Inasistencia injustificada del Encargado del Servicio (por día)	0.30 UIT
03	Violaciones a las disposiciones contempladas en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.	0.30 UIT
04	Falta de Equipos y herramientas para los trabajos	1.00 UIT
05	No entregar sus informes oportunamente (retraso por día)	0.30 UIT
06	Falta de equipo de comunicación (intrínsecamente operativo seguro)	0.40 UIT
07	Por cambio de personal especializado, propuesto en su oferta técnica y/o propuesto para la ejecución contractual, sin conocimiento ni autorización de PETROPERU,	0.50UIT
08	Por no entregar a tiempo IAAS, Procedimientos y/o IPER (retraso por día)	0.50UIT
09	Por no presentar los tres frentes de trabajo en cada día de ventana	1.00UIT
10	Por no presentar equipos, embarcaciones u otros en los tres frentes de trabajo. Aplicable a cada día de ventana	1.00UIT
11	Por falta de Intervención en Ventana Programada oportunamente (por día)	1.00UIT

Dónde: UIT, es la Unidad Impositiva Tributaria vigente a la aplicación de la penalidad.

El procedimiento para la aplicación de las penalidades es el siguiente:

Cometida la infracción por parte del CONTRATISTA, el supervisor de PETROPERÚ S.A. reportará directamente al Responsable del Servicio del CONTRATISTA, para que subsane el incumplimiento, se impondrá la penalidad correspondiente y se asentará en el Cuaderno de Servicio.

Si el CONTRATISTA, pese haber sido penalizado, no subsanará el incumplimiento, PETROPERÚ S.A. podrá resolver el Contrato, luego de haberse acumulado el 10% del monto contractual.

Toda infracción debe ser levantada y subsanada en el momento o día de su ocurrencia, de ser el caso.

Una vez el Responsable del Servicio tome conocimiento de la infracción cometida, la penalidad se hará efectiva dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a este hecho, la misma que será descontada en la facturación próxima.

Si después de detectada la falta esta prosiguiera, se paralizará las actividades propias del contrato hasta que esta sea subsanada, entretanto este atraso será contabilizado como parte del plazo de ejecución y tomada en cuenta para efectos de penalidad.

En caso exista sustracción de bienes por parte del personal del CONTRATISTA, conllevará a tomar las acciones legales pertinentes, pudiendo PETROPERU S.A. resolver el Contrato según la participación del CONTRATISTA.

13.0. CLÁUSULAS Y PENALIDADES DE AMBIENTE, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO PARA NUEVOS CONTRATOS DE SERVICIOS Y OBRAS

1. Las presentes cláusulas y penalidades de Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo se debe aplicar para los **nuevos contratos de servicios y obras** que se lleven a cabo en las instalaciones de PETROPERÚ o de terceros donde PETROPERÚ brinde un servicio operativo (ejm: servicios en minas, en instalaciones portuarias, etc.). Se incluye la zona de reserva de vía del Oleoducto Nor Peruano, así como actividades de transporte de hidrocarburos vía terrestre, fluvial o marítima.
2. Cualquier modificación de las cláusulas y penalidades, durante el proceso de elaboración de Condiciones Técnicas, absolución de consultas o integración de bases, debe ser coordinada con la Función Seguridad de la sede correspondiente, dejando constancia de dicha coordinación a través de una evidencia objetiva

(correo electrónico, memorando y/o informe).

3. En caso el Contratista, sus trabajadores y/o personal:
 - 3.1. Intente o cometa actos de sustracción (robo o hurto) de bienes o sustancias de propiedad de PETROPERÚ, o
 - 3.2. Atente contra su seguridad o la seguridad de terceros, o
 - 3.3. Se presente a laborar bajo la influencia del alcohol o drogas,PETROPERÚ como medida inmediata prohibirá el ingreso del trabajador relacionado con dicho incumplimiento a cualquier de sus instalaciones de manera indeterminada, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra el Contratista.
4. PETROPERÚ aplicará penalidades que serán deducidas de las facturaciones mensuales o de garantías de fiel cumplimiento del contratista.
5. En caso, un mismo incumplimiento califique para la aplicación de más de una penalidad, se aplicará aquella de mayor monto.
6. Las penalidades se ejecutarán en base a la valorización mensual (monto contractual).
7. El monto máximo de la acumulación de penalidades aplicable por parte de PETROPERÚ en un mes a la CONTRATISTA, será hasta un equivalente del 10% de la valorización mensual.
8. En caso las penalidades acumulen el 10% del monto contractual total, el administrador de contrato evaluará resolver el contrato; sin perjuicio de ello, aun cuando se decida no resolver el contrato, se seguirán aplicando las penalidades.
9. El listado de **penalidades mínimas obligatorias** para los nuevos contratos de servicios y obras es el siguiente:

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% de la valorización mensual, incluye impuestos)
1	<p>Incumplir alguna medida de seguridad y salud en el trabajo contemplada en el procedimiento PROO1-390 “Gestión CASS para Contratistas” y “Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ”, que como consecuencia origine alguno de los siguientes eventos, según determine el proceso de investigación a cargo de PETROPERÚ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Accidente mortal o Accidente incapacitante total o parcial permanente - Accidente incapacitante temporal (por ocurrencia) - Incidente peligroso, - Accidente leve (sólo si la compañía registra anteriormente por lo menos 2 accidentes leves o 1 incapacitante en el contrato vigente) <p>El contratista tendrá cinco días hábiles para presentar sus descargos, pudiendo ser ampliados en caso lo justifique mediante carta al Administrador de Contrato.</p> <p>Es preciso indicar que en el caso de un accidente mortal o accidente incapacitante total o parcial permanente, PETROPERÚ evaluará la continuidad del contrato de la compañía contratista.</p>	Ley 29783 Art. 21°	Por evento	<p>...5%</p> <p>...2%</p> <p>...1%</p> <p>...1%</p>
2	No informar de inmediato y/o ocultar a PETROPERÚ cualquier incidente o accidente de trabajo.	RCD 253-2021-OS/CD Art. 6° DS 005-2012-TR Art. 110°	Por evento	2%
3	No realizar los exámenes médicos ocupacionales (pre-ocupacional, periódicos y/o de retiro) del personal a su cargo, de acuerdo con la normativa legal y los riesgos de su actividad.	Ley 29783 Art. 49° d	Por persona	1%
4	No contar con los supervisores CASS en la operación, de acuerdo con el perfil y nivel de riesgo establecido en las Condiciones Técnicas.	DS 043-2007-EM Art. 11.2° DS 005-2012-TR Art. 39° RM 448-2020-MINSA	Por evento	1%
5	Realizar trabajos no autorizados por PETROPERÚ, no contemplados en el Permiso de Trabajo, o emplear personal que trabaja para otra compañía contratista o servicio diferente.	DS 043-2007-EM Art. 61°	Por evento	1%

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% de la valorización mensual, incluye impuestos)
6	Intento de ingresar o haber ingresado de manera oculta armas, equipos no intrínsecos (teléfono celular, cámara fotográfica) o sustancias prohibidas (drogas, alcohol), dentro de las instalaciones de PETROPERÚ.	DS 043-2007-EM Art. 17.1° RAD 044-2017-APN-DIR	Por evento	1%
7	Incumplir algún control establecido en la matriz de Identificación de Peligros, Evaluación de Riesgos y Determinación de Controles (IPERC), en el Permiso de Trabajo, en el Análisis de Trabajo Seguro o en la matriz ambiental.	Ley 29783 Art. 21°	Por evento	0.6%
8	No devolver a PETROPERÚ los pases de ingreso vencidos o de aquel personal que ya no cuenta con vínculo laboral o autorización para ingresar a las instalaciones.	RAD 044-2017-APN-DIR	Por evento	0.3%
9	Adulteración de documentos y/o documentación vencida.		Por evento	0.3%
10	Acto doloso (hurto de cualquier tipo, soborno, complicidad u otro).		Por evento	1%
11	Ingreso o intento de ingreso a las Instalaciones en estado etílico, bajo efectos de drogas o estupefacientes y/o inyectarlos dentro de las instalaciones, asimismo, el negarse a pasar los controles de verificación respectivos.		Por evento	0.3%

10. El listado de penalidades que el Originador debe incluir, según aplique a la naturaleza de su contrato es el siguiente:

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% del monto contractual, incluye impuestos)
9	No asistir a las reuniones de seguridad para contratistas programadas por las dependencias de seguridad de la sede de trabajo correspondiente.	DS 043-2007-EM Art. 17.1°	Por evento	0.3%

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% del monto contractual, incluye impuestos)
10	Incumplir el procedimiento PROO1-246 Gestión de Permisos de Trabajo , Análisis de Trabajo Seguro y/o Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ vigentes.	DS 043-2007-EM Art. 61°	Por evento	1%
11	En caso aplique, no respetar las normas de conducción de vehículos que se utilicen como parte del Contrato dentro de las instalaciones de PETROPERÚ y/o en relación a sus procesos, que se encuentran establecidas lineamiento LINA1-056 y/o en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.	DS 016-2009-MTC	Por evento	1%
12	Ausencia, en la zona de labores, del Responsable de Ejecutar el Trabajo durante la ejecución de los trabajos de alto riesgo contemplados en el Permiso de Trabajo.	DS 005-2012-TR Art. 26° c	Por evento	1%
13	Emplear equipos de protección personal sin certificación, deteriorados, en condiciones insalubres (ejm: empleo de botas humedecidas) o entregar equipos al personal que no sean nuevos.	DS 043-2007-EM Art. 17.1°	Por evento	0.5%
14	Identificar personal que no haga uso o trabaje con Equipos de Protección Personal deteriorados. Aplicable por cada personal identificado.	Ley 29783 Art. 21° e	Por evento	0.1%
15	No contar o incumplir el Programa de Actividades de Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional del contratista para el servicio u obra, de acuerdo con lo requerido en el procedimiento PROO1-390 y el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.	DS 005-2012-TR Art. 26° h	Por evento	0.5%
16	Emplear equipos, máquinas sin la capacitación y/o autorización respectiva, o hacer uso de herramientas no estandarizadas o no diseñadas para la labor que se ejecuta.	Ley 29783 Art. 69° b DS 043-2007-EM Art. 17.1°	Por evento	0.5%
17	Sobrepasar las doce horas de trabajo máximo en las instalaciones de PETROPERÚ o el horario indicado en el Permiso de Trabajo, sin la respectiva autorización.	DS 043-2007-EM Art. 61°	Por evento	0.1%
18	No realizar un adecuado acopio, almacenamiento temporal, transporte, tratamiento y/o disposición final de los residuos sólidos generados como resultado del desarrollo de sus actividades en	Ley 27314	Por evento	0.5%

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% del monto contractual, incluye impuestos)
	áreas operativas o tópicos médicos, según aplique al tipo de residuo y al alcance del trabajo a cargo del contratista.			
19	No adoptar medidas para el control y minimización de los impactos generados por siniestros o emergencias (e.g.: derrames, fugas, etc.) ocurridos a causa o con ocasión del desarrollo de sus actividades, o no efectuar la limpieza y descontaminación de las áreas afectadas como consecuencia. Esta penalidad es aplicable a las actividades del contratista que impliquen la manipulación de componentes (infraestructuras, equipos o vehículos) destinados al almacenamiento, transporte, despacho, recepción o procesamiento de materiales peligrosos (hidrocarburos, sustancias químicas o residuos).	DS 043-2007-EM Art. 17.1°	Por evento	2%
20	Alteración o manipulación del sistema de medición referencial del producto en cisterna, según aplique.		Por evento	0.5%
21	Incumplimiento y/o inoperatividad de controles operacionales de sus actividades, como en el proceso de carga en las islas de despacho, en el manejo de vehículos, en el sistema de sobrellenado de cisternas.	Ley 29783 Principio de prevención	Por evento	0.5%
22	Ingreso de equipos a las instalaciones sin sistemas de protección y/o retiro de estos (guardas, protección de válvulas de carga de cisterna, entre otros).	Ley 29783 Principio de prevención	Por evento	0.5%
23	Derrame de producto ocasionado por cisterna o vehículo en mal estado o defectuoso.		Por evento	0.3%
24	No contar con elementos de seguridad aplicables a la actividad como extintores, conos, señalizaciones, entre otros.	Ley 29783 Principio de prevención	Por evento	0.1%

DEFINICIONES APLICABLES AL CUADRO DE PENALIDADES:

* **Penalidad por Evento:** En caso un tipo de incumplimiento sea detectado dos o más veces durante el desarrollo de una misma acción de supervisión, se aplicará una única penalidad, la cual corresponderá al evento detectado en su conjunto. Si se verifica la reincidencia del incumplimiento durante una acción de supervisión posterior, ésta dará lugar a la imposición de una nueva penalidad.

Accidente Mortal: Suceso cuyas lesiones producen la muerte del trabajador.

Accidente Incapacitante: suceso cuya lesión, resultado de la evaluación médica, da lugar a descanso, ausencia justificada al trabajo y tratamiento. Para fines estadísticos, no se tomará en cuenta el día de ocurrido el accidente. Según el grado de incapacidad los accidentes de trabajo pueden ser:

- Total Temporal: cuando la lesión genera en el accidentado la imposibilidad de utilizar su organismo; se otorgará tratamiento médico hasta su plena recuperación.
- Parcial Permanente: cuando la lesión genera la pérdida parcial de un miembro u órgano o de las funciones del mismo.
- Total Permanente: cuando la lesión genera la pérdida anatómica o funcional total de un miembro u órgano; o de las funciones del mismo. Se considera a partir de la pérdida del dedo meñique.

Incidente Peligroso: Todo suceso potencialmente riesgoso que pudiera causar lesiones o enfermedades a las personas en su trabajo o a la población.

Accidente Leve: Suceso cuya lesión, resultado de la evaluación médica, que genera en el accidentado un descanso breve con retorno máximo al día siguiente a sus labores habituales.

Incidente: Suceso acaecido en el curso del trabajo o en relación con el trabajo, en el que la persona afectada no sufre lesiones corporales, o en el que éstas sólo requieren cuidados de primeros auxilios.

Accidente de Trabajo: Todo suceso repentino que sobrevenga por causa o con ocasión del trabajo y que produzca en el trabajador una lesión orgánica, una perturbación funcional, una invalidez o la muerte. Es también accidente de trabajo aquel que se produce durante la ejecución de órdenes del empleador, o durante la ejecución de una labor bajo su autoridad, y aun fuera del lugar y horas de trabajo.

PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DE LAS PENALIDADES POR INFRACCIONES ES LA SIGUIENTE:

- a) Desde la primera infracción se aplicará la penalidad que corresponda; la cual se comunicará vía correo electrónico, indicando la infracción cometida y el monto de la penalidad aplicada, debiendo ser subsanada en el momento o día de su ocurrencia o en el plazo establecido por Administrador del Contrato de PETROPERÚ, dependiendo del tipo la infracción. Posteriormente se regularizará vía carta. Además, PETROPERÚ, dependiendo de la naturaleza de la infracción cometida, podrá paralizar el servicio hasta que se subsane la infracción.
- b) Si es que el CONTRATISTA no subsana la infracción en el plazo establecido, se le volverá a aplicar la penalidad que corresponda a la infracción al día calendario siguiente de vencido el plazo y paralizando la ejecución de trabajos hasta la subsanación.
- c) Toda reincidencia será contada como nueva infracción y la penalidad será la que corresponda a la infracción en la que se ha reincidido. En adición, en caso de reincidencia de cualquier infracción, PETROPERÚ no dará plazo alguno para la subsanación de esta, debiendo ser levantada de inmediato o paralizando la ejecución de los trabajos hasta su subsanación.
- d) En caso un mismo incumplimiento califique para la aplicación de más de una penalidad, se aplicará aquella de mayor monto.
- e) Todas las penalidades son acumulativas. PETROPERÚ aplicará penalidades que serán deducidas de los pagos a cuenta, del pago final, en la liquidación final, o de garantías de fiel cumplimiento del contratista.

Adicionalmente, en caso el Contratista, sus trabajadores y/o personal:

- Intente o cometa actos de sustracción (robo o hurto) de bienes o sustancias de propiedad de PETROPERÚ, o
- Se presente a laborar bajo la influencia del alcohol o las drogas,

PETROPERÚ como medida inmediata prohibirán el ingreso del trabajador relacionado con dicho incumplimiento a cualquier de sus instalaciones de manera indeterminada, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra el Contratista.

La acumulación de las penalidades de ambiente, seguridad, salud y de ejecución del servicio serán tomadas en cuenta y acumuladas hasta el 10% del monto contractual, con la cual se podrá proceder con la resolución del contrato.

14.0. FACTURACIÓN Y FORMA DE PAGO

14.1. Valorización(es) El CONTRATISTA presentará en forma mensual, a la Unidad Inspección, su(s) "valorización(es)" consistentes en la cuantificación económica, adjuntando los documentos que amparen los servicios realmente prestados, como los informes, así como una copia de la Orden de Trabajo a Terceros. El formato de valorización se deja a criterio de la empresa ejecutora, la cual deberá contener la siguiente información mínima de manera obligatoria:

- ✓ Nombre del Servicio.
- ✓ Número de Orden de Trabajo a Terceros (OTT).
- ✓ Cantidad de partidas ejecutadas.
- ✓ Cantidad de partidas por ejecutar.
- ✓ Cantidad de partidas totales.
- ✓ Monto a valorizar con IGV y sin IGV.
- ✓ Monto restante a valorizar con IGV y sin IGV.
- ✓ Monto (s) valorizado (s) anterior (es).
- ✓ Monto total con IGV y sin IGV.
- ✓ Porcentaje de avance del servicio al monto valorizado.
- ✓ Fecha de Inicio del Servicio y fecha de término.

El plazo para la conformidad de la valorización presentada será de diez (10) días calendarios. Este plazo no está comprendido dentro del plazo de ejecución del servicio. La conformidad será comunicada al contratista y se le hará llegar la Hoja de Entrada de Servicio correspondiente al monto valorizado debidamente firmado. Luego de recibida la conformidad y la Hoja de Entrada de Servicio firmada, el contratista podrá presentar su comprobante de pago juntamente con la consulta RUC de parte de la SUNAT y la validación del Comprobante de Pago. Con ello, el Administrador del Contrato de parte de Petroperú gestionará el pago correspondiente.

El plazo de pago para cancelación de facturas será de sesenta (60) días calendario.

El plazo de pago para cancelación de facturas o recibos por honorarios emitidos por una MYPE será a los treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de emisión de la factura o recibo por honorarios. Para tal efecto la MYPE deberá entregar lo siguiente:

- a) Declaración jurada del impuesto a la Renta correspondiente al ejercicio fiscal inmediatamente anterior a la fecha de emisión de la factura o recibo por honorarios.
- b) Número de cuenta de la empresa del sistema financiero en la que se le debe abonar el importe de la factura o recibos por honorarios emitido, de conformidad con el TUO de la Ley para la lucha contra la evasión y para la formalización de la economía cuyo TUO fue aprobado por Decreto Supremo N° 150-2007-EF y modificatorias.

Para el caso del pago final: Contrato u Orden de Trabajo a Terceros (OTT) original, la valorización final aprobada, el acta de conformidad de recepción, acta de liquidación y/u otros documentos como el Informe Técnico Final del Servicio.

Para todos los casos los comprobantes de pago deben ser electrónicos, y éstos deberán ser autorizados por la SUNAT y remitidos por el CONTRATISTA al siguiente link:

<https://www.petroperu.com.pe/mesa-de-partes-virtual/>

Aquellos comprobantes de pago presentados incorrectamente o presentados antes de obtener la conformidad, serán devueltos para su subsanación, rigiendo el nuevo plazo a partir de la fecha de su correcta presentación.

Adelantos: No se contemplan adelantos.

Deducciones: PETROPERÚ S.A. cobrará al CONTRATISTA los gastos en que pudiera incurrir, para cubrir las acciones u omisiones del CONTRATISTA por incumplimiento de sus obligaciones contractuales referidos a la inejecución de las prestaciones ofertadas en su propuesta, realizando la deducción con posterioridad a la sustentación de los gastos efectuados; sin perjuicio de las acciones legales previstas para la solución de las controversias que pudieran surgir.

15.0. ADMINISTRACIÓN DEL CONTRATO

Unidad Inspección, a través del Supervisor de Equipos Estáticos o de quien la Jefatura de la Unidad mencionada designe, administrará el presente contrato. La conformidad del contrato al momento de su cierre definitivo estará a cargo de la Jefatura de la Unidad indicada.

16.0. PERSONAL REQUERIDO

Para la ejecución del presente servicio, el personal de la empresa ejecutora deberá cumplir como mínimo con lo indicado en el Apéndice 3 y numeral 9 de las presentes condiciones técnicas.

17.0. CUADERNO DE SERVICIO

El Cuaderno de Servicio será suministrado por el CONTRATISTA y firmado en todas sus páginas por el Supervisor de PETROPERÚ S.A. y por el “Ingeniero Responsable del Servicio” del CONTRATISTA.

En el Cuaderno de servicio se registrarán las incidencias y el avance del trabajo. Asimismo, se anotarán los hechos relevantes que ocurran durante la ejecución de la prestación.

Las anotaciones no deben tener enmendaduras ni borraduras. La anotación (o “asiento”) preferentemente serán diarios cuando se estén ejecutando los trabajos de calibración o actividades dentro de la Operación, y que podrán tener la siguiente estructura:

- a) N° de la anotación (la cual es correlativa para ambos profesionales)
- b) Fecha de la anotación (día, mes, año)
- c) Texto u Ocurrencia. Se consideran como las más resaltantes, por ejemplo, las siguientes:

- Fecha de Apertura del Cuaderno
- Fecha de inicio de la prestación
- Fecha de entrega del adelanto o valorización (de ser el caso)
- Fecha y condiciones de entrega del área donde se efectuará el trabajo
- Fecha de inicio y término de los trabajos
- Equipos inspeccionados.
- Consultas

- Absolución de consultas
- Solicitudes de avance u autorizaciones de trabajo
- Ingreso de materiales, equipos, etc.
- Cierre del Cuaderno
- Otras.

18.0. OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA

El CONTRATISTA proporcionará todos los insumos, consumibles, materiales, equipos y herramientas necesarios para ejecutar adecuadamente todos los trabajos correspondientes a ambos ítems, entre ellos y sin ser limitativos.

- ✓ Todos los espárragos ASTM A-193 Gr. B7 con tuercas ASTM A-194 Gr. 2H para las conexiones bridadas. Presentar certificado de material por parte del fabricante que valide el cumplimiento con su estándar de fabricación.
- ✓ Bridas 16"Ø y 4"Ø, Acero al Carbono ASTM A-105, necesarias para la ejecución del servicio. Presentar certificado de material por parte del fabricante que valide el cumplimiento con su estándar de fabricación.
- ✓ Empaquetaduras espirometálicas para todas las mangueras submarinas y cuellos de ganso. Éstas deben cumplir con el ASME B16.20 y soportar presiones mayores a 200 PSIG. Presentar certificado de material por parte del fabricante que valide el cumplimiento con su estándar de fabricación.
- ✓ Equipo flotante de trabajo y remolcadores, embarcaciones de apoyo (chatas y/o barcaza o remolcador con pluma) con winchas y/o equipos de izaje de capacidad de levante Mínimo de 15 Toneladas.
- ✓ Equipo(s) para realizar la estiba/desestiba y transporte de las mangueras. Específicamente será necesario como mínimo dos (02) chatas con sistema de izaje y una lancha en simultáneo durante los tres frentes de trabajos de las dos ventanas
- ✓ Equipos compresores y bombas: para el desarenado de los elementos submarinos.
- ✓ Cámaras de descompresión.
- ✓ Cámaras para permitir la flotación de mangueras u otros elementos submarinos.
- ✓ Sistema de aire asistido: Incluye compresor de aire, Manifold, Filtros, mínimo para 04 buzos en el frente de mangueras, para dos buzos en los frentes de cadenas y para dos buzos en el frente de boyarines/boyas y químicos
- ✓ Ropa / Equipos de traje de buceo completo.
- ✓ Bomba manual de prueba hidrostática.
- ✓ Máquina de soldar: 400 A y equipo de oxicorte.
- ✓ Torquímetro para ajustes de pernos de bridas de mangueras submarinas con capacidad mínima de 350 lb.-pie.
- ✓ Filmadora submarina y cámara fotográfica (de preferencia digital y de alta resolución).
- ✓ Calibrador Ultrasónico submarino.
- ✓ Calibradores Ultrasónico digital para trabajos de tierra.
- ✓ Equipo de medición: Vernier, micrómetros, winchas.
- ✓ Registrador gráfico de presión, manómetros y termómetros.
- ✓ Equipo de medición de potenciales en tierra y mar.
- ✓ Cabos de nylon para trabajos en mar.
- ✓ Winchas métricas.

- ✓ Amperímetro, electrodo de referencia, entre otros para inspección de sistema de protección catódica.
 - ✓ Multímetro Impedancia >10 MOhm, rango de medición de voltaje, 0 – 1000 V, precisión +/- 5 mV; Capacidad de medición de corriente de 0 – 10 A; precisión +/- 1 mA, Cat 3.
 - ✓ Pinza Amperimétrica Cat 3.
 - ✓ Electrodos de referencia Electrodos de Cu/Cu SO₄ y Ag/AgCl, se deberá contar en campo con mínimo un electrodo patrón y un electrodo de trabajo, con su respectivo registro de verificación de la calibración. El electrodo de referencia se deberá calibrar diariamente de acuerdo con lo establecido en el estándar NACE TM 0497- 2013.
 - ✓ 03 coples soldables de 1" diámetro ASTM A 105 Clase 3000 tipo WOG con normade fabricación ASME B.16.9.
 - ✓ 06 niples de 1" diámetro ASTM A 53 Gr B SCH 80 de 10 cm de largo con rosca encada lado.
 - ✓ 03 válvulas de cierre rápido ASTM A 105 clase 2000 tipo WOG.
 - ✓ Tapones roscados hembra ASTM A 105 Clase 2000 tipo WOG con norma defabricación ASME B.16.9
 - ✓ Otras mencionadas en el Apéndice 1.
 - ✓ Movilidad para transporte de su personal.
 - ✓ Un (01) equipo mínimo de comunicación intrínsecamente seguro con certificaciónATEX, Clase 1 División 1.
 - ✓ Cámara Fotográfica Digital intrínsecamente segura con certificación ATEX, Clase 1y División 1 con fechador.
 - ✓ Botiquín de primeros auxilios con medicamentos básicos necesarios.
 - ✓ Cualquier otra herramienta, material y/o equipo que fuera necesario.
 - ✓ Todos los equipos de inspección deberán estar calibrados: la calibración de los equipos de ultrasonido, dureza, patrones, termografía y otros, deberán contar con su certificación de control de la calibración por una entidad competente (INACAL y/oEL FABRICANTE). No mayor a un (01) año de antigüedad
- Los equipos mencionados deberán ser suministrados en cantidad mínima suficientecon el fin de evitar retrasos en la ejecución de los trabajos encomendados.

Entregará los procedimientos de trabajo referidos al servicio que se va a prestar antes de iniciarse las labores de contrato.

Se obliga al mantenimiento, reparación y/o custodia de todos sus equipos, a fin de mantenerlos operativos durante toda la vigencia del Contrato, corriendo por su cuenta y cargo los gastos de instalación, reparación, seguros, transporte, reparación o mantenimiento.

Deberá velar por la integridad física y funcional de los equipos que suministra Petroperú para la ejecución del servicio. De evidenciarse que el equipo ha sufrido algún desperfecto físico o funcional, así como de sus elementos complementarios (transductores, sensores, cables, entre otros), la contratista asumirá todos los gastos correspondientes para su reparación, reposición y/o mantenimiento de los mismos. Esto incluye en los casos de pérdida de algunas de las partes comprometidas en el funcionamiento del equipo.

Tendrá en el lugar de ejecución de trabajos, una copia de las condiciones técnicas, planos y especificaciones, términos de referencia, debiendo dar acceso en cualquier momento al Supervisor de PETROPERÚ. Todo el material y la mano de obra para emplearse estarán sujetos a la inspección de PETROPERÚ, ya sea en el lugar de los trabajos o en el taller.

Deberá suministrar, sin cargo adicional alguno para PETROPERÚ, todas las facilidades razonables, mano de obra y materiales adecuados para la inspección y pruebas que sean necesarios, así como todo lo necesario para su adecuado transporte desde Refinería Conchán de

ser el caso hasta el lugar de trabajo y su regreso una vez finalizada la inspección.

Brindará la prestación conforme a la Orden, las Bases, la oferta ganadora, y a lo ofrecido en cualquier manifestación formal documentada, que hayan aportado adicionalmente, en el curso del proceso de selección o en la formalización del contrato.

Además de las obligaciones mencionadas anteriormente, se deberá tomar en cuenta las siguientes:

- ✓ PETROPERU se reserva el derecho de pedir muestras de cualquier material y/o equipo que deba suministrar el CONTRATISTA.
- ✓ El CONTRATISTA será responsable por la ejecución del Control de Calidad, así como los Ensayos y Pruebas de todos los equipos y/o materiales que suministre.
- ✓ El CONTRATISTA deberá entregar a PETROPERU copias de los Protocolos de Pruebas, los cuales deberán contener los resultados de las pruebas efectuadas.
- ✓ PETROPERÚ tiene derecho de rechazar el material y/o repuesto que se encuentre dañado, defectuoso o no preste las garantías debidas de funcionamiento; asimismo, de encontrarse la mano de obra deficiente y no apropiada para la ejecución de los trabajos, podrá solicitar su corrección o cambio.
- ✓ Los trabajos mal ejecutados deberán ser satisfactoriamente corregidos y el material que haya sido rechazado deberá ser reemplazado por otro aprobado, sin costo alguno para PETROPERÚ.

El CONTRATISTA deberá suministrar, sin cargo adicional alguno para PETROPERÚ, todas las facilidades razonables, mano de obra y materiales adecuados para la inspección y pruebas que sean necesarios.

Deberá guardar confidencialidad respecto a la información a que tenga acceso con ocasión del servicio. Cualquier infidencia que a criterio de PETROPERÚ S.A. pueda afectarle, será considerada como falta grave, siendo causal suficiente para resolver el Contrato.

El Contratista estará disponible con personal, herramientas, equipos y facilidades para realizar el trabajo cuando el Supervisor de Petroperú lo solicite.

Deberá disponer del personal que cumpla con el respectivo perfil señalado en el Apéndice N° 3 de las condiciones técnicas, el cual ejecutará el servicio en forma exclusiva, no pudiendo ejecutar, sin previa comunicación al administrador del contrato, el cual debe autorizar, y sin interrumpir la normal continuidad de este contrato, actividades distintas al presente servicio durante la ejecución del mismo, siendo su trasgresión causal de Resolución del Contrato por incumplimiento.

El contratista tiene la obligación de mantener a su personal que presentó tanto para la suscripción del contrato como antes del inicio de servicio. Los cambios de personal durante la ejecución del servicio deberán ser comunicados al supervisor de PETROPERU

S.A. encargado, con una anticipación de 3 días hábiles y deberán ser aprobados para que puedan ejecutar las labores encomendadas en el servicio en mención.

Tomará las medidas preventivas que sean necesarias para evitar que ocurran paralizaciones laborales de su personal y puedan afectar la ejecución del servicio, caso contrario PETROPERÚ estará obligado a aplicar las penalidades que correspondan.

Contratará para su personal el Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (SCTR), tanto el seguro para la cobertura de salud como la cobertura de invalidez y sepelio.

Es responsable exclusivo de la labor que realice su personal, así como por su conducta, presentación, trato y respeto, durante la vigencia del Contrato.

Está impedido de asumir obligaciones pecuniarias o adquirir créditos o efectuar adquisiciones, a nombre de PETROPERÚ S.A.

Reconocer que es de su única y exclusiva responsabilidad, cualquier daño que pudiera sufrir el personal que labora en la prestación del servicio, liberando en este sentido a PETROPERÚ S.A. de toda responsabilidad sobre dicho personal. En consecuencia, queda expresamente aclarado que, para todos los efectos contractuales, este personal no guarda relación laboral ni dependencia alguna con PETROPERÚ S.A., sino que depende exclusivamente del CONTRATISTA.

Aceptar liberar y eximir a PETROPERÚ S.A. de toda responsabilidad cuando ésta se genere por el incumplimiento de las normas aplicables a la prestación del servicio.

En caso de que, por comisión, omisión o negligencia del CONTRATISTA, resultara con ocasión de la ejecución del contrato, perjudicando a terceros, su personal, inclusive al personal y/o bienes de PETROPERÚ S.A., el CONTRATISTA responderá civil y/o penalmente en forma exclusiva.

Proceder por su propia cuenta a indemnizar el daño causado al personal antes mencionado y a reparar los deterioros que ocasione el CONTRATISTA o su personal a los bienes de PETROPERÚ o de terceros.

Es responsable de ejecutar el servicio con personal en buen estado de salud, para lo cual deberá cumplir con la normativa nacional vigente, en especial lo estipulado en la Ley General de Salud N° 26842, Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo D.S. N° 005-2012-TR y sus modificatorias, Reglamento de seguridad para Actividades de Hidrocarburos (Art. 53°), Seguros (Essalud y SCTR) así como de los exámenes médicos correspondientes.

Se debe tener en cuenta que no existe ninguna relación laboral entre PETROPERU y el personal del Contratista y/o cualquier otra persona que haya sido contratada por el Contratista para la prestación del servicio. Se deja constancia que la supervisión del presente servicio, tanto por parte de Petroperú como del contratista, se efectuará mediante un Contrato Civil regido por lo dispuesto en el Código Civil. El personal encargado de ejecutar la supervisión se encuentra bajo la exclusiva subordinación del Contratista y que conservan plena autonomía respecto de PETROPERU. Por lo tanto, El Contratista está obligado a cumplir con las remuneraciones y beneficios que por Ley le corresponde a su personal que ejecutará la supervisión.

Es responsable de brindar asistencia médica a su personal en casos de accidente o enfermedades imprevistas, salvo algunos casos de primeros auxilios que podría brindar PETROPERU.

Debe proporcionar a todo su personal el equipo de protección personal (EPP) necesarios para ejecutar el trabajo, tanto en cantidad como calidad, de acuerdo a las Normas de Seguridad de PETROPERU y otras Normas o Estándares aplicables a las tareas a ejecutar en el Servicio.

En caso, de presentarse problemas laborales entre el Contratista y sus trabajadores, y éstos últimos como medida de fuerza dejen de laborar, el Contratista debe culminar la prestación de estos, para lo cual debe contratar personal que cumpla con el perfil requerido y tener una experiencia igual o superior al (los) reemplazado(s); caso contrario PETROPERU se reserva el derecho de resolver el Contrato.

Las recomendaciones dadas por PETROPERU serán de ejecución inmediata por parte del CONTRATISTA.

Los tributos y gravámenes que correspondan al CONTRATISTA, así como las responsabilidades de carácter laboral y por el pago de aportaciones sociales de su personal, son de su exclusiva responsabilidad y no son transferibles a PETROPERU, quedando entendido que el contrato a suscribirse para el presente servicio es de naturaleza administrativa y no genera vínculo laboral alguno.

Queda establecido que toda información que sea entregada a el Contratista para la ejecución del Servicio, debe ser devuelta, inclusive las que estén deterioradas.

En caso el CONTRATISTA sea un consorcio, deberá efectuar la ejecución contractual de conformidad con la Promesa Formal de Consorcio y del Contrato de Consorcio correspondiente.

Las pólizas de seguros deberán contratarse en compañías de seguros sujetas al ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP. Las pólizas de Casco y P&I pueden ser contratadas en el extranjero, ésta última con el respaldo de club de P&I internacional.

El Contratista deberá proporcionar a PETROPERÚ S.A. antes del inicio del servicio o contrato, prueba que ha obtenido las coberturas de seguro exigidas en este Apéndice. Dicha prueba deberá consistir en la presentación del original o copia certificada de las pólizas de seguro o certificados de seguros adecuados expedidos por la Compañía de Seguros, adjuntando copia del documento que acredite que se ha efectuado el pago de las primas correspondientes. En caso de que dichos documentos no hubiesen sido expedidos antes del inicio del contrato, el Contratista deberá presentar una carta de los aseguradores, en la que se declare que el seguro en referencia ha sido contratado y se encuentra en plena vigencia (Cobertura Provisional); al expedirse las pólizas de seguro, el Contratista deberá presentar el original o copia certificada de las mismas, acompañadas de las constancias de pago correspondiente.

El CONTRATISTA se obliga a cumplir con todas las condiciones, cargas y obligaciones estipuladas en las pólizas contratadas, a fin de garantizar que la cobertura se encuentre y mantenga siempre vigente. Caso contrario, la reposición de los daños directos y consecuenciales serán de entera responsabilidad del CONTRATISTA y asumirá directamente el pago de la indemnización a terceros, PETROPERU S.A. y a su personal.

La responsabilidad del CONTRATISTA no se limita al monto asegurado en las pólizas contratadas ni a sus coberturas; por lo que este responderá por todos los daños y perjuicios resultantes con ocasión de la prestación del Servicio.

Todos y cada uno de los deducibles y el pago de las primas de seguros correspondientes a las pólizas mencionadas, serán asumidos por el CONTRATISTA y corren por cuenta y riesgo de los mismos.

Es responsabilidad del CONTRATISTA obtener coberturas adicionales, a las señaladas anteriormente, cuando sea aplicable. La no contratación de las pólizas necesarias y adicionales no libera de responsabilidad al CONTRATISTA por los daños ocasionados a PETROPERÚ S.A. y/o a cualquier tercero que se vea afectado, siempre que le sean imputables.

Independientemente de los requerimientos de los seguros a ser contratados, según este Apéndice, la insolvencia, quiebra o falta de pago de los reclamos que surjan en virtud del contrato por parte de la compañía de seguros, no deberá ser interpretada como una renuncia a cualquiera de las disposiciones del contrato, y la existencia de las coberturas de seguro requeridas en el presente documento no será interpretada de ninguna manera como una limitación de la responsabilidad que deberá asumir el Contratista hacia PETROPERÚ S.A. y/o a cualquier otra persona, resultante de sus operaciones en virtud del contrato o relacionado de alguna otra manera con el contrato.

19.0. FACILIDADES, OBLIGACIONES Y/O RESPONSABILIDADES DE PETROPERÚ

Facilitar toda la información técnica y operativa referida a las líneas submarinas a intervenir en el presente servicio.

Las líneas submarinas se entregarán libres de vapores de hidrocarburos para que se proceda con la intervención indicada en el presente servicio.

Facilitar el ingreso del personal del Contratista a las instalaciones de Refinería Conchán, para la coordinación de los trabajos relacionados al presente servicio.

Acceso al Amarradero para las ventanas contempladas en este servicio

20.0. CAUSALES DE RESOLUCIÓN DE CONTRATO/ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS (OTT).

La Orden de Trabajo a Terceros / Contrato podrá ser resuelto de conformidad con lo indicado en el artículo 76 del Reglamento de Adquisiciones y Contrataciones de PETROPERÚ.

El contrato podrá resolverse por terminación anticipada y PETROPERÚ podrá resolverlo sin expresión de causa.

21.0. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL AMBIENTE

- El Contratista debe cumplir lo señalado en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de Petroperú.
- En Concordancia con el requisito 4.4.2 Competencia, Formación y Toma de Conciencia de la Norma ISO 14001, y el proceso de la Mejora Continua y Mantenimiento del Sistema de Gestión Ambiental, el CONTRATISTA deberá tomar en cuenta los siguientes Aspecto Ambientales inherentes a la realización del servicio: Consumo de Recursos; Potenciales Derrames de Hidrocarburos en Tierra; Potenciales Incendios; Potenciales Explosiones; Generación Almacenamiento y Disposición de Residuos Peligrosos; Generación, Almacenamiento y Disposición de Residuos No Peligrosos.
- El contratista deberá presentar los lineamientos o requerimientos generales o específicos de Seguridad y Protección del Ambiente, acorde a los trabajos que se van a realizar en el presente servicio.
- Queda terminantemente prohibido el ingreso de dispositivos con fuentes de ignición en Refinería Conchán y el Amarradero.
- El CONTRATISTA es responsable de que su personal tome conciencia de las actividades que realizarán, evitando de esta manera condiciones ambientales anormales.
- Todo personal del CONTRATISTA dentro de las instalaciones de PETROPERÚ, estará dotado de los implementos de seguridad necesarios en buen estado de conservación durante la vigencia del Contrato (según corresponda: botines, guantes, casco (excepto colores rojo y blanco), protectores buco nasales para partículas de polvo o vapores orgánicos, caretas, anteojos, protectores de oídos, máscaras con filtro, correas de seguridad tipo Arnés, línea de vida de nylon, etc.); así como, las herramientas personales y equipos a prueba de explosión para desarrollar sus actividades, el personal deberá presentarse adecuadamente vestido.
- Antes de iniciar los trabajos en campo el CONTRATISTA deberá coordinar con el Supervisor de PETROPERÚ la asistencia obligatoria de todo el personal al Curso de Inducción y será responsable de informar cada nuevo ingreso para coordinar una nueva inducción. Cualquier personal que ingrese en el transcurso de la ejecución del proyecto deberá necesariamente recibir este curso.
- El CONTRATISTA está obligado a tener un Extintor con certificación U.L. de 12 Kg. con revisión vigente que deberá ser aprobado por Jefatura QHSSE Conchán.
- El personal del CONTRATISTA está obligado a cumplir con las normas de seguridad contempladas en la Ley N°29783 Ley de la Seguridad y Salud en el Trabajo y el Decreto Supremo N°043-2007-EM "Reglamento de Seguridad para las actividades de Hidrocarburos"

- Dentro de las Instalaciones de PETROPERÚ está terminantemente prohibido el uso de teléfonos celulares, excepto los teléfonos de trabajo intrínsecamente seguro.
- Es responsabilidad del administrador de contrato y del responsable de la empresa contratista realizar la inducción específica a todos los trabajadores, según su puesto de trabajo; debiendopresentar el contratista al administrador de contrato el “Apéndice 9” de cada trabajador.
- El CONTRATISTA deberá contar, obligatoriamente, con por lo menos un teléfono intrínsecamente seguro durante la ejecución del servicio, la cual tendrá como único fin las coordinaciones del CONTRATISTA con el personal de PETROPERU dentro de las instalaciones de la Refinería. El CONTRATISTA deberá coordinar con el administrador del contrato la autorización de ingreso del teléfono.
- El CONTRATISTA ingresará a Refinería Conchán todas sus herramientas, equipos, insumos y/o materiales a través de la puerta N° 2 (Puerta de Ingreso de Contratistas, situado frente al peaje) registrando cada uno de ellos en el Formato de Registro de Ingreso de Materiales debidamente firmados por el Contratista y autorizados el Administrador del Contrato designado por PETROPERÚ. Estos no podrán salir hasta el término de la secuencia donde se empleen. Es responsabilidad del CONTRATISTA describir las características del material o equipo correctamente (marca, N° serie, modelo, tamaño, unidad, cantidad, color, accesorios, etc.) y designará quienes están autorizados a gestionar la salida de equipos y materiales.
- El CONTRATISTA deberá entregar una copia del Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el trabajo de su empresa (de acuerdo con el D.S. N° 009-2005-TR) y mantener un registro de las minutas de reunión del Comité Paritario de Seguridad y Salud en el trabajo con los acuerdos tomados y seguimiento de los mismos. PETROPERÚ S.A. podrá solicitar toda la información que estime necesaria para comprobar el cumplimiento con las Normativa legal referida a la Seguridad y Salud de los CONTRATISTAS.
- Ropa de trabajo ignífuga (antiflama) en buen estado de uso, conservación y de alta visibilidad (pantalón y camisa mangas largas con cintas reflectivas), la misma que cumplirá en su conjunto con los siguientes estándares mínimos:
 - ✓ NFPA 2112:2018 “Método de prueba estándar en prendas resistentes a la llama para la protección del personal industrial contra el fuego repentino”.
 - ✓ ANSI/ISEA 107:2015 “Ropa de Alta Visibilidad” – Clase 3 con características antiflama.
- Cabe precisar que los chalecos y abrigos que requiera ingresar el personal tercero también deben cumplir las mencionadas normativas. Para estos fines, las empresas contratistas alcanzarán al Administrador de Contrato los certificados de cumplimiento de dichos estándares como parte de su expediente técnico.
- No está autorizado el uso de cámaras fotográficas para el registro de secuencias, se coordinará con la supervisión.
- El CONTRATISTA para el retiro parcial o total de sus implementos, equipos y/o materiales debidamente registrados, lo deberá hacer necesariamente en los días hábiles, previa presentación del Pase de Salida de Materiales firmado por el Supervisor de PETROPERÚ y aprobado por la Jefatura Unidad Inspección

- El CONTRATISTA tramitará con anticipación ante la Programación de su personal.
- PETROPERÚ comunicará al Contratista, si encontrase que los trabajadores de esta última incumplen normas de seguridad, a fin de que esta suspenda el trabajo y/o expulse o sancione a su personal que negligentemente y/o de manera reiterada incumpla con estas disposiciones, bajo responsabilidad del CONTRATISTA, al margen de la penalidad respectiva por esta infracción. En caso de situaciones extremas, PETROPERÚ podrá suspender las acciones por parte del personal del CONTRATISTA a fin de salvaguardar la integridad física, salud y/o vida del personal que se encuentre en la refinería.
- El Originador y/o Administrador de Contrato deben tener una primera reunión de comunicación con el responsable del contratista en la cual se coordinará:
 - Programación para participar en la Inducción CASS.
 - Programación para participar en el curso de IPERC / ATS y Permisos de Trabajos, para las personas que firmen Permisos de trabajo.
 - Requisitos de ingreso para las instalaciones operativas.
 - Se remitirá la Política de Gestión Integrada de la Calidad, Ambiente, Seguridad de Procesos y Seguridad en el Trabajo de PETROPERÚ.
 - Se remitirá el Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el trabajo (RISST) de PETROPERÚ.
- **Reunión de Apertura para inicio operativo del servicio**
 - Objetivos:
 - Conocer los alcances detallados del servicio/obra.
 - Establecer cronograma de actividades.
 - Conocer el equipo de trabajo del servicio/obra y del contratista.
 - Cubrir las actividades administrativas necesarias para iniciar el servicio.

La reunión de apertura se efectúa antes del inicio operativo del servicio y participan obligatoriamente:

PETROPERÚ:

- Administrador de contrato de PETROPERÚ.
- Representante de la función Seguridad de PETROPERÚ.

CONTRATISTA:

- Representante Legal o Gerente General del contratista (para Alto Riesgo).
- Responsable del servicio, proyecto, obra o bien.
- Responsable CASS del contratista, según aplique.

Representante de otras áreas afines a los trabajos a ejecutarse de acuerdo con la naturaleza del contrato; según el tipo de actividad, se recomienda la participación del personal de mantenimiento, responsable del área, entre otros.

Documentos por presentar por la empresa contratista:

Para la reunión de apertura el contratista debe proveer previamente en digital al administrador de contrato la siguiente información, según aplique:

1. Mapa de Proceso de la contratista, en la que esté incluido el servicio a ejecutar en

PETROPERÚ.

2. Registro de entrega a todo el personal de la “Política de Gestión Integrada de la Calidad, Ambiente, Seguridad de Procesos y Seguridad en el Trabajo” de PETROPERÚ y del contratista.
 3. Registro de entrega a todo el personal del Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo (RISST) de PETROPERÚ y del contratista.
 4. Estructura organizacional de la empresa contratista, incluir los puestos de dirección (gerencias), puestos del proyecto (operativos y CASS); especificando nombres, correos y números de contacto. (Es responsabilidad del contratista mantener actualizada la estructura y puestos).
 5. Perfil de cada puesto de trabajo.
 6. Programa de Capacitación en Seguridad y Salud en el Trabajo o gestión integrada con un mínimo de 04 cursos de seguridad/año; la programación y ejecución debe ser proporcional al tiempo de duración del servicio. (artículo 35 literal b Ley N° 29783).
 7. Procedimientos operativos y de seguridad aplicables al servicio, tales como procedimiento de la actividad a ejecutar, IPERC, trabajos de alto riesgo, investigación de incidentes, entre otros aplicables.
 8. Matriz IPERC y Ambiental de las actividades del servicio a ejecutar, de acuerdo con los procedimientos vigentes de PETROPERÚ.
 9. Inducción específica en el área de trabajo (Anexo 09) de todos los trabajadores.
 10. Estadísticas de Seguridad y Salud en el Trabajo de los últimos tres años, según aplique.
 11. Plan de respuesta a emergencias, de acuerdo con sus procesos y la naturaleza del servicio.
 12. Formato FORO1-228, "Plan de Actividades de Seguridad, Salud y Ambiente (PASSA)". El mismo que debe contener el programa de reuniones del comité, inspecciones, auditorías, capacitaciones, vigilancia médica, calibración de instrumentos, monitoreos, simulacros, presupuestos, entre otros aplicables..
 13. Certificaciones requeridas del personal, de acuerdo con el trabajo a ejecutar.
 14. En caso de empresas contratistas de transporte de materiales peligrosos por vía terrestre deben presentar el plan y programa de fatiga y somnolencia.
 15. En caso de transporte de RR.SS. debe cumplirse con toda la documentación solicitada en el Reglamento de la Ley de Residuos Sólidos y deben tener toda la documentación exigible a una EO-RS.
 16. Requisitos que establece el contrato u otros aplicables al servicio.
- En caso de empresas contratistas que brinden servicios portuarios básicos deben presentar información documentada de su Sistema de Gestión de Calidad (Política, manuales, procedimientos).
 - Culinada la Reunión de Apertura, el administrador de contrato debe rellenar el formato FORO1-689, “Check List de Reunión de Apertura”, el cual será un requisito indispensable para el inicio de labores operativas de la empresa contratista; en caso de no ser presentado, se restringirá el ingreso de la empresa contratista a las instalaciones de PETROPERÚ.

Especificaciones de la reunión de apertura

- El responsable del Contratista tiene por obligación comunicar y entregar una copia del presente procedimiento a los subcontratistas con los cuales labore.

- Antes del inicio de actividades el contratista debe haber presentado la documentación CASS del numeral anterior y levantado las observaciones que se puedan presentar.
- Es responsabilidad del contratista los días de retraso en el inicio de sus actividades por la falta en la presentación de la documentación del numeral anterior.
- La documentación específica como matrices IPERC, Procedimientos de trabajo podrá ser presentada por etapas del proyecto, en caso de haberla presentado al inicio debe ser actualizada en cada etapa del proyecto donde se presenten cambios o se generen nuevos procesos.
- Mensualmente el contratista debe presentar el formato FORO1-224, "Reporte mensual de gestión de contratistas" y requerimientos adicionales que comunique previamente la función Seguridad.

La reunión de apertura no es aplicable para trabajos administrativos; sin embargo, esto no exime que se ejecute los controles de ambiente, seguridad y salud en el trabajo aplicables por ley a la actividad.

IMPLEMENTACIÓN DE AUTORIDAD PARA DETENER TRABAJOS (STOP WORK)

De acuerdo con lo establecido en el Art. 63 de la Ley 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, cuyo texto indica "El empleador establece las medidas y da instrucciones necesarias para que, en caso de un peligro inminente que constituya un riesgo importante o intolerable para la seguridad y salud de los trabajadores, estos puedan interrumpir sus actividades, e incluso, si fuera necesario, abandonar de inmediato el domicilio o lugar físico donde se desarrollan las labores. No se pueden reanudar las labores mientras el riesgo no se haya reducido o controlado". En esta línea, PETROPERÚ ha implementado la autoridad para detener trabajos, denominada "STOP WORK" cuya aplicación se ejecuta siempre y cuando no se haya llegado a un acuerdo en controlar el peligro que constituye un riesgo al personal; esta búsqueda del respectivo control se lleva a cabo en el proceso de intervención mediante el uso de la Tarjeta PETROPERÚ T-Cuida o similares, relacionados con el enfoque de Seguridad Basada en el Comportamiento, en cuyo sentido todo trabajador no solo tiene el derecho sino la obligación de detener el trabajo si las condiciones no son seguras para quien lo ejecuta o para los trabajadores que se encuentran cerca.

22.0. CLAUSULAS DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL CONTRA EL COVID-19

- 22.1. El CONTRATISTA se encuentra obligado a contar con un "Plan para Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19", conforme a la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, sus modificatorias y los Protocolos Sectoriales que le correspondan.

Adicionalmente, todo CONTRATISTA que desarrolle labores presenciales en las instalaciones de PETROPERÚ debe cumplir las disposiciones de seguridad y salud ocupacional contra el COVID-19 recogidas en el Procedimiento N° PROA1-350 "Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para el Retorno a Labores en Instalaciones de PETROPERÚ" vigente.

- 22.2. En caso el CONTRATISTA, sus trabajadores y/o personal:

- ✓ Incumpla las medidas y procedimientos de seguridad establecidas contra el COVID-19, de acuerdo con el Procedimiento N° PROA1-350 "Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para el Retorno a Labores en Instalaciones de PETROPERÚ" vigente;
- ✓ Presente información falsa relacionada a ambiente, seguridad y salud ocupacional, que se establece en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas, y la Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, su reglamento y demás disposiciones legales emitidas para la vigilancia, prevención y control del COVID-19,
- ✓ Intente o cometa actos de sustracción (robo o hurto) de bienes o sustancias de propiedad de PETROPERÚ, o Se presente a laborar bajo la influencia del alcohol o las drogas, o consuma alguna de estas sustancias con ocasión del trabajo,

PETROPERÚ como medida inmediata prohibirá el ingreso del trabajador/personal relacionado con dicho incumplimiento a sus instalaciones, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra el Contratista. Así, en el caso específico de presentación de información falsa relacionada a ambiente, seguridad y salud ocupacional, PETROPERÚ podrá resolver el contrato.

- 22.3. Toda multa o sanción económica determinada por los organismos fiscalizadores que afecten a PETROPERÚ y tenga como origen el incumplimiento de las presentes Cláusulas será asumida íntegramente por el Contratista.

23.0. CONDICIONES PARA EL INICIO DEL SERVICIO

- 23.1. El inicio de ejecución contractual se realizará una vez que se cumplan las condiciones establecidas en las condiciones técnicas y previa coordinación con el Administrador del Contrato. Previo al inicio de las labores, el CONTRATISTA presentará al Administrador del Contrato los siguientes documentos:

- a. Certificado de habilidad vigente del CIP del Responsable del Servicio.
 - b. Documentación que acredite que el personal suministrado cumple con los perfiles indicados en el Apéndice N° 3:
 - ✓ Copias de títulos o grados académicos y certificados según corresponda.
 - ✓ Copias de constancias de trabajo.
 - ✓ Copias de Certificados de Conocimiento de los Cursos o Habilidades indicados en el Apéndice N° 3.
- Esta documentación deberá estar firmada en cada hoja por el personal y por Representante Legal de la empresa ejecutora del servicio.
- c. Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos (IPER) y de Aspectos Ambientales Significativos (IAS), según formato utilizado en Refinería Conchán.
 - d. El CONTRATISTA deberá acreditar que ha hecho entrega de su Reglamento Interno de Seguridad a cada uno de los trabajadores desplazados a Refinería Conchán para ejecutar el Servicio.
 - e. Lista de equipos y materiales a utilizarse para la ejecución de los trabajos.
 - f. Registro de entrega de EPPs de todo el personal asignado a realizar trabajos dentro de las instalaciones de Refinería Conchán.
 - g. Plan para Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19", conforme a lo establecido en el numeral 22.1 de las presentes bases.
 - h. Todo personal que realizará trabajos dentro de las instalaciones de Refinería

Conchán, deberá registrar y presentar su Declaración Jurada de COVID-19 a través del siguiente enlace: <https://permisos.petroperu.com.pe/Aplicativos/permiso/index.php>

i. Pólizas según numeral 10.2.

23.2. Condiciones previas para Realizar Trabajos

Previo al inicio del servicio, el CONTRATISTA gestionará la Programación de ingreso de su personal, a fin de que efectúen trabajos en las instalaciones de Refinería Conchán, por tal motivo presentará al Administrador del Contrato lo siguiente:

- a) Copia(s) del(los) contrato(s) y del comprobante de pago de los aportes del Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (SCTR) de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 19° de la ley 26790, el Anexo N° 05 y los Artículos 82°, 83° y 84° de su Reglamento, aprobado por D.S. No.009-97-SA y modificado por el D.S. No.003-98-SA, las refinerías de petróleo están consideradas como actividades de alto riesgo; por lo que, los contratistas y subcontratistas que destacan su personal a las instalaciones de Refinería Conchán están obligados a contratar para este personal, el Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (SCTR) con las correspondientes coberturas para las prestaciones de salud y para la de invalidez y sepelio de su personal, celebrados con:
 - ✓ Seguro Social de Salud-EsSalud o una Entidad Promotora de Salud-EPS, con los que se acrediten la contratación y vigencia de la cobertura de prestaciones de salud.
 - ✓ Oficina de Normalización Previsional-ONP o una Compañía de Seguros, con los que se acrediten la contratación y vigencia de la cobertura de invalidez y sepelio.
- b) Certificado de Aptitud Laboral (resultados del Examen Médico Ocupacional) del personal que va ejecutar el servicio, cuyo perfil de evaluación será determinado por el medico ocupacional o el encargado de la Vigilancia de la contratista, conteniendo como mínimo: los exámenes complementarios generales generales, los exámenes complementarios específicos (de acuerdo al tipo de exposición) y los obligatorios por actividades, mencionados en la RM N°312 2011-MINSA "*Protocolos de Exámenes Médico Ocupacionales y guías de diagnóstico de los exámenes médicos obligatorios por actividad*", todo esto en concordancia con los peligros identificados para las actividades a desarrollar por cada puesto de trabajo, los mismos que deben ser analizados en sus matrices IPERC. El certificado deberá ser emitido por centros médicos acreditados por la Dirección de Salud Ocupacional de DIGESA en el Departamento de Lima.
- c) Certificado original de antecedentes policiales vigentes de la totalidad del personal que ejecutará el servicio.
- d) Todo el personal del CONTRATISTA deberá aprobar el Curso de Inducción. Jefatura QHSEE Conchán dictará el Curso de Inducción previas al inicio del servicio, así como charlas de seguridad durante el desarrollo de las actividades, todas relacionadas a Seguridad.

Las áreas encargadas de Refinería Conchán, previa verificación, aprobarán la(s) programación(es) respectiva(s).

Asimismo, el CONTRATISTA deberá cumplir con lo siguiente:

- A. El Responsable del Servicio, el Asistente CASS y el Supervisor CASS del CONTRATISTA deberá aprobar los cursos de: ATS, IPERC y Permiso de Trabajo (programado y dictado por Jefatura QHSEE).

B. Todos los trabajadores desplazados a Refinería Conchán para ejecutar el servicio deberán contar con su carné de identidad, el cual deberá contener los siguientes datos:

- ✓ Nombre de la empresa y logo.
- ✓ Fotografía personal tamaño carné.
- ✓ Nombres y apellidos completos.
- ✓ Alergias (de tenerlas).
- ✓ Grupo sanguíneo (factor RH).
- ✓ Tipo y número de documento de identidad.
- ✓ Cargo que desempeña.
- ✓ Fecha de caducidad del carné.
- ✓ Firmas del Representante Legal de la Contratista y del Trabajador.
- ✓ Al reverso: nombre del Representante Legal y N° telefónico para facilitar la ubicación en caso de emergencia.

24.0. ENTREGABLES

PETROPERÚ S.A. verificará la calidad, cantidad y cumplimiento de las condiciones contractuales. De encontrarlas conforme, el Jefe de Unidad Inspección otorgará la conformidad del servicio y firmará el Acta de Recepción y la Orden de Servicio “Trabajo Recibido Conforme”.

El CONTRATISTA entregará un INFORME FINAL del servicio, el cual es requisito indispensable para la Liquidación del Contrato. Dicho informe presentará la siguiente estructura:

- a) Generalidades. Características del Servicio (Número del Contrato, Descripción, Modalidad, etc.).
- b) Memoria descriptiva. Descripción detallada del servicio ejecutado, logros alcanzados.
- c) Balance Económico. Monto contractual, adicionales, deducciones.
- d) Plazos. Ampliaciones (de ser el caso)
- e) Penalidades. Multas, deducciones (de ser el caso)
- f) Recomendaciones. Aspectos importantes que considerar, de acuerdo con el criterio del CONTRATISTA.

De existir observaciones se indicará claramente el sentido de éstas, dándose al CONTRATISTA un plazo prudencial para su subsanación, en función a la complejidad.

Luego de haberse dado la conformidad a la prestación, culmina definitivamente el contrato y se cierra el expediente respectivo con el Acta de Liquidación respectiva.

25.0. APÉNDICES

- Apéndice 1: Descripción detallada de actividades
- Apéndice 2: Formato de Propuesta Económica
- Apéndice 3: Perfil del Personal
- Apéndice 4: Cláusula Sistema de Integridad
- Apéndice 5: Cláusulas de compromiso de adhesión al sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, al sistema de prevención de delitos de corrupción y al sistema de gestión antisoborno.
- Apéndice 6: Política de Prevención de Lavado de Activos y de Financiamiento del Terrorismo, de Delitos de Corrupción y de Gestión Antisoborno.
- Apéndice 7: Declaración Jurada de Implementación de un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo según Ley 29783 y su Reglamento y los requerimientos de ambiente y seguridad exigidos por PETROPERÚ
- Apéndice 8: Declaración Jurada de Paralización de Trabajos por riesgo inminente.
- Apéndice 9: Inducción Específica en el Área de Trabajo.
- Apéndice 10: Estándar de Ingeniería N° SI1-91-02.
- Apéndice 11: Estándar de Ingeniería N° SI1-91-04.

- Apéndice 12: Estándar de Ingeniería N° SI3-01-03.
- Apéndice 13: Estándar de Ingeniería N° SI1-91-03.
- Apéndice 14: Estándar de Ingeniería N° SI1-91-01.
- Apéndice 15: Estándar de Ingeniería N° SI2-06-07.
- Apéndice 16: Procedimiento de Integridad N° PI-IS-008.
- Apéndice 17: Procedimiento de Integridad N° PI-IS-004, 006 y 007.
- Apéndice 18: Estándar de Ingeniería N° SI3-01-07.
- Apéndice 19: Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección-Ambiental para contratistas, Gestión CASS para Contratistas y Gestión de Permisos de Trabajo, según ruta: [Documentos de Seguridad](#).

APÉNDICE 1 – DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

El contratista deberá cumplir con las siguientes actividades:

1.0 TRABAJOS GENERALES

- 1.1. Ordenamiento de mangueras submarinas de LSN1 y LSN2 antes y después de los reemplazos de mangueras y pruebas hidrostáticas. Tomar de referencia el número de serie de cada manguera, así como el fabricante y el tipo de manguera.
- 1.2. Verificación del lecho marino a un radio de 30 m a la redonda de la unión bridada entre la tubería de LSN1 y sus mangueras y de la tubería LSN2 y sus mangueras submarinas antes y después del servicio, en donde se identificarán los elementos que por su forma pueden causar daño a las mangueras submarinas durante los trabajos de conexión y desconexión con los buques tanques.
- 1.3. Verificación topográfica de boyas, boyarines, muertos de concreto y líneas submarinas LSN1 y LSN2 al final del servicio

PETROPERU se reserva el derecho a presenciar los trabajos antes mencionados para lo cual debe ser avisado oportunamente.

Con esta información PETROPERU programará la reubicación correspondiente de boyas, boyarines; según corresponda.

El CONTRATISTA entregará a PETROPERÚ el (los) plano(s) con las nuevas coordenadas y los reportes de cada una de las actividades antes mencionadas los cuales deben estar acompañadas de fotos, esquemas y/o diagramas adecuadamente detallados.

2.0 INSPECCIÓN DE BOYAS Y BOYARINES

Boya de Amarre de Proa, Boya de amarre de Popa Babor, Boya de amarre Popa Centro, Boya de amarre Popa Estribor, 02 boyarines troncales, 02 boyarines de izaje y 01 boyarín de señalización (referencial) de mangueras y/o líneas submarinas LSN1 y LSN2, que incluye:

Referencia Estándar de Ingeniería N° SI1-91-02 del Apéndice N° 10.

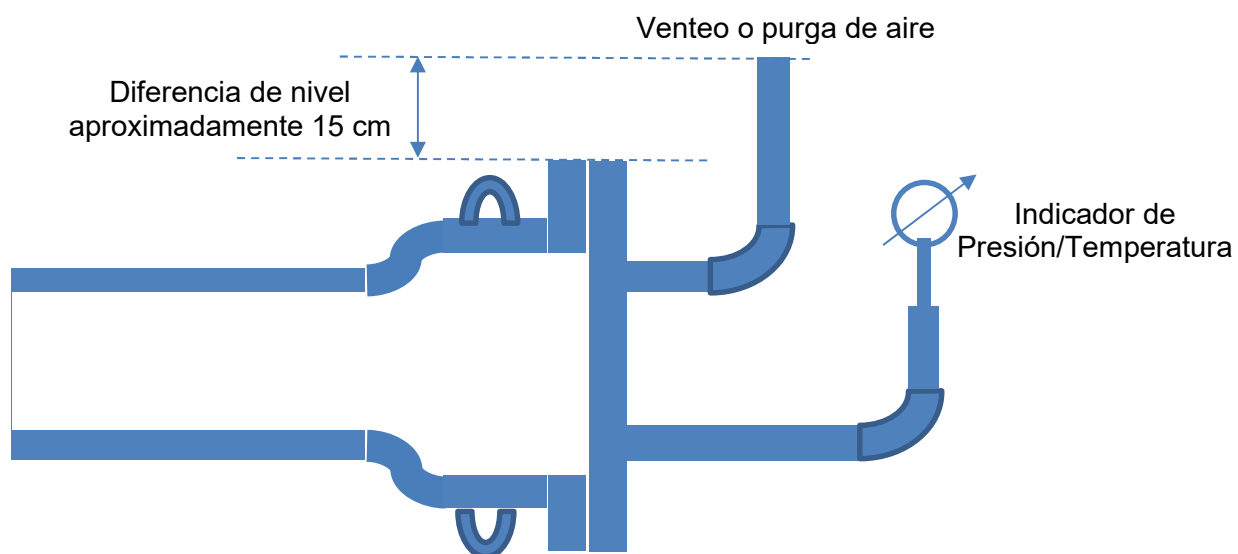
- Inspección visual externa de accesorios de amarre, ganchos, cáncamos, barandas, ánodos de sacrificio, gancho pelícano, contenciones, inspección interna de las planchas, estructuras, soldaduras, etc. Reporte de Inspección firmados por un Inspector Certificado en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.
- Inspección general de pintura: calibración de espesores de pintura, verificación práctica de adherencia, identificación de fallas como desprendimiento de pintura, tizamiento, entre otros. Preparación de informe de calibración, incluir los metrados a serrepintados en boyas y boyarines (formatos de inspección a entregar por PETROPERU).
- Inspección de planchas y soldaduras de boyas y boyarines: calibración de espesores por ultrasonido, deformaciones, perforaciones, aplicación de tintes penetrantes en cordones de soldadura en caso se identifiquen fisuras o roturas. Reporte de calibración de espesores. Inspección de cordones de soldadura. (formatos de inspección a entregar por PETROPERU).
- Inspección de muertos de señalización de troncales de líneas submarinas de productosnegros y blancos. Preparación de Reporte de calibración.
- Inspección del sistema de luz de Balizaje de la Boya de Proa, de acuerdo con el **Estándar de Ingeniería N° SI1-91-04 del Anexo N° 11**. Preparación de Reporte de Inspección.

3.0 INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE MANGUERAS SUBMARINAS Y PRUEBA DE LÍNEAS SUBMARINAS LSN1 y LSN2

De acuerdo con el Estándar de Ingeniería N° SI3-01-03 del Apéndice N° 12 y normas OCIMF.

LSN1 Y LSN2 - Ocho (08) mangueras submarinas de 16"Ø en cada Línea Submarina.

- Inspección de todas las mangueras en mar y determinación de las que se deben reemplazar.
- Todas las mangueras deberán ser desconectadas para que sean evaluadas exterior e interiormente con el fin de identificar deformaciones, desprendimientos de capas internas o externas, rayaduras, cortes, zonas de exposición de alambre de reforzamiento, entre otras fallas que comprometan al seguro funcionamiento de las mangueras.
- Evaluación de las bridas y orejas de izaje para el caso de las mangueras Tanker Rail.
- Evaluación de cadenas de izaje de mangueras Tanker Rail Preparar reporte de inspección firmado por un Inspector con Certificación en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.
- Durante el retiro de cada manguera para su inspección se deberá considerar el reemplazo integral de empaquetaduras, espárragos y tuercas de las bridas, de acuerdo con la especificación ASME B16.20 y ASME B16.5 respectivamente. La especificación de los espárragos y tuercas deberán cumplir con ASTM A193 Gr B7 y ASTM A194 Gr 2H.
- Se deberá presentar reporte de trabajo y record fotográfico de las actividades antes mencionadas.
- La reinstalación de mangueras debe ser en su posición de diseño, considerando especial cuidado en el ajuste de las bridas de empalme. Presentar reporte fotográfico de la actividad.
- Inspección visual en tierra de mangueras retiradas. Prospección de defectos tales como ampollas, desgaste, mal estado de la cubierta o forro de jebe sintético, entre otros defectos que comprometan a reinstalarlos para la operación. Preparar reporte de Inspección firmado por un Inspector con Certificación en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.
- Prueba hidrostática de cada una de las mangueras, en donde la contratista deberá suministrar todos los accesorios y recursos correspondientes como mínimo: bomba manual, termómetro, manómetro, niplería, agua potable, válvulas de bola manuales, entre otros. Preparar el reporte de inspección de la prueba hidrostática de acuerdo a la Norma OCIMF 2009, en la cual debe incluir las variaciones de presión y temperatura durante las pruebas.
- Prueba de continuidad eléctrica a las mangueras, para verificación del estado del alambre helicoidal, emisión de estado de cada manguera. Preparar reporte de verificación de continuidad de acuerdo a la Norma OCIMF 2009.
- Inspección de cáncamos en bridas al final de las mangueras de manera visual y con tinte penetrante para identificar la existencia o no de fisuras en los cordones de soldadura. Preparar reporte de inspección firmado por un Inspector con Certificación en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.
- Terminada la inspección de las mangueras submarinas y de reemplazar las que se encontraron en estado crítico, se procederá a realizar la prueba hidrostática del conjunto Manguera-Tubería tanto para la LSN1 como para LSN2. En ambos casos se deberán contar con las siguientes facilidades:
 - ✓ Llenado de agua de prueba desde tierra en canaleta de concreto del Terminal Portuario. Deben existir en esta zona facilidades de venteo y de medición de presión y temperatura.
 - ✓ En mar, en la brida de la última manguera (Tanker Rail) deberá instalarse una brida con conexiones para el purgado y también para medición de presión y temperatura.
 - ✓ Se debe tener en cuenta que el venteo o purgado de aire debe estar a un nivel superior de la parte más alta de la tubería. Para el caso del tramo tierra deberá estar en la parte superior de la omega de cada línea submarina y en el tramo mar por encima del borde superior de la brida ciega conectada a la Tanker Rail:



Esquema referencial de instalación de purga o venteo en tramo marino para LSN1 y LSN2



Punto de 1 ½"Ø para Instalación de Venteo (LSN2) y de 1"Ø para LSN1

Punto de 2" roscado para instalación de medición de presión/temperatura (LSN1 y LSN2)

Punto de 2" bridado suministro de agua de llenado (LSN1 y LSN2)

Esquema referencial de instalación de purga o venteo en tramo terrestre para LSN1 y LSN2

- ✓ La prueba se hará a 150 PSIG mínimo por un periodo de 4 horas en base al procedimiento SI3-01-07 Apéndice N° 18. La tolerancia variación de la presión de prueba será de +/- 10% de la presión alcanzada, la cual no superará los 200 PSIG. Se empleará un manómetro que deberá tener un certificado de calibración de un año de antigüedad. Este manómetro será de un rango de 0 a 400 PSIG. El certificado de calibración deberá ser emitido por una entidad acreditada por INACAL para Calibrar Manómetros. Se aceptará manómetros nuevos con certificado de calibración del fabricante con un año de antigüedad. No se aceptará certificados de calibración de manómetros emitidos por empresas no acreditadas pero calibrados con manómetros patrones acreditados por INACAL.
- ✓ El agua de llenado será suministrada por PETROPERÚ, mientras que las facilidades del llenado y accesorios deberá ser suministrado por el contratista. Estas facilidades deberán ser como mínimo las siguientes:
 - Nipletería roscada de 1"Ø y 1 ½"Ø ASTM A53 Gr B SCH 40.
 - Accesorios roscados de 1"Ø y de 1 ½"Ø ASTM A 105 Clase 800, como codos 90°, Tees, entre otros.
 - Teflon sellante para las uniones roscadas.
 - Válvulas de bola o de compuerta roscadas ASTM A105 Clase 800 de 1"Ø y de 1 ½"Ø.
 - Uniones Universales de ASTM A105 Clase 800 Tipo WOG roscados.

4.0 INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MARIPOSA Y CONEXIÓN CAMLOCK DE LSN1 Y LSN2

Cada línea submarina posee en la manguera de conexión al buque tanque una válvula mariposa y un camlock para su adecuada, rápida y segura conexión. Estos elementos deben ser inspeccionados visualmente y pasar por pruebas tal como se indica a continuación:

- 4.1. Identificación de zonas corroídas como socavaciones, laminaciones, fisuras, roturas o pérdidas de material, desprendimiento de pintura, falta de lubricación, agarrotamiento, daños en los asientos de la válvula, entre otros. Estas indicaciones deben ser reportadas tanto para la válvula mariposa como para el camlock. Estas indicaciones deberán ser identificadas con inspección visual y con tinte penetrante.
- 4.2. Prueba hidrostática a 150 PSIG tanto para cuerpo como para compuerta, de cada Válvula Mariposa en base a la norma API 598. Todas las facilidades para el desarrollo de la prueba serán brindadas por el contratista. Se deberá emplear un manómetro del rango de 0 a 400 PSIG con calibración de no más de un año de antigüedad. El certificado de calibración deberá ser emitido por una entidad acreditada por INACAL para calibrar manómetros. No se aceptará certificado de calibración por parte de una entidad sin la acreditación de INACAL y con manómetro patrón calibrado. Se acepta certificado de calibración de manómetro nuevo de no más de un año de antigüedad.
- 4.3. Entregar reporte de los trabajos ejecutados complementados con record fotográfico, esquemas, planos, diagramas correctamente explicados.

5.0 INSPECCIÓN DE CADENAS Y GRILLETES DE BOYAS Y BOYARINES

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-03 del Apéndice N° 13.

- 5.1. Inspección y calibración de tramos de tendido, pendura y rozadero.
Tendido: Dimensiones (diámetro, longitud, cantidad de eslabones, para cadenas de boyas).
Pendura: Dimensiones (diámetro, longitud, cantidad de eslabones).
Rozadero: Dimensiones (diámetro, longitud, cantidad de eslabones), eslabón crítico.
- 5.2. La cadena se inspeccionará el desgaste de cada uno de los eslabones a través de calibradores como pie de rey, similares o superiores, los cuales deberán estar con calibración vigente a un año de antigüedad como máximo; si el desgaste no es mayor que el 20% de la dimensión del diámetro original se esmerilarán los bordes y zonas angulosas. Si el desgaste supera el 20% de la dimensión del diámetro original se recomendará el reemplazo de la cadena o chicoteo del tramo, durante las actividades de la Inspección del Amarradero. Presentar reporte de

Inspección firmado por un Inspector con Certificación en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.

- 5.3. Inspección de grilletes, contretes, swivel u ocho giratorio. Verificar que estos elementos estén seguros y no sufran solturas que ocasionen desprendimiento de boyas, verificar el desgaste de estos en su zona de desgaste. Preparar Reporte de Inspección firmado por un Inspector con Certificación en Inspección Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.
- 5.4. Todas las inspecciones serán complementadas con tinte penetrante en los elementos en donde se identifique posibilidad de fisura o rotura, con el fin de evaluar la reparación o el remplazo de todo el elemento.

NOTA: La inspección de las cadenas y accesorios se deberán efectuar en el sitio, de preferencia retirarlas y colocarlas en la chata para una mejor evaluación, para lo cual el CONTRATISTA deberá prever los equipos y personal necesarios y suficientes para la culminación de esta actividad in situ, sin perjudicar esta acción el proceso operativo del amarradero. El CONTRATISTA deberá considerar para esta actividad una chata de manera exclusiva para el personal, y otra chata para el cambio de mangueras. La Inspección de las cadenas, se realizará en el siguiente orden:

- 1) Pendura, Rozadero y Tendido de Cadena de Boya de Proa,
- 2) Pendura, Rozadero y Tendido de Cadena de Boya de Popa Centro, Pendura y Rozadero de Cadenas de Izaje y Troncal de Productos Negros y Blancos.
- 3) Pendura, Rozadero y Tendido de Cadena de Boya de Popa Estribor, Pendura y Rozadero de Cadenas de Referencia y Troncal de Productos Químicos.
- 4) Pendura, Rozadero y Tendido de Cadena de Boya de Popa Babor.

6.0 INSPECCIÓN DE CUELLO DE GANSO, PLET Y ESTRUCTURA DE PLET

La contratista a cargo deberá realizar la inspección del Cuello de Ganso de LSN2. En la inspección del cuello de ganso se deberán evaluar lo siguiente:

- 10.1. Pérdida de espesor de pared interna a través de Ultrasonido o Inspección Visual.
- 10.2. Presencia se pérdidas de material en el cuerpo o uniones bridadas tales como socavaciones, laminaciones, pits, porosidades, etc.
- 10.3. Signos de corrosión o falla en los cordones de soldadura. Estos deben ser evaluador con tinte penetrante, para lo cual la pintura deberá ser retirada en la zona a inspeccionar. Posterior a la evaluación se deberá resanar la pintura con COAL TAR.
- 10.4. Se emitirá un reporte de las condiciones encontradas firmado por un Inspector con Certificación Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A 2020, por el responsable del servicio y por un ingeniero colegiado habilitado de la especialidad de ingeniería mecánica, materiales, industrial, energía o mecánica eléctrica.

Para el caso del PLET se deberá tomar en la evaluación lo siguiente:

- 10.5. Calibración de espesores a través de Ultrasonido.
- 10.6. Evaluación de Uniones Bridadas, espárragos y tuercas. Los espárragos deben tener la longitud que cumpla con la norma ASME B16.5, así mismo la cantidad de espárragos
- 10.7. Evaluación de los cordones de soldadura, identificación de porosidades, socavaciones, fisuras, mordeduras, etc.
- 10.8. Evaluación del revestimiento: desprendimiento, falta de adherencia, ampollamiento, etc.
- 10.9. Evaluación de la estructura de PLET: situación de estructuras, abrazaderas, anclajes, cordones de soldadura, ánodos de sacrificio, pintura, presencia de corrosión, socavaciones, laminaciones, entre otros que comprometan al seguro funcionamiento de la línea submarina.
- 10.10. Se deberá presentar reporte que incluya record fotográfico firmado por un Inspector con Certificación Visual Nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A 2020, por el responsable del servicio y por un ingeniero colegiado habilitado de la especialidad de ingeniería mecánica, materiales, industrial, energía o mecánica eléctrica.

7.0 INSPECCIÓN VISUAL Y CALIBRACIÓN DE ESPESORES DE LÍNEAS SUBMARINAS LSN1 Y LSN2 TRAMOS SUBMARINAS Y AÉREOS.

Inspección de Líneas Submarinas de Carga y Descarga de Productos,

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-01 del Apéndice N° 14.

Tubería Submarina de LSN1 y LSN2 en Tierra.

Inspección visual: comprendido desde la zona de canaleta de concreto en el Terminal Portuario hasta el muro perimetral de Planta Conchán, incluyendo el tramo que atraviesa por la parte inferior a la carretera Nueva Panamericana Sur y Antigua Panamericana Sur. Se inspeccionará como mínimo lo siguiente:

- ✓ Pits alineados de manera longitudinal y circunferencial a la tubería.
- ✓ Socavaciones.
- ✓ Zonas de contacto con los soportes.
- ✓ Interfases aire-suelo.
- ✓ Abultamientos y hendiduras.
- ✓ Estado de los espárragos y tuercas.
- ✓ Otras indicaciones de importancia detectadas.
- ✓ Para la evaluación de estos defectos se tomará en cuenta como mínimo los siguientes estándares:
- ✓ ASME B13.34.
- ✓ Estándar de Ingeniería SI2-06-07 Apéndice N° 15.
- ✓ Procedimiento de Integridad PI-IS-008 Apéndice N° 16.
- ✓ Estándar de Ingeniería SI1-91-01.

Calibración Ultrasónica: comprendido desde la zona de canaleta de concreto en el Terminal Portuario hasta el muro perimetral de Planta Conchán, incluyendo el tramo que atraviesa por la parte inferior a la carretera Nueva Panamericana Sur y Antigua Panamericana Sur. La calibración de espesores se hará de forma que cada zona constará de 04 puntos de medición separados 90° en su perímetro. Cada zona estará distanciada una de otra 10 m, teniendo en cuenta que en todos los cordones desoldadura se realizará las cuatro mediciones antes indicadas, 5 cm a cada lado de la soldadura. Se tomará en cuenta los mismos estándares de Inspección Visual mencionados anteriormente para la evaluación de los espesores remanentes encontrados. Los reportes deben estar firmados por Inspectores Certificados en Inspección Visual y Ultrasonido nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.

Inspección de Pintura y/o Revestimiento: comprendido desde la zona de canaleta de concreto en el Terminal Portuario hasta el muro perimetral de Planta Conchán, incluyendo el tramo que atraviesa por la parte inferior a la carretera Nueva Panamericana Sur y Antigua Panamericana Sur. Se evaluará defectos de pintura tal como desprendimiento por ampollamiento o laminaciones, tizamiento, bajos espesores (los cuales deberán ser verificados con medición de espesores ultrasónica, cada 20 m), falta de adherencia, entre otros resaltantes que comprometan la adecuada operación de la línea.

Tubería Submarina LSN1 y LSN2 en mar.

Inspección visual: comprendido desde la brida que conecta el cuello de ganso con la tubería submarina para el caso de LSN2 y desde la brida del PLET unida a la tubería submarina en el caso de LSN1, hasta la zona en donde se entierra en el lecho marino. Se inspeccionará como mínimo lo siguiente:

- ✓ Pits alineados de manera longitudinal y circunferencial a la tubería.
- ✓ Socavaciones.
- ✓ Zonas de contacto con los bloques de concreto.
- ✓ Interfases mar-lecho marino.
- ✓ Abultamientos y hendiduras.
- ✓ Estado de los espárragos y tuercas.
- ✓ Otras indicaciones de importancia detectadas.
- ✓ Para la evaluación de estos defectos se tomará en cuenta como mínimo los siguientes estándares:
 - ASME B13.34.
 - Estándar de Ingeniería SI2-06-07 Apéndice N° 15.
 - Procedimiento de Integridad PI-IS-008 Apéndice N° 16.
 - Estándar de Ingeniería SI1-91-01.

Calibración Ultrasónica: comprendido desde la brida que conecta el cuello de ganso con la tubería submarina para el caso de LSN2 y desde la brida del PLET unida a la tubería submarina en el caso de LSN1, hasta la zona en donde se entierra en el lecho marino. La calibración de espesores se hará por zonas que constarán de 04 puntos de medición separados 90° en su perímetro. Cada zona estará distanciada una de otra 20 mm y se tomará una antes de que se entierre en el lecho marino (aproximadamente 10 cm de distancia de separación). Se tomará en cuenta los mismos estándares de Inspección Visual mencionados anteriormente para la evaluación de los espesores remanentes encontrados. Los reportes deben estar firmados por Inspectores Certificados en Inspección Visual y Ultrasonido nivel II bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020.

Se deben verificar las condiciones de la superficie del terreno y sus zonas adyacentes, observando indicaciones de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto, además de construcción de caminos, cunetas e invasiones al derecho de vía.

Inspección de bridas de unión, inspección spot de tramo enterrado.

NOTA:

En base a lo observado en las líneas y en coordinación con la supervisión de Inspección de equipos de PETROPERU, el buzo del CONTRATISTA podrá ampliar la inspección a una longitud mayor de la línea.

8.0 INSPECCION DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA Y MEDICIÓN DE Procedimiento de Integridad PI-IS-004, 006, 007 Apéndice N° 17 Inspección visual del transformador rectificador.

- Inspección del tanque, estanqueidad, tapa de cuba, aletas de refrigeración, piezas de fijación, ganchos de suspensión, estado de suciedad/polvo, estado de corrosión, ruido, vibración, temperatura del equipo, nivel de aceite, estado de empaquetaduras y válvulas de drenaje.
 - Medición de los parámetros eléctricos del transformador rectificador.
 - Medición de la tensión y corriente de alimentación, medición de la tensión y corriente de salida, verificación del conmutador de tomas TAP.
 - Retiro de muestra del aceite dieléctrico para análisis.
 - Análisis fisicoquímico dieléctrico y análisis cromatográfico según norma ASTM.
- Inspección de la cama anódica (17 ánodos)**
- Medición de corriente de drenaje en cada ánodo de MMO

- Inspección de la condición de las cajas de registro
- Inspección de los cables de alimentación
- Inspección de las conexiones eléctricas y unión entre cables y ánodos.

9.0. MEDICIÓN DE GRADIENTE DE VOLTAJE CORRIENTE DIRECTA (DCVG)

El DCVG consistirá en un diagnóstico del estado del recubrimiento de las tuberías LSN1 y LSN2, sin tener que efectuar excavaciones. El análisis por realizar debe permitir localizar y dimensionar el defecto. Estas mediciones se harán al tramo tierra hasta la orilla de Playa Conchán. Esta actividad será realizada en base a la norma NACE RP0502-2010.

El equipamiento por emplear para estas mediciones deberá contar con su última calibración cuyo certificado deberá ser emitido por una empresa acreditada por INACAL para la calibración de estos equipos o por el fabricante. Esta calibración no deberá tener una antigüedad mayor a un año. De ser equipos nuevos, éstos no deberán tener una antigüedad mayor a un año a la fecha de uso.

10.0. INFORME FINAL

La información se entregará conteniendo las partes siguientes:

- 10.1. Descripción de situación encontrada: Antecedentes, especificaciones técnicas de cada equipo o instalación, estado mecánico de los componentes, desperfectos, deficiencias, incompatibilidades, condición de los materiales, recubrimientos, etc., de los equipos o instalaciones, dependiendo del tipo de inspección y planos.
- 10.2. Análisis y evaluación de la Situación: Metodología seguida en la toma de medidas, pruebas, ensayos, inspección visual o con equipo, Reportes de Inspección, Protocolo de las Pruebas, etc., para determinar técnicamente su estado, de acuerdo a normas, estándares, reglamentos, procedimientos, etc. Memoria de cálculo del tiempo de vida remanente de cada equipo calibrado, tiempo para su próxima intervención para evitarla falla. Los reportes de Inspección deben incluir modelo, marca y número de serie de equipos de medición.
- 10.3. Trabajos realizados: Inspecciones, evaluaciones, instalación de facilidades para la inserción de probetas, soldadura, corte, entre otros.
- 10.4. Conclusiones: Determinar la situación específica del equipo, material o instalación de cada una de sus partes y en forma integral de acuerdo con el alcance del servicio solicitado.
- 10.5. Recomendaciones: Indicar la forma de remediar la situación indicando los materiales y repuestos con sus respectivas especificaciones técnicas, costos y proveedores, especificaciones, procedimientos METRADOS por PARTIDAS con sus respectivos tiempos de ejecución y detalle de recursos (equipos, herramientas, mano de obra especializada y no especializada) y todo lo necesario para su puesta en servicio mediante su reparación o reemplazo si fuera el caso.
- 10.6. Metrado de trabajos para recorrido del amarradero: Adjunto al informe, el contratista deberá presentar el metrado, con sus respectivos costos unitarios, de los trabajos a realizar para el próximo recorrido de amarradero. Incluye análisis de precios unitarios. Deberá estar basado en los resultados de las inspecciones realizadas en este servicio, tanto en las líneas de negros y blancos, tramomar y tierra, así como sus demás componentes (boyas, boyarines, cadenas, entre otros).
- 10.7. Anexos
 - a) Procedimientos de trabajos propios de la empresa ejecutora del servicio, correspondiente a las actividades realizadas, tales como:
 - a.1. Procedimiento de Inspección Visual de Líneas.

- a.2. Procedimiento de Inspección de Boyas, Boyarines y Cadenas.
- a.3. Procedimiento de Medición de Espesores.
- a.4. Procedimiento de Prueba Hidrostática.
- a.5. Procedimiento para medición por DCVG.
- a.6. Otros procedimientos solicitados y entregados por el representante de Petróleos de Perú.
- b) Fotos fechadas. Situación inicial y final de los elementos deteriorados inspeccionados
- c) Filmaciones fechadas de la inspección. Ídem
- d) Metrado y presupuesto. Balance cuantificado, por partidas, de los trabajos de mantenimiento recomendados, producto de las mediciones efectuadas. Presupuesto de los trabajos de mantenimiento, en base a los precios unitarios analizados, incluyendo gastos generales y utilidades No debe globalizarse partidas.
- e) Análisis de Precio Unitario de cada partida, desagregado por insumos (material, mano de obra, equipos y herramientas) de costo directo y fundamentado a precios de mercado. Igualmente, el desagregado de gastos generales
- f) Especificaciones técnicas de los trabajos de mantenimiento recomendados y lista de materiales
- g) Certificaciones ASNT-SNT-TC-1A del año 2020 de cada uno de los técnicos que realizan la medición de espesores, tanto en tramo mar como en tierra, y deberá identificarse en la firma del nivel III (quien avale el mencionado certificado) el código asignado por la ASNT, el cual se verificará su validez a través de la web de la norma mencionada.
- h) Certificado de calibración de los equipos empleados en la inspección y pruebas con vigencia de 1 año como máximo.
- i) Pruebas, protocolos, cuadros, datos, diagramas, esquemas, etc.
- j) Formatos, etc.

11.0. CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DEL PRESENTE SERVICIO

- 11.1. El contratista deberá presentar en adición del informe final y de las valorizaciones, un informe por cada ventana operativa indicada en el numeral 4.0., donde se describa las actividades realizadas en cada una de ellas en un plazo máximo de quince (15) días después del último día de actividad correspondiente en estas ventanas.
- 11.2. Todos los reportes sean de inspección visual, tinte penetrante y ultrasonido, deberán estar firmados por el inspector certificado nivel II del ensayo correspondiente, en base a la práctica recomendada SNT-TC-1A 2020. Adjunto a cada reporte deberá estar el certificado que avale el nivel II del inspector, y deberá estar firmado por el nivel III correspondiente. También deberán estar firmados por el Responsable del Servicio, por el responsable del servicio y por un ingeniero colegiado habilitado de la especialidad de ingeniería mecánica, mecánica eléctrica, naval, industrial, químico, petroquímica o de energía. Esto abarca a los reportes de boyas, boyarines, líneas, cadenas, muertos de concreto, cuello de ganso, PLET, estructura del PLET y mangueras submarinas.
- 11.3. Todos los trabajos contemplados se deberán realizar bajo las normas de referencia indicadas en estas condiciones técnicas y en los procedimientos adjuntos.
- 11.4. Como resultado de los espesores remanentes y pérdidas de espesor detectados tales como socavaciones, perforaciones no pasantes, entre otros, se deberá calcular el MPY, el tiempo de vida remanente y el periodo más próximo para su siguiente intervención.
- 11.5. El CONTRATISTA presentará un Informe referido a las actividades del Amarradero impreso en formato A-4 y anillado (en original y 2 copias), asimismo, serán enviados digitalmente conjuntamente con los planos en formatos (*.dwf) y (*.dwg) editables con AutoCad y con sus respectivos códigos

- de color y escalas de ploteo.
- 11.6. Los informes deberán contener consistencia técnica, orden adecuado y guardar relación con los resultados obtenidos. Se sustentará con los reportes de inspección y protocolos de prueba ejecutados en los equipos o sistemas intervenidos. Se deberán indicar específicamente las normas, estándares o códigos de ingeniería, nacionales e/o internacionales, que respalden los procedimientos empleados en los trabajos realizados, así como las conclusiones y recomendaciones.
 - 11.7. El informe final, deberán estar firmados por el Responsable del servicio, el representante legal de la empresa y por un Ingeniero Colegiado y Habilitado de las especialidades de mecánica, mecánica eléctrica, naval, industrial, químico, petroquímica o de energía.

APÉNDICE 2 – FORMATO DE PROPUESTA ECONÓMICA

Lima,de de 2023

Señores:

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

Jefatura Técnica y Contrataciones

Referencia : SEL- -2023-OPC/PETROPERU SERVICIO DE INSPECCIÓN DE INSPECCIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS, CADENAS, BOYAS Y BOYARINES DE REFINERÍA CONCHÁN.

Estimados señores:

La presente tiene por objeto alcanzar nuestra propuesta económica a precios unitarios, para brindar los servicios requeridos mediante el proceso indicado en la referencia, de acuerdo a las condiciones establecidas en las Bases. En tal sentido, nuestra propuesta es la siguiente:

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO S/.	PRECIO PARCIAL S/.
INSPECCION DEL AMARREDERO				
1.0. Trabajos Generales. ✓ Identificación de Ordenamiento de Mangueras Submarinas. ✓ Verificación del Lecho Marino. ✓ Verificación Topográfica al final del Servicio.	Global	1,0		
2.0. Inspección de boyas y boyarines	Global	1,0		
3.0. Inspección y pruebas de mangueras submarinas LSN1 y LSN2	Global	1,0		
4.0. Inspección de Válvulas Mariposa y Camlocks de LSN1 y LSN2.	Global	1,0		
5.0. Inspección de cadenas y grilletes de boyas y boyarines	Global	1,0		
6.0. Inspección de Cuello de Ganso, PLET y Estructura del PLET.	Global	1,0		
7.0. Inspección visual y calibración de espesores de Líneas Submarinas LSN1 y LSN2 tramos submarinos y aéreos.	Global	1,0		
8.0. Inspección de Revestimiento de Ductos Submarinos con técnica DCVG.	Global	1,0		
9.0. Informe Final del Servicio	Global	1,0		
Sub Total (S/)				
IGV (S/)				
Total (S/)				

Son: **S/** (..... con .../100 Soles), incluido el I.G.V.

Atentamente, Firma; Nombre;

Nº doc. Identidad; y Sello del representante legal del Postor

APÉNDICE N° 3 – PERFIL DE PERSONAL

El personal que proporcione el CONTRATISTA deberá reunir las siguientes condiciones generales:

- ✓ Ser mayores de edad.
- ✓ Tener buena salud física y mental.

PETROPERU se reserva el derecho de solicitar al CONTRATISTA y éste, se obliga a reemplazar al personal descrito en el presente anexo por otro de mayor experiencia, cuando el profesional no cumpla apropiadamente con las Obligaciones y/o perfil descritos en el presente anexo.

El personal que realiza la inspección de los equipos del Amarradero (mar y tierra), deberá contar con las competencias, experiencia y conocimientos en las técnicas a aplicar, asimismo contar con la debida certificación que lo acredite (ASNT, ASME, API, AWS, etc).

1. RESPONSABLE DEL SERVICIO

a) Función

Garantizar que los trabajos a cargo del Contratista deben ser efectuados cumpliendo con las Especificaciones Técnicas y las indicaciones impartidas por el Supervisor de PETROPERU durante la ejecución del servicio.

Velar por el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato del presente servicio.

b) Perfil del Profesional mínima

- Ingeniero titulado y colegiado en la especialidad de Ingeniería Mecánica, Industrial, Física, Mecánica Eléctrica, Metalúrgica, Materiales, Naval o de Energía.
- Experiencia mínima acreditada de cinco (05) años en trabajos de inspección y/o mantenimiento de equipos o instalaciones de portuarias, amarraderos, barcasas, líneas submarinas, boyas y/o boyarines; aplicando normativa nacional o internacional. La experiencia solicitada ha de ser con el cargo de responsable del proyecto o servicio correspondiente.
- Tener conocimientos de Seguridad Industrial en la Industria Petrolera y de Supervivencia marítima a bordo.

c) Aptitudes

- Tener conocimientos amplios de los materiales que se van a utilizar en el servicio
- Tener conocimientos específicos de las Normas y Procedimientos afines al objeto del servicio descrito en las Condiciones Técnicas y Estándares para el Control de Calidad de soldadura, pintura y conocimientos amplios de Sistemas de Protección Catódica y Mediciones de Potenciales de Corrosión.
- Poseer mando y liderazgo para manejo de su personal.
- Ser puntual y planificar sus trabajos con la debida oportunidad para evitar retrasos por situaciones imprevistas u otros motivos.
- Tener conocimientos de computación a nivel usuario.

d) Obligaciones

- Supervisar que las ejecuciones de las diversas actividades se realicen de acuerdo a procedimientos, normas, especificaciones técnicas, planos y plazos descritos en Bases e indicaciones del supervisor de contacto.
- Llenar el Cuaderno de Servicio.
- Verificar, programar y ejecutar las actividades de acuerdo con su "Procedimiento de Trabajos" presentado por el CONTRATISTA y aprobado por PETROPERU.
- Verificar la calidad de los materiales, insumos y consumibles sean los solicitados en las Condiciones Técnicas y cumplan con las especificaciones técnicas.
- Supervisar que los trabajadores del CONTRATISTA, efectúen los trabajos con eficiencia, calidad, seguridad y protegiendo el medio ambiente.
- Velar y evitar que el personal del CONTRATISTA incumpla las normas y procedimientos de las

especificaciones técnicas, aspectos de seguridad y protección ambiental.

- Retirar de las instalaciones de Refinería Conchán al personal ineficiente, con malos antecedentes o mala conducta en el trabajo, bajo rendimiento o que presente síntomas de haber ingerido bebidas alcohólicas o drogas.
- Supervisar el buen estado y uso correcto de sus equipos y herramientas y proceder a su inmediato reemplazo cuando presente desgaste o daños.
- Permanecer en el área de trabajo todos los días que demande la ejecución de los trabajos, desde antes del inicio de la jornada hasta el término de ésta.
- Los trabajos serán suspendidos cada vez que el "Responsable del Servicio" deba ausentarse del amarradero. Si los trabajos son suspendidos por una hora o más, el "Responsable del Servicio" deberá coordinar con el Supervisor responsable de PETROPERU la emisión de un nuevo Permiso de Trabajo.

2. SUPERVISOR CASS

a) Funciones

- Responsable de la capacitación (a todos los trabajadores del servicio) del Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.
- Responsable de la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos de la labor a realizar y elaboración del IPER, conjuntamente con el: Análisis de Trabajo Seguro (ATS).
- Identificar aspectos ambientales que puedan generarse antes y durante la ejecución de los trabajos, implementando controles respectivos para minimizar los riesgos, siendo éstos difundidos al personal.
- Responsable de la difusión de los riesgos identificados según Mapa de Riesgos de Refinería Conchán.
- Informar de inmediato al Encargado del Servicio la ocurrencia de incidentes y accidentes, a la vez elabora los informes correspondientes, adicionando las declaraciones del accidentado y de los testigos para facilitar la investigación.
- Aprobar el Curso de Inducción.
- Mantener los registros de accidentes y/o incidentes de trabajo e incidentes en el que deberá constar la investigación y las medidas correctivas adoptadas.
- Mantener la confidencialidad con respecto a la información técnica y clasificada de propiedad de Refinería Conchán.
- Manejo de Office 2010 (Word, Excel, PowerPoint).

b) Perfil del Profesional

Formación:

- Titulado, colegiado y habilitado, en carreras de ingeniería u otras especialidades asociadas al servicio.

Experiencia

- Mínimo (02) dos años de experiencia laboral en la gestión de seguridad, salud en el trabajo y ambiental en la actividad de hidrocarburos, minería, industrias químicas, construcción o afín a la actividad de inspección, mantenimiento y/o construcción de ductos submarinos, cadenas, boyas, boyarines.
- Asimismo, dentro de la experiencia de dos años, debe contar con (01) año de experiencia en la actividad de inspección, mantenimiento y/o construcción de ductos submarinos, cadenas, boyas, boyarines.

Conocimiento

- Con capacitación y/o estudios de especialización en seguridad y salud en el trabajo, estos temas deben acumular una duración mínima de 120 horas. Deseables cursos de ambiental y calidad.
- Capacitación en el(los) trabajo(s) de alto riesgo a ejecutar.

- Otras capacitaciones que sean requeridas por el Originador en las Condiciones Técnicas de contratación.

El Curriculum Vitae deberá estar firmado por el personal propuesto y por la empresa adjudicataria. La acreditación del perfil se acreditará con el curriculum vitae, los certificados de capacitación solicitados anteriormente, copia del título profesional del certificado de colegiatura vigente y con los certificados de trabajo que avalen la experiencia solicitada.

3. BUZOS PROFESIONALES

a) Funciones

Garantizar que los trabajos submarinos de inspección de las líneas de transferencia de productos blancos, negros y químicos; mangueras submarinas y otros componentes del amarradero de Refinería Conchan, se realicen cumpliendo estrictamente lo dispuesto en las Condiciones Técnicas.

b) Alcance

El CONTRATISTA debe disponer permanentemente de mínimo dos (12) Buzos profesionales, durante el tiempo total que demande la prestación del servicio de consultoría.

c) Perfil del Profesional

- Buzos con patente vigente aprobados por DICAPI, mínimo 2da. Categoría
 - Haber realizado trabajos de inspección subacuática de amarraderos, terminales, muelles y/o instalaciones portuarias marítimas.
- #### d) Aptitudes
- Poseer conocimiento en Ensayos No Destructivos, tales como VT, UT y/o RT bajo la norma ASNT-SNT-TC-1A del año 2020, el cual será validado con certificados de cursos.
 - Conocer los reglamentos de seguridad relacionados con su actividad.
 - Conocer y cumplir las Normas de Seguridad de PETROPERU, que le señale el Supervisor de Seguridad del Contratista, ó el representante de PETROPERU.
 - Conocimiento amplio del manejo de filmadoras submarinas.
 - Conocimiento amplio relacionado con las actividades de Inspección de líneas submarinas y sus componentes; en el ámbito de su especialidad.
 - Conocimiento de Supervivencia en Mar.
 - Conocimiento de Ensayos No Destructivos.

e) Obligaciones

- Permanecerá en el área exclusiva de trabajo, el tiempo que demande la ejecución de la inspección submarina.
- Reportar directamente al supervisor de PETROPERU ó su representante técnico fiscalizador, todas las incidencias que se presenten durante la ejecución de los trabajos submarinos.
- Disponer de equipos adecuados, que garantice su seguridad en las actividades submarinas y el cumplimiento de los trabajos de acuerdo al Plan de Inspección.

4. MANIOBRISTAS

a) Funciones

Garantizar que los trabajos submarinos de inspección de las líneas de transferencia de productos blancos, negros y químicos; mangueras submarinas y otros componentes del amarradero, de Refinería Conchan, se realicen cumpliendo estrictamente lo dispuesto en las Condiciones Técnicas.

b) Alcance

El CONTRATISTA debe disponer permanentemente de MANIOBRISTAS con experiencia en labores de izaje de equipos pesados, acarreo de mangueras submarinas, de acuerdo a las especificaciones de manipuleo de mangueras, que minimicen su doblez severo, caída ó cualquier deterioro durante su izaje.

c) Perfil

- Experiencia comprobada en trabajos de maniobras de equipos, tuberías y mangueras relacionados con inspección ó recorrido de amarraderos
- Buen estado físico, para realizar labores continuas en el mar.
- Conocimiento en supervivencia en mar.

d) Obligaciones

- Conocer los reglamentos de seguridad relacionados con su actividad.
- Conocer y cumplir las Normas de Seguridad de PETROPERÚ, que le señale el Supervisor de Seguridad del CONTRATISTA, ó el representante de PETROPERÚ.
- Conocimiento amplio relacionado con las actividades de maniobra de mar, relacionadas con Inspección de líneas submarinas, cadenas, grilletes, mangueras y sus componentes; en el ámbito de su especialidad.
- Disponer del equipamiento adecuado que garantice su seguridad en las actividades de acarreo e izaje de mangueras submarinas y el cumplimiento de los trabajos.
- Utilizar permanentemente la vestimenta ó equipo de protección adecuado, durante la ejecución de las actividades.
- Estar en buenas condiciones de salud, física y mental para efectuar trabajos.

5. INSPECTORES

a) Funciones

- Efectuar las tareas encomendadas por el Responsable del Servicio con el fin de cumplir las obligaciones derivadas del Contrato del presente servicio.

b) Alcance

- El CONTRATISTA debe disponer permanentemente de mínimo dos (02) técnicos inspectores, durante el tiempo que demande las actividades de ensayos no destructivos contempladas en este servicio.

c) Perfil

- Dos (02) técnicos inspectores, con experiencia mínima de dos (02) años en inspección de líneas de transporte de hidrocarburos con certificación en base a la práctica recomendada ASNT-SNT-TC-1A del año 2020. Los Niveles y Ensayos en las cuales deben estar certificados son los siguientes:

- ✓ Nivel II en VT.
- ✓ Nivel II en PT.
- ✓ Nivel II en UT.

La certificación de los inspectores tendrá que ser firmada y avalada por un Inspector Nivel III ASNT en el ensayo que certifica al Técnico Inspector, y debe estar vigente. La veracidad de los certificados presentados, serán corroborados a través del código del Inspector Nivel III a través de la Pagina Web de la ASNT. Dicho código deberá mostrar que el Inspector Nivel III posee vigencia y que está reconocido por la norma en mención. Cualquier observación que se verifique en la página web en mención, será causal de rechazo.

- Tener conocimientos de Seguridad Industrial en la Industria Petrolera.

d) Aptitudes

- Estar en buenas condiciones físicas y mentales para realizar trabajos continuados.
- Ser puntual y responsable para evitar retrasos por situaciones imprevistas u otros motivos.

- Tener capacidad para trabajar “bajo presión”.
 - Conocer ampliamente los materiales que se van a utilizar en el servicio, así como el manejo de catálogos y normas afines al servicio que van a ejecutar.
 - Tener conocimientos amplios de los materiales que se van a utilizar en el servicio
 - Tener conocimientos específicos de las Normas y Procedimientos afines al objeto del servicio descrito en las Condiciones Técnicas y Estándares.
- e) Obligaciones
- Cumplir con las tareas encomendadas por el responsable del Servicio.
 - Permanecer en el área de trabajo durante el tiempo en que se ejecuten las labores.
 - Cumplir con las indicaciones de seguridad requeridas antes y durante la ejecución de los trabajos.
 - Efectuar el adecuado uso de equipos, herramientas y materiales.
 - Reportar al Encargado del Servicio todas las incidencias que se presenten durante la ejecución de los trabajos.
 - Tener conocimiento del Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas, y las reglas de seguridad afines, durante la ejecución de los trabajos
 - Efectuar las mediciones, calibraciones de los equipos, ensayos, etc.
 - Utilizar permanentemente la vestimenta o equipo de protección adecuado, durante la ejecución de las actividades.
 - Firmar y avalar los reportes que emitan sobre los ensayos no destructivos relacionados a los trabajos de estas presentes condiciones técnicas.

Notas:

- ❖ Se acepta que el Responsable del Servicio desempeñe las labores de Supervisor CASS siempre y cuando cumpla el mismo perfil.
- ❖ Para los casos en que se hagan trabajos en paralelo, en tierra como en mar, el Supervisor CASS deberá estar presente en los trabajos de mar y el Asistente CASS deberá estar en los trabajos en tierra. Este Asistente CASS deberá tener el siguiente perfil profesional:
 - Ser trabajador del empleador.
 - Tener dieciocho (18) años como mínimo.
 - De preferencia, tener capacitación en temas de seguridad y salud en el trabajo o laborar en puestos que permitan tener conocimiento o información sobre riesgos laborales

Apéndice N° 4

CLÁUSULA SISTEMA DE INTEGRIDAD

"El Sistema de Integridad tiene como finalidad gestionar la ética e integridad en PETROPERÚ, asumiendo un compromiso con las normas del sistema, así como fortalecer la cultura ética basada en la política de tolerancia cero frente al fraude, a la corrupción y a cualquier acto irregular, proporcionando así las directrices a seguir para desarrollar acciones preventivas y detectar actos irregulares.

En ese sentido, el CONTRATISTA/CLIENTE se obliga al cumplimiento de lo dispuesto en: i) el Código de Integridad de PETROPERÚ; ii) la Política Corporativa de Integridad y Lucha contra la Corrupción y el Fraude; y, iii) los lineamientos del Sistema de Integridad, en lo que le sea aplicable a las obligaciones a su cargo.

El Código de Integridad de PETROPERÚ, la Política Corporativa de Integridad y Lucha contra la Corrupción y el Fraude, así como los Lineamientos del Sistema de Integridad se encuentran publicados en el portal de PETROPERÚ, en el siguiente enlace: <https://www.petroperu.com.pe/buen-gobierno-corporativo/nuestro-sistema-de-integridad/>."

Apéndice N° 5

(aplicable a los proveedores para la adquisición de hidrocarburos, biocombustibles y otros bienes, contratación de servicios y obras nacionales e internacionales; sean personas naturales o jurídicas de Derecho Privado nacional o internacional)

"Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, de delitos de Corrupción y de Soborno:

En virtud de la presente cláusula, el Contratista declara haber recibido y leído la Política de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, de Delitos de Corrupción y de Gestión Antisoborno de PETROPERÚ adjunta al presente contrato; manifestando comprenderla y comprometiéndose a cumplirla, conjuntamente con sus socios o asociados, directores, integrantes de los órganos de administración, representantes legales, apoderados, y toda persona natural o jurídica que actúa por su cuenta o beneficio, por su encargo o en su representación; con énfasis en los siguientes aspectos:

1. Utilizar recursos en la ejecución del presente contrato y la totalidad de pagos o cualquier otra transferencia de recursos, incluyendo garantías reales, efectuadas en favor de PETROPERÚ S.A., que proceden de fondos lícitos.
2. No incurrir en delitos de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, o Corrupción bajo las formas de: Cohecho Activo Genérico, Específico o Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple o Agravada, entre otros delitos que las leyes de la materia establezcan, tales como la Ley N° 30424 y sus normas modificatorias, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
3. No realizar, ofrecer, autorizar, solicitar o aceptar cualquier pago indebido o ilegal o, en general, cualquier beneficio indebido o ilegal o soborno, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
4. Que ni el, ni sus socios o asociados (con la titularidad del 10% o más de acciones o participaciones), directores y gerentes: a) Tienen condena, mediante sentencia firme, por delito de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, delitos precedentes como Narcotráfico, Delitos Tributarios o Aduaneros, Minería Ilegal, Corrupción u otros que genere ganancias ilegales; Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada o Soborno; en el ámbito nacional o internacional; b) Se encuentran comprendidos en la Lista OFAC (Oficina de Control de Activos Extranjeros del departamento de Tesoro de los Estados Unidos de América), Lista de Terroristas del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, Lista relacionada con el Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva emitida por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.
5. Prevenir el soborno, adoptando medidas técnicas, organizativas o de personal apropiadas para evitar acto o práctica indebidos o conductas ilícitas; en la materia sobre la que versa el presente contrato.
6. Poner a disposición de PETROPERÚ S.A. información veraz y completa, y en caso ésta sufra variaciones, presentar la información actualizada en un plazo de quince (15) días hábiles. PETROPERÚ S.A. puede solicitar la información que considere pertinente en cumplimiento de la legislación de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.
7. Comunicar a PETROPERÚ S.A. y las autoridades competentes, de manera directa y oportuna, cualquier acto o práctica indebidos o conductas ilícitas de la que tuviera conocimiento en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.

PETROPERÚ S.A. puede resolver en cualquier momento el presente Contrato de pleno derecho, mediante notificación escrita al Contratista si, respaldado por evidencias, considera que el Contratista ha incumplido cualquiera de los compromisos mencionados en esta cláusula, situando a PETROPERÚ S.A. frente a un riesgo legal, patrimonial o reputacional o que pueda generarle sanciones administrativas, civiles, penales; sin perjuicio de que PETROPERÚ S.A. brinde información a las autoridades competentes e inicie las acciones legales pertinentes, incluyendo las indemnizatorias que resulten aplicables".



POLÍTICA DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y DE FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, DE DELITOS DE CORRUPCIÓN Y DE GESTIÓN ANTISOBORNO

El Directorio de Petróleos del Perú (en adelante PETROPERÚ S.A.) dedicada a la refinación, distribución y comercialización de combustibles y productos derivados de los hidrocarburos, expresa su rechazo a todo acto o intento de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo; de Corrupción, bajo las formas de Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada y otros; así como prohíbe todo acto o intento de Soborno; por parte de sus funcionarios, trabajadores y/o clientes, proveedores, socios o terceros relacionados; estando comprometido a que la Empresa cumpla las leyes de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo; de lucha contra la Corrupción y Antisoborno tales como la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos de 1977 (FCPA); así como los requisitos del Sistema de Gestión Antisoborno; manteniendo y cautelando la mejora continua del Sistema de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo en su calidad de Sujeto Obligado, conforme a la Ley 27693 y su Reglamento; del Sistema de Prevención de Delitos de Corrupción bajo los alcances de la Ley No. 30424 y normas modificatorias y reglamentarias; así como del Sistema de Gestión Antisoborno conforme a la Norma ISO 37001:2016; así como cualquier otra normativa que resulta aplicable.

En dicho marco, PETROPERÚ declara que no iniciará relaciones contractuales, laborales ni comerciales, con personas naturales o jurídicas, si éstas o algunos de sus Socios (con la titularidad del 10% o más de acciones o participaciones), Directores o Gerentes; han sido: i) Condenados, mediante sentencia firme, por delito de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, delitos precedentes como Narcotráfico, Delitos Tributarios o Aduaneros, Minería Ilegal, Corrupción u otros que genere ganancias ilegales; Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada, Soborno; en el ámbito nacional o internacional, durante el tiempo que dure la pena impuesta en la sentencia; y/o hubieran aceptado haber cometido tales delitos en dichos ámbitos, durante el lapso de 15 años desde la aceptación, salvo disposición legal en contrario; o, ii) Comprendidos en la Lista OFAC (Oficina de Control de Activos Extranjeros del departamento de Tesoro de los Estados Unidos de América), Lista de Terroristas del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, Lista relacionadas con el Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva emitida por el Consejo de Seguridad de la ONU; o, iii) Han presentado documentación falsa u omisiones en Declaración Jurada entregada a la Empresa, según lo previsto en el Código Penal Peruano, por el lapso de 6 años desde que se produjo el hecho.

El Directorio ha encargado al Oficial de Cumplimiento, para que juntamente con el ente colegiado; ejerza la supervisión de la implementación y el mantenimiento de los referidos Sistemas de Prevención y/o Gestión; debiendo velar porque goce de



autoridad, autonomía e independencia para el ejercicio de sus funciones; reportándole el Oficial, de cualquier actuación, conducta, información o evidencia que pueda vulnerar la presente Política.

La Empresa promueve y garantiza la implementación y funcionamiento del Procedimiento de Planteamiento de Inquietudes (denominado "*Línea de Integridad*"), mediante consultas o denuncias de buena fe ante hechos o conductas sospechosas; garantizando la confidencialidad de estas, así como la protección ante cualquier tipo de represalias al denunciante.

Los trabajadores y/o terceros o partes interesadas que incumplan cualquiera de las disposiciones de esta Política serán sujetos, previa investigación, a las medidas administrativas, civiles, penales y/o acciones contractuales correspondientes.

LA EMPRESA.

Apéndice N° 7**DECLARACIÓN JURADA DE PARALIZACIÓN DE TRABAJOS POR RIESGO INMINENTE**

Yo _____, Representante Legal / Gerente General de la empresa _____ con RUC _____, me comprometo a garantizar la identificación de todos los peligros y riesgos asociados a mis actividades, así como ejecutar los controles de eliminación, sustitución, controles de ingeniería, controles administrativos y/o correcto uso de los Equipos de Protección Personal requeridos para la ejecución de un trabajo seguro. Del mismo modo, de identificar o concurrir riesgo grave o inminente para la seguridad o salud de los trabajadores de mi empresa o de terceros, GARANTIZO LA PARALIZACIÓN O PROHIBICIÓN INMEDIATA DE TRABAJOS Y/O TAREAS.

Garantizo que:

- Las ordenes de paralización o prohibición de trabajos por riesgo grave o inminente deben ser inmediatamente ejecutadas.
- Antes de reiniciar las actividades operativas, me comprometo a levantar las condiciones subestándares identificadas.
- En caso la paralización de trabajo haya sido por causa de mi representada, ésta se ejecutará sin perjuicio a PETROPERÚ, quien no asumirá ningún costo asociado por las horas paralizadas.

Representante Legal / Gerente General

Apéndice N° 8**DECLARACIÓN JURADA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO**

Lima, de de 2023

Señores:**Petróleos del Perú – PETROPERU S.A. Presente. –**

Yo identificado con DNI N°....., Gerente General / Representante Legal de la empresa....., con RUC N° con domicilio legal en;.....declaro bajo juramento que:

La empresa a la cual represento ha implementado un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo, conforme a lo ordenado por la Ley N° 29783 y su reglamento; asimismo, se implementará y cumplirá los requerimientos aplicables de ambiente y seguridad exigidos por la reglamentación sectorial y por PETROPERÚ.

.....
Gerente General / Representante Legal

Apéndice 9: Inducción Específica en el Área de Trabajo.

Apéndice N° 9**INDUCCIÓN ESPECÍFICA EN EL ÁREA DE TRABAJO**

Sede:	
OTT/OC:	
Empresa contratista:	
Nombre del trabajador:	
Puesto de Trabajo:	
Fecha:	
Área de trabajo:	

Se deja constancia que durante la inducción específica se ha explicado los siguientes tópicos:

- Explicación en campo de los peligros, riesgos y medidas de control (Matriz IPERC) del puesto de trabajo.
- Explicación de los trabajos de alto riesgo ejecutados por el puesto de trabajo.
- Agentes físicos, químicos, biológicos, ergonomía, psicosociales del puesto de trabajo.
- Análisis de Peligro del Proceso (PHA), según la RCD N° 203-2020-OS/CD (según aplique).
- Plan de Respuesta a Emergencias establecidos para el área donde se desempeña el trabajador.
- Capacitación de los procedimientos de trabajo aplicables al puesto de trabajo.
- Código de colores y señalización en el área.
- Uso de Equipo de Protección Personal (EPP) apropiado para el tipo de tarea asignada; con explicación de los estándares de uso.
- Número de Centro Control y otras formas de comunicación con radio portátil o estacionario; quiénes, cómo y cuándo se deben utilizar.
- Práctica de ubicación (recorrido en campo) y uso de equipos de respuesta a emergencias, sistema contra incendio, sistemas de alarma, comunicación, extintores, botiquines, camillas, duchas, lava ojos y otros dispositivos utilizados para casos de respuesta a emergencias.
- Como reportar incidentes de personas, maquinarias o daños de la propiedad de la empresa.
- Importancia del orden y la limpieza en la zona de trabajo.
- Seguimiento, verificación y evaluación del desempeño del trabajador hasta que sea capaz de realizar la tarea asignada.

.....
Firma del trabajador

.....
Ingeniero Residente
/Responsable de la contratista

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-02.

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 1 de 7
	SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

 Revisión 1 Carlos Zapata dR.	 Revisión 2 Omar Arevalo I.	 Revisión 3 Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F. Fecha: Octubre.2014
---	---	---	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU
 No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU

PETROPERU		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA S11-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 7

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arevalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 7
	SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA **SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO – BOYAS DE AMARRE**.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 081-2007 "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto".

SI1 Trabajos de mantenimiento - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

Este procedimiento servirá para determinar la condición física de las boyas del amarradero multiboyas de Refinería Conchán.

Los resultados de la inspección servirán como base para la elaboración de programas de mantenimiento, reparación o reemplazo.

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y "clientes" operativos las desviaciones ocurrientes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arevalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			
			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACIÓN UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 7
	SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Representación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

5.1. Descripción: Inspección y mantenimiento del equipos de terminal submarino, amarradero y boyas de amarre.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. INSTRUCCIONES GENERALES:

La inspección de las boyas se efectuará semestral y anual.

Cada boya llevará una identificación de referencia, Número Local pintado en el cuerpo con pintura color negro.

5.4. INSPECCIÓN SEMESTRAL.

5.4.1. Los buzos deberán efectuar la inspección sub. – acuática de la boya, para determinar lo siguiente:

- Presencia de abolladuras.
- Perforaciones.
- Falla de la pintura.
- Desgaste de los ánodos de sacrificio.

5.4.2. Los resultados de la inspección deberán ser reportados, para determinar si es necesario una reparación inmediata o una programación para ejecutarlo durante el recorrido anual.

5.5. INSPECCION ANUAL.

Durante la inspección General (Recorrido Anual), deberán efectuar lo siguiente:

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arévalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			
Fecha: Octubre.2014			

PETROPERU		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 5 de 7
	SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	

5.5.1. Retirar la boya del mar y llevarla a tierra al área de trabajo.

5.5.2. Limpiar totalmente la superficie exterior removiendo las incrustaciones marinas, de acuerdo al siguiente criterio:

- Si el deterioro de la pintura es menor al 15%, efectuar solamente resane de la pintura y darle un acabado total final de la última capa.
- Si el deterioro de la pintura es mayor que el 15% del área total proceder a limpiar con chorro de arena (sand blast) y proceder al pintado total de acuerdo al Estándar **SI3-22-13**. La etapa del pintado deberá ser efectuado al finalizar todos los trabajos de reparación.

5.5.3. Sacar el eje central (varón) en caso tenga este elemento, limpiarlo para inspección.

5.5.4. Abrir el manhole superior para permitir el ingreso al interior para limpieza e inspección.

5.5.5. Inspeccionar los elementos móviles (pin, bocinas) y suavizar los ganchos de desenganche rápido.

5.5.6. Tener especial cuidado en la inspección del sistema de sujeción y soportes del gancho de desenganche rápido, verificar los cordones de soldadura y refuerzos.

5.5.7. Efectuar reparaciones (si los hubiera) de acuerdo a recomendaciones que emitirá el inspector.

5.5.8. Inspeccionar los ánodos de sacrificio, estos deberán ser reemplazados si el desgaste es mayor al 50%.

5.5.9. Después de efectuar todas las reparaciones y pintado, realizar una prueba neumática para verificar hermeticidad, de acuerdo al siguiente procedimiento.

5.6. PRUEBA NEUMATICA

5.6.1. Suministro de Aire.

El suministro de aire para la prueba neumática de los compartimientos se realizará por medio del dispositivo esquematizado en la Fig. 1 del Anexo A, el cual debe ser enroscado en el orificio de 50 mm (2") de la tapa del manhole, en cada compartimiento. La válvula de seguridad de dicho dispositivo debe estar calibrada a 3 libras por pulgadas cuadradas (PSI).

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arévalo	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 7
	SI1-91-02 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYAS DE AMARRE	

5.6.2. Presión.

La presión del aire deberá ser un máximo de 2 libras por pulgadas cuadrada (PSI) en el interior del compartimiento y deberá alcanzarse en etapas progresivas.

5.6.3. Procedimiento General.

- Verificar las conexiones roscadas donde se instalará la manguera de aire.
- Verificar las soldaduras de la boya.
- Verificar la hermeticidad de la tapa del manhole.
- Instalar el sistema para suministro de aire a la boya.
- Suministrar aire al compartimiento hasta alcanzar una presión de 2 PSI, luego cerrar el suministro de aire y comenzar la inspección con el equipo detector de fuga, o agua con jabón, alrededor de las soldaduras y sitios de difícil acceso en los compartimientos adyacentes al que se está ensayando.

5.6.4. Responsabilidades.

Las pruebas neumáticas deberán ser presenciadas por un representante de Inspección de Equipos.

6. ANEXOS

Anexo A: "Procedimiento para asegurar estanqueidad en compartimiento de unidades flotantes" – Figura 1 Dispositivos para pruebas neumáticas.

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arévalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

ANEXO A

PROCEDIMIENTO PARA ASEGURAR ESTANQUEIDAD EN
COMPARTIMIENTOS DE UNIDADES FLOTANTES

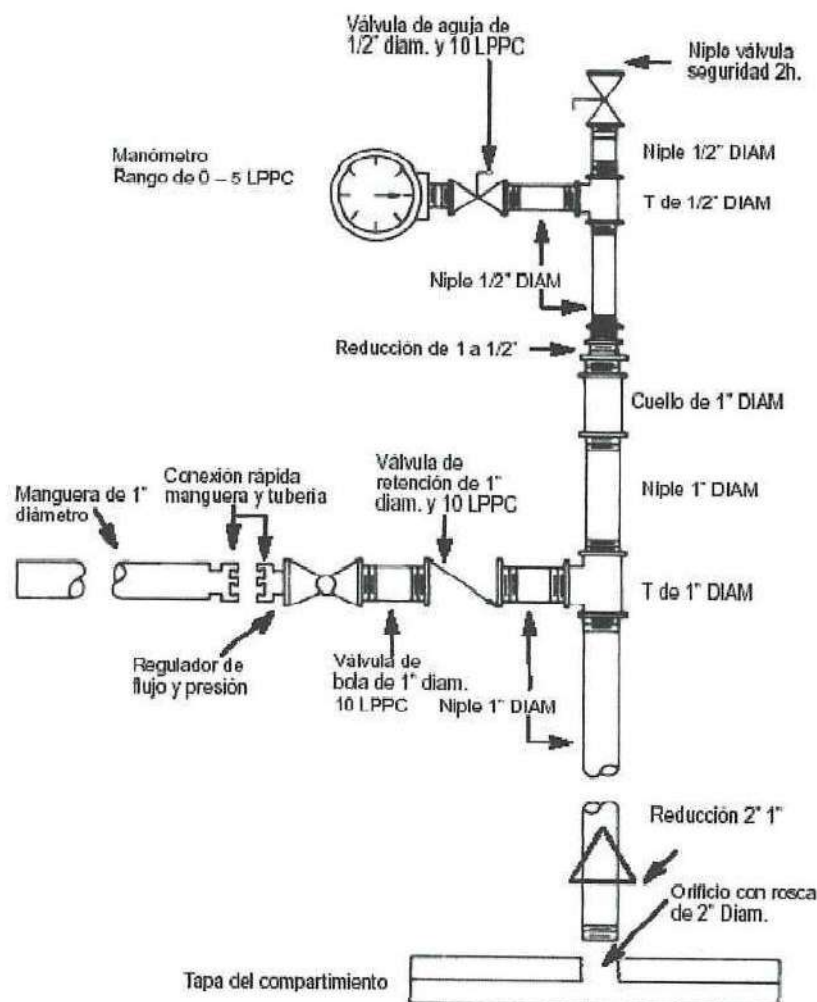


Fig 1. DISPOSITIVOS PARA PRUEBAS NEUMATICAS

Revisión 1 Carlos Zapata dR.	Revisión 2 Omar Arévalo I.	Revisión 3 Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-04.

**REFINERIA CONCHAN
DEPARTAMENTO
REFINACION
UNIDAD INSPECCION****ESTÁNDAR DE INGENIERÍA
SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE
TERMINAL SUBMARINO
BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION****PROCEDIMIENTO**

Versión : v.2

Página 1 de 8

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
 Carlos Zapata dR.	 Omar Arevalo I.	 Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

PETROPERU		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA S11-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 8

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arévalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO Y AMARRADERO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION MARITIMA.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 081-2007 "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto".

SI1 Trabajos de mantenimiento - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

Dar las pautas generales para programar y efectuar la inspección y mantenimiento de las boyas luminosas, a fin de dar confiabilidad de su operatividad.

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y "clientes" operativos las desviaciones ocurrentes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arévalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Representación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

5.1. Descripción: Inspección y mantenimiento del equipos de terminal submarino, amarradero y boya luminosa de señalización marítima de Refinería Conchán.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. Procedimiento:
Seguir los procedimientos para la inspección descritas en los puntos 5.4 al 5.7.

5.4. INSPECCIÓN CADA 3 MESES EN EL SITIO

Trabajos a efectuarse en el sitio en el **Sistema Eléctrico**, conformado por los siguientes elementos:

5.4.1. Equipo de iluminación

- Revisar las 6 lámparas con sus respectivos focos, de ser necesario reemplazar los focos quemados. Efectuar limpieza y ajuste adecuado.
- Efectuar limpieza a la célula fotoeléctrica.

5.4.2. Fuentes de Energía.

a. Panel Solar

- Efectuar limpieza a los paneles solares, inspeccionar por presencia de rajaduras, en caso necesario reemplazar.
- Verificar los terminales del sistema de conexión, en caso necesario reparar o reemplazar.
- Verificar la existencia de continuidad de los elementos del panel solar.
- Verificar los soportes de los paneles, en caso necesarios reparar y/o reemplazar.

b. Batería

- Las baterías son los del tipo libre de mantenimiento, no necesitan agua.
- Verificar los bornes y conexión, efectuar limpieza en caso de ser necesario.

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2  Omar Arevalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado  Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 5 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

- De encontrar la batería con falta de recarga, reemplazarla.

c. Conexiones eléctricas

- Verificar continuidad de cables y conexiones, efectuar ajustes de ser necesario.

5.5. INSPECCION SEMESTRAL.

5.5.1. En el Sistema Eléctrico, proceder de acuerdo a lo especificado para inspección trimestral.

5.5.2. En la estructura boya y cadena, proceder de acuerdo a lo indicado en Inspección Semestral de Boyas del Estándar de Ingeniería SI1-91-02 y de Inspección de Cadenas SI1-91-03.

5.6. INSPECCION GENERAL CADA AÑO (ANUAL)

5.6.1. Sistema Eléctrico.

Este sistema saldrá en conjunto con la estructura metálica, tener especial cuidado en no deteriorar estos elementos durante su maniobra de retiro e instalación de su ubicación normal de trabajo.

a. Equipo de Iluminación

- Revisar el destellador/cambiador de lámparas, efectuar limpieza y ajustes necesarios.
- Revisar las 6 lámparas con sus respectivos focos, de ser necesario reemplazar los focos quemados. Efectuar limpieza y ajuste adecuado.
- Evitar modificar los códigos de sincronización de la tarjeta procesadora.
- Efectuar limpieza a la célula fotoeléctrica.

b. Fuente de energía (Panel Solar):

- Efectuar limpieza a los paneles solares, inspeccionar por presencia de rajaduras, en caso necesario reemplazar.
- Verificar los terminales del sistema de conexión, en caso necesario reparar o reemplazar.
- Verificar la existencia de continuidad de los elementos del panel solar.
- Verificar los soportes de los paneles, en caso necesarios reparar y/o reemplazar.

c. Fuente de energía (Batería):

- Las baterías son los del tipo libre de mantenimiento, no necesitan agua.

Revisión 1  Carlos Zapata dR.	Revisión 2. Omar  Omar Arevalo I.	Revisión 3  Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F. Fecha: Octubre.2014
---	---	---	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU
 No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

- Verificar los bornes y conexión, efectuar limpieza en caso de ser necesario.

d. Conexiones eléctricas:

- Verificar continuidad de cables y conexiones, entre panel solar y batería, efectuar ajustes de ser necesario.
- Verificar continuidad de cables y conexiones, entre batería y luminarias, efectuar ajustes de ser necesario.

5.6.2. Estructura metálica.

Durante la inspección General (Recorrido Anual), deberán efectuar lo siguiente:

- Retirar la boya del mar y llevarla a tierra al área de trabajo.
- Abrir manholes para retirar las baterías y los del acceso al anterior para su inspección.
- Limpiar totalmente la superficie exterior removiendo las incrustaciones marinas, de acuerdo al siguiente criterio:
 - Si el deterioro de la pintura es menor al 15%, efectuar solamente resane de la pintura y darle un acabado total final de la última capa.
 - Si el deterioro de la pintura es mayor que el 15% del área total proceder a limpiar con chorro de arena (sand blast) y proceder al pintado total de acuerdo al Estándar SI3-22-13. La etapa del pintado deberá ser efectuado al finalizar todos los trabajos de reparación.
- Abrir el manhole superior para permitir el ingreso al interior para limpieza e inspección.
- En las planchas, superficie exterior e interior: Efectuar inspección visual, prueba de golpe de martillo, toma de espesores y medir picaduras de corrosión.
- Uniones soldadas: Inspección visual al 100%, para detectar desgaste de cordones de soldadura y picaduras.
- Estructura metálica de soporte de luminarias y paneles: Efectuar inspección por corrosión de los ángulos y platinas.
- Efectuar reparaciones (si los hubiera) de acuerdo a recomendaciones que emitirá el Inspector.
- Inspeccionar los ánodos de sacrificio, estos deberán ser reemplazados si el desgaste es mayor al 50%.
- Después de efectuar todas las reparaciones y pintado, realizar una prueba neumática para verificar hermeticidad, de acuerdo al siguiente procedimiento.

 Revisión 1 Carlos Zapata dR.	 Revisión 2 Omar Arevalo I.	 Revisión 3 Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F. Fecha: Octubre.2014
--	--	--	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 7 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

5.7. PRUEBA NEUMATICA

5.7.1. Suministro de Aire.

El suministro de aire para la prueba neumática de los compartimientos se realizará por medio del dispositivo esquematizado en la Fig. 1 del Anexo A, el cual debe ser enroscado en el orificio de 50 mm (2") de la tapa del manhole, en cada compartimiento. La válvula de seguridad de dicho dispositivo debe estar calibrada a 3 libras por pulgadas cuadradas (PSI).

5.7.2. Presión.

La presión del aire deberá ser un máximo de 2 libras por pulgadas cuadrada (PSI) en el interior del compartimiento y deberá alcanzarse en etapas progresivas.

5.7.3. Procedimiento General.

- Verificar las conexiones roscadas donde se instalará la manguera de aire.
- Verificar las soldaduras de la boya.
- Verificar la hermeticidad de la tapa del manhole.
- Instalar el sistema para suministro de aire a la boya.
- Suministrar aire al compartimiento hasta alcanzar una presión de 2 PSI, luego cerrar el suministro de aire y comenzar la inspección con el equipo detector de fuga, o agua con jabón, alrededor de las soldaduras y sitios de difícil acceso en los compartimientos adyacentes al que se está ensayando.

5.7.4. Responsabilidades.

Las pruebas neumáticas deberán ser presenciadas por un representante de Inspección de Equipos.

6. ANEXOS

Anexo A: "Procedimiento para asegurar estanqueidad en compartimiento de unidades flotantes" – Figura 1 Dispositivos para pruebas neumáticas.

 Revision 1 Carlos Zapata dR.	 Revision 2: Omar Omar Arevalo I.	 Revision 3 Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F. Fecha: Octubre.2014
--	--	--	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

PETROPERU		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 8 de 8
	SI1-91-04 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO BOYA LUMINOSA DE SEÑALIZACION	

ANEXO A

PROCEDIMIENTO PARA ASEGURAR ESTANQUEIDAD EN COMPARTIMIENTOS DE UNIDADES FLOTANTES

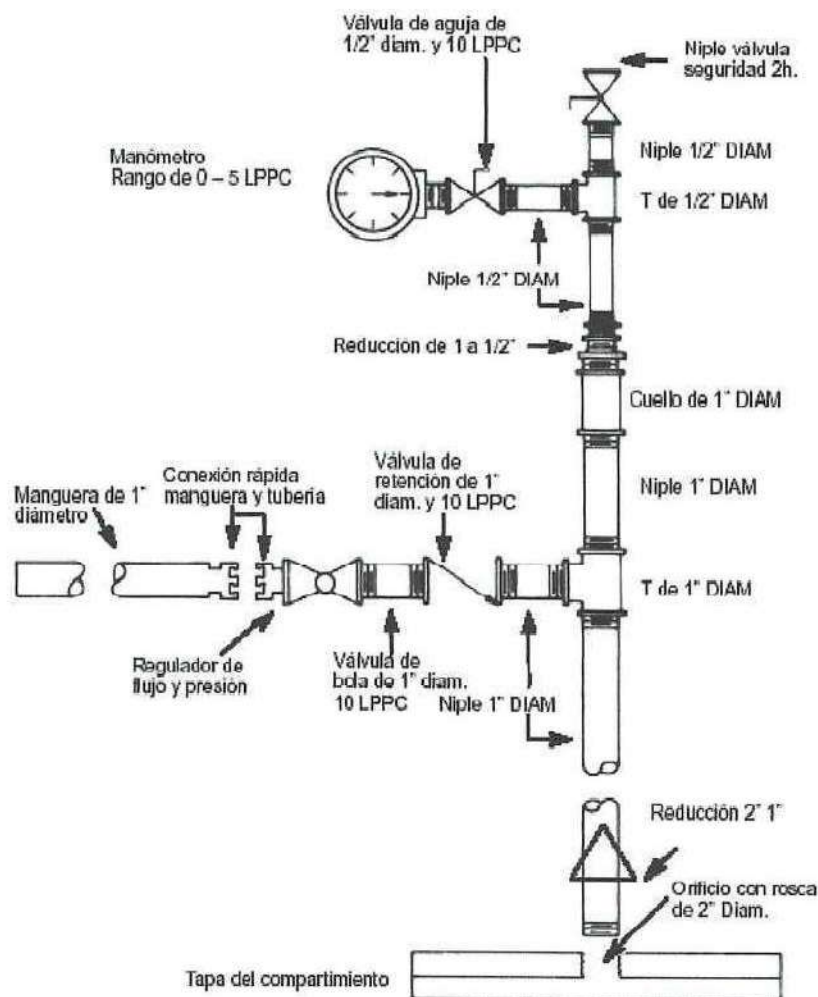


Fig 1. DISPOSITIVOS PARA PRUEBAS NEUMATICAS

Revisión 1 Carlos Zapata dR.	Revisión 2 Omar Arévalo I.	Revisión 3 Edwin Oblitas S.	Aprobado Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU			Fecha: Octubre.2014

Estándar de Ingeniería N° SI3-01-03.

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 1 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
01	Diciembre - 11	Jefe Unidad Inspección	SIG	Se añadió los Items: 5. Medidas Ambientales y 6. Medidas de Seguridad y Salud en el trabajo
02	Setiembre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> Actualización Organigrama de la Empresa. Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERÍA CONCHÁN DEPARTAMENTO REFINACIÓN UNIDAD INSPECCIÓN	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO	

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA **SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO**.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 081-2007 “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto”.

SI3 Procedimiento de trabajos especiales - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán.

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

Dar los procedimientos para efectuar las inspecciones y pruebas de las mangueras de carga y descarga de productos de petróleo en buques tanques, barcasas y tuberías submarinas.

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y “clientes” operativos las desviaciones ocurrientes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Rrepresentación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. **DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO**

5.1. Descripción: Inspección y pruebas de mangueras de carga y descarga de productos de petróleo.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. Procedimiento:

5.4. Generalidades

La vida de una manguera de carga, dentro de los servicios a que se la destine, deberá determinarse por la condición en que se encuentra, basando esta apreciación en las pruebas que a continuación se describen y no en el tiempo que se encuentra en servicio:

5.5. PRUEBAS

5.5.1. Intervalo entre pruebas.

Esto se realiza de acuerdo a las intervenciones generales del amarradero y estas son:

- a. Inspección General del Amarradero: Se realizarán pruebas a todo el sistema de mangueras y líneas submarinas en su conjunto, con una frecuencia semestral o a los 06 meses aproximadamente de concluido el Recorrido.
- b. Inspección durante el Recorrido de U. Mantenimiento: Cada paño de manguera deberá probarse hidrostáticamente con una frecuencia anual o más frecuentemente si su deterioro lo hiciera necesario.

Esta prueba también deberá llevarse a cabo en el caso de que la manguera haya estado sometida a condiciones de servicios muy severas si se sospecha que haya sufrido algún daño.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 5 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

5.5.2. Presión de prueba.

La presión de prueba deberá ser de 50 % mayor que la presión máxima a la que trabaja la manguera, pero en ningún caso menor de 150 PSI, ni mayor que la presión del diseño del fabricante de manguera.

5.5.3. Aplicación de la presión.

Se comenzará la prueba aplicando una presión de 10 PSI la que se mantendrá cuando menos 5 minutos. La presión se elevará posteriormente en incrementos de 10 PSI hasta alcanzar las 50 PSI, a partir de esta presión, los incrementos serán de 25 PSI hasta llegar a la máxima presión de la prueba, la que deberá mantenerse por lo menos durante 15 minutos, tiempo en la cual se deberá efectuar la inspección por presencia de fuga u otras anomalías. Luego se dejará bajar la presión gradualmente hasta 10 PSI donde se mantendrá durante 5 minutos.

Si la manguera está en buenas condiciones no deberá haber evidencia de exudación o fugas como resultado de la prueba.

5.6. MEDICIONES

5.6.1. Medida de longitud.

La longitud de la manguera deberá medirse sucesivamente antes de ser aplicada la presión, durante el periodo de la máxima presión y nuevamente después de haber quitado completamente la presión.

5.6.2. Elongación.

Deberá medirse la elongación de la manguera bajo la máxima presión de prueba, esto es, la diferencia entre longitud bajo presión y longitud original (nueva). Si la elongación tomada en la prueba es mayor que el 7.5 % de la longitud original (nueva), esta no deberá ser más del 150 % de la elongación tomada cuando la manguera fue nueva en todo caso mas del 9% (elongación tomada en la prueba), cualquiera de estas que sea la menor. Ver ejemplo 1 del numeral 5.9.1.

5.6.3. Deformación permanente.

La elongación medida 15 minutos después de haberse quitado la presión de la prueba (deformación permanente) esto es la diferencia entre la longitud que se mida y la longitud original (nueva), no deberá exceder el 2% de la longitud original (nueva). Ver ejemplo 2 del numeral 5.9.2.

5.7. PRUEBA ELECTRICA

Durante la prueba de presión, se deberá medir cada paño de manguera en un circuito eléctrico, para verificar la continuidad del circuito eléctrico entre los niples (bridas).

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

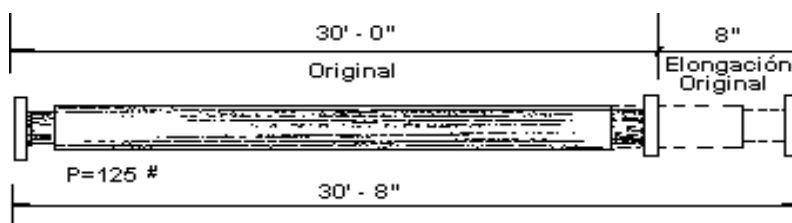
5.8. INSPECCION VISUAL

Todas las mangueras deberán inspeccionarse visualmente a intervalos frecuentes, tanto externa como internamente, con el fin de descubrir defectos tales como ampollas, desgastes, mal estado de la cubierta o forro de jebe sintético, alambres sueltos, etc. o fugas a través de los niples o cuerpo mismo de la manguera.

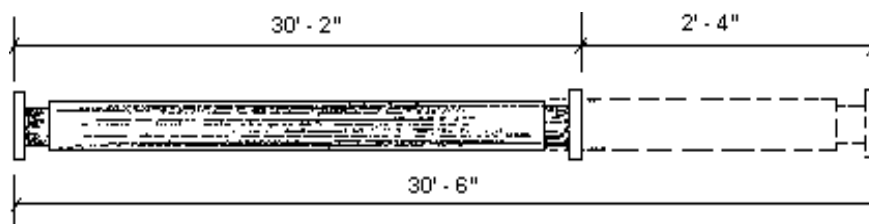
5.9. VERIFICACIÓN DE PRUEBAS DE MANGUERAS

5.9.1. Ejemplo 1: ELONGACIÓN.

Una manguera de 30'-0" (nueva) se probó con presión antes de colocarse en servicio y se obtuvo una elongación de 8".



Después de 6 meses de servicio la manguera fue probada y se obtuvo una elongación de 2'-4" ósea más del 7.5% (2'-3") de la longitud original.



Por lo tanto la elongación obtenida en la prueba de 2'-4" debe compararse con el valor menor de:

- 150% de elongación original $1.50 \times 8" = 12" = 1'-0"$.
- 9% de la longitud original $0.09 \times 30' = 2.7' = 2'-8\frac{7}{16}"$.

El valor menor es 1'-0" por lo tanto la elongación obtenida en la prueba (2'-4") se compara con este valor:

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

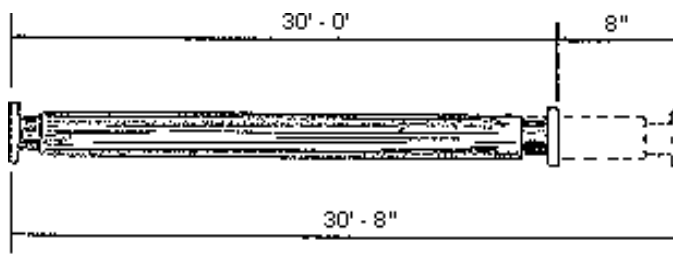
		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 7 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

$$2'-4'' > 1'-0''$$

Como la elongación ha sido mayor, debe ser sacada fuera de servicio.

5.9.2. Ejemplo 2: DEFORMACIÓN PERMANENTE.

Una manguera nueva tuvo una longitud de 30' - 0", después de seis meses de servicio se prueba y se obtiene una deformación permanente de 8".



Para que esta manguera continúe en servicio, su deformación permanente debe ser menor al 2% de la longitud original.

$$2\% \text{ de la longitud original} = 7-3/16''$$

Como la deformación permanente es de 8" la manguera debe ser retirada de servicio.

6. **ANEXOS**

Anexo A: Medidas ambientales: Aspecto ambiental significativo relacionados a las actividades a desarrollarse.

Anexo B: Medidas en seguridad y salud en el trabajo: Peligros asociados a las actividades a desarrollarse.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 8 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

ANEXO A

ASPECTO AMBIENTAL SIGNIFICATIVO RELACIONADOS A LAS ACTIVIDADES A DESARROLLARSE	MEDIDAS DE CONTROL
Potencial derrame de hidrocarburo en mar.	<p>Verificar que las mangueras submarinas se entreguen libres de productos remanentes por parte de U. Operaciones antes de su intervención.</p> <p>Contar con personal debidamente capacitado y certificado en los trabajos a realizar.</p> <p>Contar con equipos calibrados y en buen estado.</p> <p>Durante el desarrollo de la actividad, cumplir con las actividades descritas en este procedimiento.</p>
Generación y disposición de residuos sólidos peligrosos	<p>Disponer adecuadamente los residuos peligrosos para su posterior disposición final.</p> <p>Sensibilización constante al personal en temas ambientales.</p>

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-750
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 9 de 9
	SI3-01-03 PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y PRUEBAS DE MANGUERAS DE CARGA/DESCARGA DE PRODUCTOS DE PETROLEO	

ANEXO B

PELIGROS ASOCIADOS A LAS ACTIVIDADES A DESARROLLARSE	RIESGOS	MEDIDAS DE CONTROL
Obstáculos en el área de trabajo.	Caídas, golpes, tropezones	Acondicionar un área de almacenamiento temporal para las herramientas y equipos a emplear. Conservar el orden y la limpieza del área. Concentración, desplazarse con cuidado, no realizar movimientos bruscos o repentinos.
Herramientas inadecuadas de trabajo.	Cortes, golpes, sobreesfuerzo	Verificar que las herramientas de trabajo se encuentren en buen estado antes de empezar a realizar los trabajos.
Fluidos a presión	Golpeado por fluido a presión	Se trata de realizar en un área despejada. Personal concentrado e identifique las condiciones inseguras del área. Uso de EPP's obligatorios (casco, guantes, lentes y zapatos de seguridad.)
Espacio Inadecuado de Trabajo	Distensión, torsión, fatiga.	Se trata de realizar en un área despejada. Personal concentrado e identifica las condiciones inseguras del área.
Equipos de protección personal defectuoso, desgastado.	Cortes, irritación de la piel, irritación de la vista, irritación de las fosas nasales	El personal de trabajo debe estar equipado de equipos de protección personal en buen estado.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Omar Arévalo I.	Carlos Zapata R.	Juan Namuche T.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Setiembre.2014

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-03.

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 1 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA **SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS**.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 081-2007 “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto”.

SI1 Trabajos de mantenimiento - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

Este procedimiento servirá para determinar la condición física de cadenas de amarre de boyas del terminal multiboyas de Refinería Conchán.

Dar a conocer los pasos mínimos a seguir para la inspección de cadenas que se usan en el amarre de las boyas, y los criterios de aceptación y rechazo de las mismas dependiendo del daño que presentan.

Los resultados de la inspección servirán como base para la elaboración de programas de mantenimiento, reparación o reemplazo

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y “clientes” operativos las desviaciones ocurrientes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Rrepresentación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. **DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO**

5.1. Descripción: Inspección y mantenimiento del equipos de terminal submarino cadenas de amarre de boyas de Refinería Conchán.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. Procedimiento:

5.4. INSPECCIÓN BIENAL.

La inspección semestral solamente comprende inspección visual de las cadenas de acuerdo al siguiente procedimiento:

- 5.4.1.** Los buzos deberán inspeccionar las cadenas en forma visual para determinar lo siguiente:
- Presencia de desgaste excesivo de los eslabones, estos no deberán sobrepasar los límites indicados en la Tabla 1 (**Anexo A**).
 - Presencia de corrosión.
 - Presencia de falla en el amarre entre cadenas y amarre con la boya, inspección de los grilletes.
 - Verificar que los ajustes y tuercas de los grilletes estén en su ubicación correcta.
 - Presencia de fisuras, deformaciones u otras anomalías en los eslabones.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 5 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

5.4.2. La inspección se deberá efectuar tanto a la cadena del lado pendura, rozadero y parte del tendido.

5.4.3. Deberán entregar el reporte para determinar su reemplazo, reparación o programar trabajos para su Inspección Anual.

5.5. INSPECCION EN EL RECORRIDO DEL AMARRADERO.

5.5.1. La inspección de cadenas se efectuará durante el recorrido del amarradero.

5.5.2. Las cadenas llevarán para control un N° local en ambos extremos, estos números se colocarán en una placa de acero inoxidable de 2" x 1" x 1/4" soldada a la cadena.

5.5.3. Únicamente se deben utilizar cadenas de Acero Aleado de Grado 3.

5.5.4. Durante la inspección de la cadena, se debe dar especial cuidado a cada uno de los eslabones individuales, ya que basta únicamente que falle un eslabón para que se produzca una falla en la cadena.

5.5.5. Retirar la cadena del agua, separarla de la boya y llevarla al área de trabajo en tierra ó plataforma de trabajo de la barcaza. Se deberá levantar la pendura el rozadero y parte del tendido de las cadenas.

5.5.6. Efectuar la limpieza de la cadena mediante chorro de arena (sand blast) o Hydrojetting (Agua a Presión), para retirar las incrustaciones marinas, costras de óxido, etc. y que permitan efectuar una inspección adecuada a los eslabones de los mismos.

5.5.7. La cadena tendida y estirada se inspeccionará por tramos de 6 eslabones midiendo la longitud entre los extremos exteriores del 1er. y 6to. Eslabón.

5.5.8. Verificar si existe elongación de los eslabones. Si la elongación es severa, los eslabones tienden a cerrarse y reducir el diámetro. Otra forma de determinar si hay elongación en la cadena es comprobar la longitud actual equivalente a 10 ó 20 eslabones de la cadena con la longitud nominal u original. La cadena debe ser reemplazada si existe una diferencia entre los valores actuales y nominales obtenidos en la medición de acuerdo a como se indica a continuación:

- a. Mayor que 2 ½" para equipos manuales de cadena.
- b. Según lo recomendado por el fabricante.

5.5.9. Verificar si existen daños por deformación, torsión o doblez en los eslabones.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

5.5.10. Verificar si existen grietas en los eslabones; en caso de detectarse alguna sin importar el tamaño o ubicación, la cadena debe ser reemplazada. Igualmente, la presencia de cortes, entalladuras o muescas en algún eslabón, cuyas profundidades exceden la tolerancia permitida de desgaste, indicada en la Tabla 2 o cuya área en la superficie del eslabón es considerable, también es motivo de reemplazo de la cadena.

5.5.11. Verificar si existen pequeñas indentaciones, marcas de martilleo y/o superficies pulidas y brillantes, lo cual es indicativo de que la cadena ha sido sometida a trabajo duro y severo o se ha fatigado, en estos casos la cadena debe ser reemplazada.

5.5.12. Verificar si existe corrosión severa en la cadena resultando en una pérdida considerable de material o picaduras, en este caso la cadena debe ser reemplazada.

5.5.13. Los tramos que pasen las pruebas anteriores, se inspeccionarán por desgaste eslabón por eslabón, si el desgaste no es mayor que el 10% de dimensión del diámetro original se esmerilarán los bordes y zonas angulosas, si el desgaste está entre 10% y 20% se recuperará hasta la dimensión original con electrodo MIL E 307-16 (Citoriel 801 de Oerlikon ó similar). Si el desgaste supera el 20% de la dimensión del diámetro original retirar el eslabón. Ver Tabla 1 (**Anexo A**).

5.5.14. Usar este mismo, criterio para la inspección de grilletes, ganchos y cancamos.

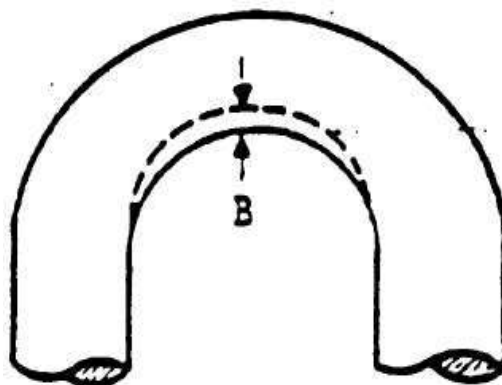


FIG.1 TOLERANCIA DE RETIRO EN CADENAS

5.5.15. Los eslabones que tengan los concrete, suelto, fracturado ó perdido serán reemplazados.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 7 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

5.5.16. Inspeccionar con tintes penetrantes (Dye check) la zona de contacto entre eslabones, las zonas desgastables y las zonas donde se ha recuperado con soldadura.

5.5.17. La condición y tipo de reparación a efectuarse se indicará con una "X" en el casillero del formato adjunto correspondiente al tramo y eslabón considerados.

5.5.18. Inspeccionar, bajo el agua, el ancla ó muerto verificado su estado. Inspeccionar el cáncamo del ancla ó muerto, si presenta un desgaste igual ó mayor al 25% de la dimensión original del diámetro, reemplazar el ancla o muerto en un plazo no mayor de un año.

6. **ANEXOS**

Anexo A: Tabla 1. Dimensiones normales y de retiro.

Anexo B: Formato de Inspección de cadenas.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 8 de 9
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	

ANEXO A

TABLA 1: DIMENSIONES NORMALES Y DE RETIRO

DIAMETRO NOMINAL	DESGASTE (B) 10%	DESGASTE (B) 20%	DIAMETRO MINIMO	LONGITUD DE UN TRAMO DE 6 ESLABONES	
(PULG.)	(PULG.)	(PULG.)	(PULG.)	(PULG.) NORMAL	(PULG.) DE RETIRO
$\frac{3}{4}$	0.075	0.15	0.6	19 $\frac{1}{2}$	20 $\frac{1}{4}$
1	0.100	0.20	0.8	26	27
1 $\frac{1}{4}$	0.125	0.25	1.0	32 $\frac{1}{2}$	33 $\frac{1}{2}$
1 $\frac{1}{2}$	0.150	0.30	1.2	39	40 $\frac{1}{2}$
1 $\frac{3}{4}$	0.175	0.35	1.4	45 $\frac{1}{2}$	47 $\frac{1}{4}$
2	0.200	0.40	1.6	52	54
2 $\frac{1}{4}$	0.225	0.45	1.8	58 $\frac{1}{2}$	60 $\frac{3}{4}$
2 $\frac{1}{2}$	0.250	0.50	2.0	65	67 $\frac{1}{2}$
2 $\frac{3}{4}$	0.275	0.55	2.2	71 $\frac{1}{2}$	74 $\frac{1}{4}$
3	0.300	0.60	2.4	78	81

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	
	SI1-91-03 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TERMINAL SUBMARINO CADENAS DE AMARRE DE BOYAS	
		PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 9 de 9

ANEXO B

INSPECCION DE CADENAS																														
FECHA						N° LOCAL																								
ULTIMA INSPECCION		USO				LONGITUD																								
TIEMPO DE SERVICIO		INSPECTOR				DIAMETRO NOMINAL																								
TRAMO N°	1	2	3	4	5																									
LONGITUD																														
ESLABON N°	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
INSPECCION	BUENO																													
	CORROIDO																													
	ELONGADO																													
	CONTRETE FLOJO																													
	SIN CONTRASTE																													
REPARACION	Rellenar																													
	Dye Check																													
	Sacar Eslabón																													
TRAMO N°	6	7	8	9	10																									
LONGITUD																														
ESLABON N°	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
INSPECCION	BUENO																													
	CORROIDO																													
	ELONGADO																													
	GASTADO																													
	CONTRETE FLOJO																													
REPARACION	SIN CONTRETE																													
	Rellenar																													
	Dye Check																													
	Sacar Eslabón																													
TRAMO N°	11	12	13	14	15																									
LONGITUD																														
ESLABON N°	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
INSPECCION	BUENO																													
	CORROIDO																													
	ELONGADO																													
	GASTADO																													
	CONTRETE FLOJO																													
REPARACION	SIN CONTRETE																													
	Rellenar																													
	Dye Check																													

Revisión 1

Revisión 2

Revisión 3

Aprobado

Carlos Zapata del R.

Omar Arévalo I.

Edwin Oblitas S.

Fernando Bailey F.

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
 No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

Fecha: Octubre.2014

Estándar de Ingeniería N° SI1-91-01.

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 1 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 11

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA **SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS**.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 081-2007 “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto”.

SI1 Trabajos de mantenimiento - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

Este procedimiento servirá para determinar las condición física de línea que transporta crudo y residual, la cual está tendida en el fondo del mar.

Los resultados de la inspección servirán como base para la elaboración de programas de mantenimiento, reparación o reemplazo.

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y “clientes” operativos las desviaciones ocurrentes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACIÓN UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 11

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Representación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. **DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO**

5.1. Descripción: Inspección y mantenimiento de las líneas submarinas de carga y descarga de productos de Refinería Conchán.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. Procedimiento:

5.4. INSPECCIÓN VISUAL GENERAL:
Comprende los siguientes aspectos:

5.4.1. Inspección del Sistema de Protección Catódica.

Se deberá verificar las condiciones mecánicas eléctricas del rectificador, la corriente y voltaje, en caso existan valores anormales, verificar las conexiones, cables y alimentación de voltaje, efectuar la reparación de las mismas. Al final de los trabajos, deberán verificar que el potencial de protección sea el recomendado 0.85 Volt (con electrodo de Cobre Sulfato de Cobre).

5.4.2. Conteo de Grapas instaladas.

La ubicación de grapas instaladas es de gran importancia, la cual permitirá definir la programación de medidas correctivas a corto o mediano plazo.

La información generada en esta actividad deberá cubrir los siguientes aspectos:

- Ubicación de las grapas, distancia y ubicación a un punto de regencia conocida.
- Descripción de la grapa, tipo, cantidad, número de pernos.
- Condiciones de las grapas, si presenta corrosión, fuga, otros.

5.5. INSPECCIÓN FÍSICA DE LA TUBERÍA:

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	Versión : v.2 Página 5 de 11

Es la fase más importante para determinar la condición mecánica de la línea, que permitirá determinar su reparación o reemplazo.

A continuación se describe el procedimiento para determinar la condición física de la tubería:

5.5.1. Evaluación visual de la tubería, para determinar presencia o no de corrosión, presencia de incrustaciones marinas u otros defectos.

5.5.2. Una vez realizada la inspección visual se procederá a:

- a. Medir espesores de pared.
- b. Medir profanidad de picaduras.
- c. Medir el potencial de protección catódica.

A continuación se detalla cada una de estas actividades:

5.5.3. Medición de espesores de pared.

Esta actividad se efectúa con un medidor de espesores tipo ultrasonido para trabajos sub acuáticos, calibrado respectivamente.

El procedimiento recomendado para registrar los valores de los espesores es el siguiente:

- a. Seleccionar áreas donde la tubería esté con superficie lisa, libre de picaduras, herrumbre o costras de óxido.
- b. Seleccionar áreas donde la tubería esté con superficie lisa, libre de picaduras, herrumbre o costras de óxido.
- c. Encender el medidor de espesores, observando que esté en "ON".
- d. Verificar la calibración del equipo tomando medidas en los patrones de calibración, estos son suministrados con el equipo. La calibración se deberá efectuar al inicio de cada inspección.
- e. Colocar el transductor sobre la tubería, de la forma más apropiada para obtener contacto completo con la superficie de la tubería.
- f. Leer en pantalla digital la medida del espesor.
- g. Este procedimiento de debe repetir por lo menos tres veces cada 90° sobre la superficie de la tubería y por lo menos tres registros adyacentes costras de óxido y picaduras.
- h. Los resultados de estas mediciones deben ser analizados de acuerdo a los criterios recomendados de reemplazo total o parcial, tal como se indica en el **Anexo A**.

5.5.4. Medición de profanidad de picadura.

Esta medición se efectúa con un medidor de profundidad de picadura ("Pit Gauge").

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

Esta herramienta debe ser utilizada para medir profundidad de picadura menor a 1" y longitud menor a 4".

Para medir picaduras de mayor longitud se debe usar otro tipo de herramientas como son platinas de aluminio (profundímetros) que se pueden apoyar en la superficie del tubo.

La medida de la longitud de la picadura se debe efectuar en la posición longitudinal de la tubería, esto debido a que los esfuerzos tangenciales son mayores a los esfuerzos longitudinales.

5.5.5. Medición de Potencial eléctrico – Protección Catódica.

Para el registro de potenciales, se debe contar con instrumentos para este fin, como son celdas referencia de Cobre – Sulfato de Cobre, conectado a un cable eléctrico calibre 16 o 18 AWG, de 61 mts de longitud, una platina de acero con un extremo puntiagudo conectado a un cable eléctrico de calibre 16 o 18 AWG de 61 mts de longitud y un voltímetro.

El procedimiento para registrar los potenciales es el siguiente:

- Conectar el extremo del cable eléctrico de la celda de referencia de Cobre-Sulfato de Cobre al positivo del Voltímetro
- Conectar el extremo del cable de la platina al negativo del Voltímetro.
- Colocar la escala del Voltímetro de 0 a 2 Volt.
- El buzo debe sumergirse con la platina y la celda de referencia se debe colocar bajo mar a aproximadamente 30 mts de la zona de registro. El buzo debe hacer contacto en la tubería en una zona que no tenga recubrimiento la tubería.
- El inspector deberá encender el equipo y registrar la lectura.

La calibración de todo el equipo y renovación de la solución de Cobre- Sulfato de Cobre, deberá efectuarse cada 6 meses.

5.6. FILMACIÓN DEL ÁREAS CRÍTICAS:

Aquellas áreas donde se observa la tubería con corrosión o daños mecánicos o daños de otra naturaleza (abolladuras, dobleces, etc.), deberá ser filmado para su posterior análisis y recomendaciones a efectuar en esta.

El procedimiento para utilizar dicho equipo es el siguiente:

- Una vez que se hagan todas las conexiones eléctricas al equipo, se procederá a efectuar una prueba con la lámpara y cámara encendida para asegurarse que todo esté en orden, para asegurar que la comunicación entre el buzo y el inspector sea la correcta.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 7 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

5.6.2. Se hará una pequeña narración de lo que se va a inspeccionar, indicando la fecha, lugar y personas que participan.

5.6.3. Previa a la filmación se deberá efectuar una limpieza manual mecánica de los restos marinos o cuerpos extraños que puedan existir en la superficie en la cual se va a inspeccionar.

5.6.4. Si durante la filmación aparecen daños relevantes, se debe explorar con lujo de detalle para poder cuantificar los daños.

5.6.5. Una vez finalizada las actividades de mantenimiento, se emitirá un reporte con las recomendaciones a mantenimiento y operaciones respectivamente.

5.7. PRUEBA HIDROSTÁTICA:

Al finalizar todos los trabajos de inspección y reparación en las mangueras y líneas submarinas, se procederá a efectuar la prueba hidrostática de la línea de acuerdo a lo siguiente:

5.7.1. Inspeccionar y probar las mangueras de acuerdo al Estándar de Ingeniería **SI3-01-03**. Las mangueras, para este efecto, deberán ser retiradas y enviadas a tierra en un área donde se obtengan las facilidades necesarias para efectuar el trabajo.

5.7.2. Al final de los trabajos de mantenimiento, efectuar prueba hidrostática a la línea conjuntamente con las mangueras. Presurizar a 150 PSIG durante 1 hora mínimo, tiempo en el cual los buzos deberán efectuar la inspección en el lado mar a las juntas de las líneas con las mangueras. En tierra controlar la presión esta debe mantenerse uniforme con una variación máxima de +/- 10 PSIG.

5.7.3. En caso exista caída de presión mayor a la tolerancia, los buzos deberán verificar las causas de la misma, por probable fuga en juntas o perforaciones, las cuales deberán ser ubicados para la corrección respectiva.

5.7.4. La prueba se dará por aceptado cuando la presión se mantenga a 150 PSIG +/- 10 PSIG.

6. ANEXOS

Anexo A: Criterios recomendados para el reemplazo total o parcial de línea submarina.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 8 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

ANEXO A

CRITERIOS RECOMENDADOS PARA EL REEMPLAZO TOTAL O PARCIAL DE LA LÍNEA SUBMARINA

1. ALCANCE

El propósito principal de estos criterios es establecer los oportunos programas de reemplazo de las líneas subacuáticas, con el objeto de prevenir la contaminación del medio por el efecto de filtraciones de líneas en servicio y evitar cierres de producción o paros imprevistos de equipos.

2. CRITERIOS DE REEMPLAZO

2.1. MÁXIMA REDUCCIÓN DE ESPESOR DE PARED PERMITIDA

Esta puede ocurrir por corrosión generalizada o por corrosión aislada en forma de picaduras. A continuación se describe la manera de determinar la máxima reducción de espesor de pared permitida, para ambos casos:

2.1.1. Por corrosión generalizada

Se deberá proceder con el reemplazo de tramos, cuando el espesor de pared remanente medido en las líneas sea menor que el espesor de la pared calculado con la siguiente ecuación:

$$t_r = \frac{Po \times D}{2 S} + Fc$$

Dónde:

t_r	=	Espesor mínimo permisible (Pulg.)
Po	=	presión máxima de operación (PSI)
D	=	Diámetro externo de la tubería (Pulg.)
S	=	0.72 x esfuerzo mínimo de fluencia ("Yield Point") (PSI)
Fc	=	Factor de corrección (0.075 Pulg.)

En caso de que el espesor remanente medido sea menor o igual de 0,200 Pulg., se recomienda proceder con el reemplazo del tramo correspondiente, independientemente del resultado de espesor de pared calculado en la ecuación anterior. La longitud del tramo a reemplazar dependerá de la sección corroída detectada durante la medición de espesores de la línea.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 9 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

2.1.2. Por corrosión aislada en forma de picaduras

Se deberá proceder al reemplazo de tramos o a la reparación mediante grapas en las líneas cuando la longitud medida del área corroída o de la picadura sea mayor o igual que la calculada por la siguiente ecuación:

$$L = 1.12 \times B \times \sqrt{D \times t}$$

Dónde:

L	=	Longitud máxima permisible del área corroída o de la picadura (Pulg.)
B	=	Factor de profundidad de picadura
D	=	Diámetro externo de la tubería (Pulg.)
t	=	Espesor original de la tubería (Pulg.)

$$B = \sqrt{\left(\frac{\frac{C}{t}}{1.1 \times \frac{C}{t} - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Dónde:

C	=	Profundidad medida de la picadura (Pulg.)
-----	---	---

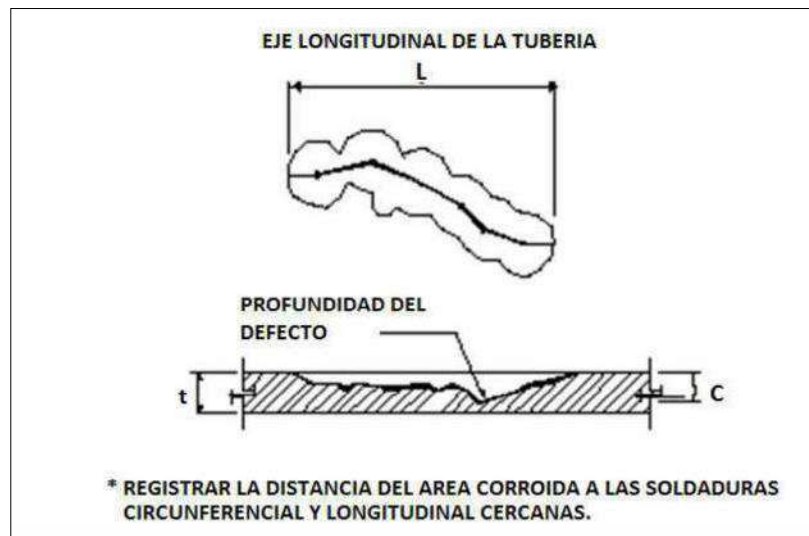


Figura 1.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 10 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

En caso que la profundidad medida de la picadura (C) sea mayor o igual al 80% del espesor original de la línea, se recomienda proceder con el reemplazo o colocación de grapa en la línea, independientemente de la longitud medida de la picadura.

2.2. MÁXIMO NÚMERO DE GRAPAS PERMITIDAS

Se considerará un límite máximo de tres (3) grapas instaladas en una longitud de tubería de 300 m, para realizar el reemplazo de un determinado tramo de línea.

2.3. DAÑOS MECÁNICOS PERMITIDOS

Se definen como daños mecánicos las anomalías observadas en las tuberías, tales como: desgarre del material, abolladuras y dobleces que son ocasionadas por roce con cables de anclas u otras tuberías, por impactos o tensión de anclas y por una operación inadecuada durante el tendido.

Los daños mecánicos afectan la resistencia mecánica de la tubería y causan limitaciones en la capacidad y presión de los sistemas de bombeo, por lo cual, aquellos tramos de tubería que presenten dichas anomalías y cuyas dimensiones excedan los límites que a continuación se describen, deben ser reemplazados.

2.3.1. Desgarre de material

El menor espesor remanente permitido en la tubería donde exista desgarre de material es de 0,200 Pulg. Para determinar este espesor, se debe medir la profundidad del desgarre con el medidor de profundidad de picaduras y se debe medir el espesor de pared de la tubería en áreas adyacentes al desgarre.

La diferencia de dichas mediciones, es el espesor remanente de la tubería debajo del desgarre.

2.3.2. Abolladuras

La profundidad máxima permitida para abolladuras será la siguiente:

Para tuberías de:

Diámetro externo (D.E.) > 32,38 cm (12 3/4 Pulg.) = 0,63 cm (1/4 Pulg.).

Diámetro externo (D.E.) ≤ 32,38 cm (12 3/4 Pulg.) = 2% del D.E.

La profundidad de una abolladura debe ser medida como el espacio existente entre el punto más bajo de la abolladura y una prolongación del contorno original de la tubería.

2.3.3. Dobleces

Ningún doblez en la tubería donde se aprecie fluencia del material, disminución de diámetro o espesor, es aceptable.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-748
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 11 de 11
	SI1-91-01 MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS DE CARGA Y DESCARGA DE PRODUCTOS	

3. LONGITUD TOTAL A REEMPLAZAR

Para determinar la longitud total de tubería a reemplazar, se deben considerar adicionalmente los siguientes factores:

- a. Años de servicio de la línea.
- b. Frecuencia y estadística de filtraciones.
- c. Tipos de revestimiento y su condición.
- d. Limitaciones para efectuar reparaciones (cruces de líneas).

Cada uno de los factores antes mencionados puede ser considerado independientemente o en conjunto. Este análisis será realizado por la organización responsable, quienes prepararán el procedimiento de reemplazo.

Este procedimiento debe ser presentado a la organización ejecutante para su seguimiento durante la realización del reemplazo.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata del R.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

Estándar de Ingeniería N° SI2-06-07

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 1 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 2 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

N° de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACIÓN UNIDAD INSPECCIÓN	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 3 de 10
	SI2-06-07 INSPECCIÓN DE LINEAS DE PROCESOS	

1. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento, ESTANDAR DE INGENIERIA **SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS**.

2. BASE NORMATIVA

D.S. No 051-93-EM “Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos”

ANSI B31.3 “Red de tuberías de procesos”

ASME Sección VIII. División I “Código de Recipientes a Presión ”

SI2 Guías para el trabajo del Inspector - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros relacionados al mantenimiento industrial de equipos rotativos, estáticos, electricidad e instrumentación que son intervenidos por la Unidad Inspección.

El procedimiento define las acciones a ejecutar en la inspección de líneas de procesos.

La inspección se efectuará durante operación de la Planta y/o cuando esta se encuentre fuera de servicio.

La inspección a efectuar estará en base a los procedimientos estándares de ensayo no destructivo.

El jefe de Unidad Inspección a través de sus supervisores es responsable de verificar el cumplimiento de este procedimiento alertando a los ejecutores y “clientes” operativos las desviaciones ocurrentes.

El supervisor (es) de Equipos Estáticos, son los responsables de difundir este procedimiento aplicable a los procedimientos operativos que se aplican en la Refinería Conchán. Así mismo de velar que se mantenga el historial de los equipos actualizados.

4. DEFINICIONES

Cliente operativo: Área usuaria de los servicios de mantenimiento e inspección.

Documento: Información y su medio de soporte puede ser papel, disco magnético, óptico o electrónico o una combinación de estos.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 4 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

Documento técnico: Documentos provenientes de fuentes internas y/o externas a Operaciones Conchán cuya información técnica, debe ser controlado y mantenido en el tiempo (actualizados). Como son Normativas SIG, Manuales de Equipos, Normativas Legales, otros.

Estándar: Documento con especificaciones técnicas, aprobado por una institución que prevé para su uso, reglas, directrices o características para sus productos y/o procesos.

Ejecutor: Personal propio, de PETROPERÚ o tercerización, calificado para cumplir con el procedimiento.

ODT: orden de Trabajo.

Plano: Representación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando información de los mismos, estos pueden ser mecánicos, eléctricos, civiles, estructurales, Etc.

5. **DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO**

5.1. Descripción: El presente estándar se elabora para definir las acciones a ejecutar en la inspección de líneas de procesos.

La inspección se efectuará durante operación de la Planta y/o cuando esta se encuentre fuera de servicio.

La inspección a efectuar estará en base a los procedimientos estándares de ensayo no destructivo.

5.2. Personal ejecutor: Supervisor e Inspector de equipos estáticos.

5.3. Procedimiento:

5.4. **FRECUENCIA DE INSPECCIÓN**

5.4.1. **Inspección Exterior Rutinaria.**

- La inspección rutinaria la efectuará el Operador durante su ronda de verificación de equipos.
- Esta inspección consiste en una Inspección Visual, para determinar presencia de cualquier fuga o vibración anormal que pueda existir en las líneas.
- De existir fuga en cualquier anomalía en las líneas deberán reportar a la Unidad de Mantenimiento para las acciones correctivas.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 5 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

5.4.2. Inspección Exterior Preventiva.

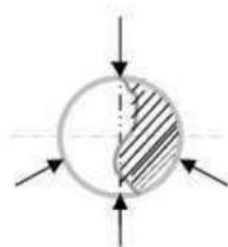
- La frecuencia de inspección se efectuará en función de la programación de la Inspección General de las Unidades. Para el Área de Procesos cada 3 años.
- La inspección se efectuará a las líneas de proceso.
- La inspección consiste en:

Inspección Visual:

- Para determinar la presencia de fuga.
- Determinar corrosión exterior por falla de pintura, en caso de líneas con aislamiento térmico deberán abrir ventanas para la respectiva inspección, luego reponer el aislamiento térmico.
- Para determinar desalineamiento o deflexión de las líneas.
- Estado de los soportes.
- Vibración en las líneas.

Registro de espesores:

- Mediante instrumentos de ultrasonido, para verificar el espesor remanente.
- En caso de líneas con temperaturas altas (mayores a 200°F), usar transductores especiales para altas temperaturas.
- La ubicación de los puntos a registrar espesores están indicados en los isométricos de las tuberías, y en cada punto se deberá registrar mínimo 4 puntos, tal como se indica en la siguiente gráfica:



a, b, c, d : Puntos de medición en una sección de tubería

- En el punto 3 se indican los criterios para determinar el espesor mínimo de retiro de las líneas.
- Los resultados de la inspección deberán ser reportados en los formatos de inspección de líneas. En los **Anexos A y B** se muestra los cuadros de reporte típicos.

5.4.3. Inspección General

- Esta inspección se efectuará cuando la línea salga fuera de servicio, en las Inspecciones Generales de Plantas, cada 4 años.
- La inspección se efectuará a las líneas de proceso.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 6 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

c. La inspección consiste en:

Inspección Visual:

- Para determinar interiormente la presencia de corrosión, erosión, acumulación de sedimentos. Para el acceso al interior se hará en los lugares donde se retiran las válvulas. Hacer uso de linterna, espejo o baroscopio.
- Para determinar presencia de fisuras en cordones de soldadura. Se efectuarán a aquellas líneas que trabajan a temperaturas mayores de 300°F, y a tuberías de material inoxidable. La inspección se efectuará mediante tinte penetrante, partículas magnéticas, ultrasonido o radiografía. Se efectuará un spot de 3 cordones por cada línea.
- En juntas bridadas que hayan presentado ligera fuga en operación, deberán inspeccionar las caras de las bridas para determinar presencia de corrosión o erosión.

Registro de espesores:

- Cuando la línea es abierta, se registrará los espesores mediante el uso de calapes, para determinar el espesor de desgaste y comparar con los registros de la inspección trianual.
- También, exteriormente se registrará los espesores en aquellos lugares que no han sido factibles su inspección con la línea en servicio, como son líneas con altas temperaturas y/o líneas ubicados en lugares inaccesibles.
- Se deberá tener especial cuidado en los niples, los cuales pueden ser inspeccionados mediante golpe de martillo

5.5. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL ESPESOR MINIMO DE RETIRO.

5.5.1. Para determinar el Espesor de retiro de una tubería, utilizamos lo indicado por la norma **ANSI B31.3** (Petroleum Refinery Piping), que dice:

- a. El mínimo espesor requerido (**tr**) de secciones rectas de tubería, incluyendo los márgenes por corrosión y erosión, debe determinarse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$tr = t + C$$

Dónde:

tr = Espesor a la presión de diseño (Pulg.), calculada por la formula **ANSI B31.3** para presión interna, o de acuerdo a párrafo UG-28 de la **Sección VIII -Div.1** de la norma **ASME** para presiones externas.

C = La suma de márgenes por factores mecánicos y corrosión/erosión.

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 7 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	

b. Para calcular el espesor de la presión interna de diseño (**t**) utilizar la fórmula:

$$t = \frac{PxD}{2(SxE + PY)}$$

Dónde:

- P** = Presión de diseño interna (lbs/Pulg.2)
D = Diámetro exterior de la tubería (Pulg.)
S = Esfuerzo máximo admisible (lbs/Pulg.2)
E = Eficiencia de junta o factor de calidad
Y = Coeficiente que depende del material y de la temperatura.

5.5.2. Por otro lado se tiene las especificaciones de diseño de **UOP** para tuberías (Standard Specification 8-11-5 : PIPING), donde indica que el mínimo espesor de tubería, excluyendo el margen por corrosión, es el indicado en el cuadro N°1:

Cuadro N°1

Diam. Nom.	Mínimo Esp.
¼" hasta 4"	0.060"
5" hasta 12"	0.090"
14" hasta 24"	0.120"

Según la norma ESSO (**Basic Practice BP3-99-0: PIPING General**) y el curso de diseño mecánico de tuberías (**TPY-03**), el sobre espesor de corrosión/erosión mínimo utilizado de determinación del espesor requerido de la tubería debe ser 0.050", para el caso de aceros al carbono y aleaciones ferríticas (aceros de baja aleación). Para nuestro caso en particular tomamos como margen de corrosión/erosión 0.065" (1/16").

5.5.3. En base al considerado anterior tendremos que **los espesores mínimos de retiro, incluyendo el margen por corrosión/erosión**, serán lo indicado el cuadro N°2:

Cuadro N°2

Diam. Nom. (Pulg.)	Mínimo Espesor De retiro (Pulg.)
2 hasta 4	0.125
5 hasta 12	0.155
14 hasta 24	0.185

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERIA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 8 de 10
	SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS	


El espesor mínimo de retiro a considerar, será el mayor valor entre los valores de la tabla del Cuadro N°2 o los valores obtenidos según cálculo de las formulas de la **ANSI B-31.3**.

6. **ANEXOS**

Anexo A: Formato de Registro de Espesores de Líneas.

Anexo B: Formato de Inspección Visual de Líneas

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014


		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACIÓN UNIDAD INSPECCIÓN	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 9 de 10
SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS		

ANEXO A

MEDICION DE ESPESORES EN LINEAS (M E)														
LINEA N°	Ø Pulg.	Espes. (Pulg.)	Material	De	Hasta	Fluido	OPERACIÓN		DISEÑO		Aislamiento Térmico	Tipo de corrosión Interior Predominante	Tipo de Inspección a Realizar	
							Presión (Psig)	Temp (F°)	Presión (psig)	Temp (°F)				
													IV & ME	
PUNTO DE MEDICIÓN	Ø PULG.	MEDICIONES					ESPESORES (t)					RATE CORROSION (MPY)	VIDA REMANENTE (AÑOS)	OBSERVACIONES
		N° 1	N° 2	N° 3	N° 4	N° 5	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO	ORIGINAL	DE RETIRO			
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														

Revisión : Setiembre – 2005

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			Fecha: Octubre.2014

		CÓDIGO PO6-REF-749
REFINERÍA CONCHAN DEPARTAMENTO REFINACION UNIDAD INSPECCION	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	PROCEDIMIENTO Versión : v.2 Página 10 de 10
SI2-06-07 INSPECCION DE LINEAS DE PROCESOS		

ANEXO B


INSPECCION VISUAL EXTERIOR (IVE)											
LINEA Nº	Ø (PULG.)	ESPESOR (PULG.)	MATERIAL	DE	HASTA	FLUIDO	OPERACION		DISEÑO		<input type="checkbox"/> SIN <input type="checkbox"/> CON
							PRESION	TEMP. (F°)	PRESION (PSIG)	TEMP. (F°)	
INSPECCION			CONDICION			RECOMENDACION					
TUBERIAS - ACCESORIOS											
AISLAMIENTO TERMICO											
SISTEMA DE PINTURA											
DESALINEAMIENTO											
VIBRACION											
FUGAS											
SOPORTES (TIPOS)											
JUNTA DE EXPANSION											

Revisión 1	Revisión 2	Revisión 3	Aprobado
Carlos Zapata dR.	Omar Arévalo I.	Edwin Oblitas S.	Fernando Bailey F.

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

Fecha: Octubre.2014

Procedimiento de Integridad N° PI-IS-008

		CÓDIGO: PI-IS-008
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 1 de 6
	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DIRECTA- LINEAS SUBMARINAS	

1. OBJETIVO

Definir la metodología a seguir para realizar la Inspección directa (visual) del recubrimiento y el estado mecánico de las Líneas Submarinas de Productos Blancos y Productos Negros, de Refinería Conchán.

2. ALCANCE

Este documento es aplicable para realizar la Inspección directa (visual) del estado del recubrimiento y de las tuberías Submarinas de Productos Blancos y Productos Negros, cuyas anomalías encontradas serán evaluadas bajo norma (ANSI/ASME B31 G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, 1991).

3. COMPETENCIAS DEL INSPECTOR

El personal que ejecute este procedimiento, debe tener como mínimo la Certificación en Inspección Visual Nivel I, según ASNT (American Society Nondestructive Testing).

4. BASE NORMATIVA

- SSPC publication No. 91 – 12 Coating and Lining Inspection Manual.
- ANSI/ASME B31 G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, 1991.
- SSPC-VIS 1 - Guide and Reference Photographs for Steel Surfaces, Dry Abrasive Blast Cleaning, 2002.
- Recommended Practice No. SNT-TC-1A, 2011 Edition, and ASNT Standard Topical Outlines for Qualification of Nondestructive Testing Personnel (ANSI/ASNT CP-105-2011).

5. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

5.1. METODOLOGÍA DE LA INSPECCIÓN

La técnica de aplicación general de este método de inspección, comprende las siguientes etapas:


- Preparación de la superficie a inspeccionar
- Evaluación preliminar
- Remoción y evaluación de los productos de corrosión
- Medición de picadura de los sectores corroídos
- Registro fotográfico

5.1.1. Preparación de la superficie a inspeccionar

Se debe eliminar la tierra, agua y demás agentes que intervengan en la observación directa del sector de interés. Dicha limpieza debe realizarse de manera adecuada, sin remover los productos de corrosión para un posterior análisis.

5.1.2. Evaluación preliminar

Una vez identificado el sector con evidencia de corrosión, se procede a evaluar las características que puedan aportar información valiosa en la evaluación. Dicha actividad de

		CÓDIGO: PI-IS-008
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 2 de 6
	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DIRECTA- LINEAS SUBMARINAS	

Inspección Directa se realiza al 100% del sector con evidencia de corrosión.

5.1.3. Remoción y evaluación de los productos de corrosión

Esta actividad es una de las más importantes, debido a que con estos productos de corrosión se determina el agente corrosivo. El análisis debe realizarse inmediatamente y se debe evaluar utilizando un imán, HCl diluido 1:1, para obtener la mayor cantidad de información posible.

Una vez removida la totalidad de productos de corrosión, se procede a limpiar la superficie para cuantificar y caracterizar la pérdida de espesor. Se debe efectuar la limpieza mecánica (escobilla metálica, etc.) a la totalidad del sector a ser evaluado, comprendiendo también la zona adyacente del mismo. Se deberán remover grasas, aceites, cascarillas, óxidos, agua u otros materiales, que pueden ser removidos.

5.1.4. Medición de picadura de los sectores corroídos

Con el propósito de cuantificar la pérdida de espesor en la zona con evidencia de corrosión, se procede a medir las picaduras con la ayuda de un calibrador de profundidad (Vernier Pie de rey), con lo cual se determinará el porcentaje de pérdida de espesor de la sección evaluada. Adicionalmente, se mide en sentido longitudinal el sector corroído, para complementar la información y realizar los cálculos de acuerdo al ANSI/ASME B31G.

5.1.5. Registro Fotográfico

Con el propósito de evidenciar cada uno de los pasos realizados y como información fundamental en una post evaluación, se levantará un registro fotográfico detallado de cada una de las actividades realizadas durante la inspección visual.

5.2. ESTADO FÍSICO DE TUBERÍA – LINEAMIENTOS ASME B31G

Se debe realizar una inspección general de los tramos de tubería superficial y de los sectores de transición aéreo-enterrado o enterrado-aéreo, como también en zonas inundables y urbanas, verificando la condición mecánica, ubicando abolladuras y áreas con picaduras por corrosión.

Para el caso de áreas con picaduras por corrosión, realizar la evaluación de acuerdo al código ASME B31G, evaluando los siguientes parámetros:

$$\% \text{ Profundidad de picado} = 100 \text{ d/t}$$

Dónde:

- d: Profundidad máxima del área corroída. (mm; in)
- t: Espesor nominal de la tubería. (mm; in)

Condiciones:

0% – 10% = Aceptable (Reportarlo para una posterior evaluación y retornar a servicio).


10% – 80% = Evaluar

Mayor al 80% = Rechazado

Para el caso 10% – 80%:

Se determina la extensión de corrosión máxima admisible:

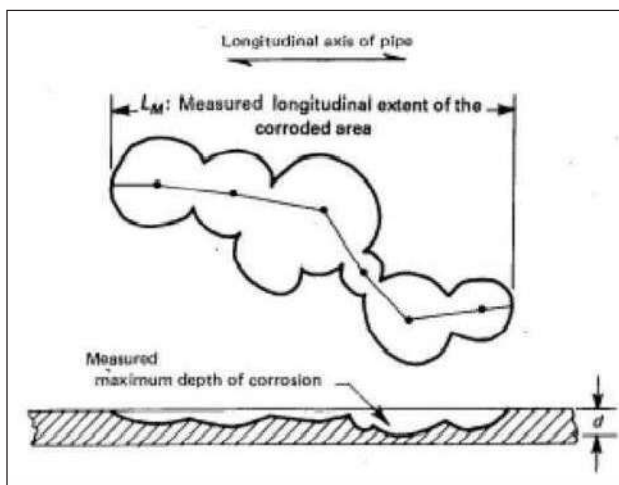
$$L = 1.12B\sqrt{Dt}$$

		CÓDIGO: PI-IS-008
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 3 de 6
	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DIRECTA- LINEAS SUBMARINAS	

Donde:

- L: Extensión de corrosión máxima admisible.
- D: Diámetro nominal exterior de la tubería en pulgadas.
- B: Valor determinado por la curva anexa.
- t: Espesor nominal de la tubería (in)

Figura 1. Análisis de estado físico de tubería



Fuente: ANSI/ASME B31 G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, 1991.

Por medio de la ecuación se determina la severidad de las áreas corroídas.

El inspector debe medir la extensión longitudinal y la profundidad máxima del área corroída.

Para la evaluación y determinación de la extensión de corrosión máxima admisible, se puede extraer en la tabla 3-2 (ASME B31G) los valores de L para tuberías mayores a 6" y menores a 10", (evaluación mutua Tabla – Ecuación) para lo cual se requiere conocer:


- Diámetro externo de la tubería
- Espesor de pared nominal
- Valor máximo de profundidad del área corroída.

Nota: La longitud corroída no debe exceder el valor de L.

Alternativas en caso de presentarse un área nociva en la línea:

1. Realizar Prueba hidrostática para el 100% de la presión de operación máxima ó establecer una disminución de la presión de operación máxima basada en la presión de ensayo suficiente conducido a una baja presión.
2. Realizar un análisis riguroso de la sección corroída determinando la resistencia remanente por análisis de fractura mecánica basados en principios establecidos.
3. Disminuir los parámetros de presión de la tubería permitidos para las condiciones de operación.

Evaluación de presión máxima de operación en áreas corroídas:

		CÓDIGO: PI-IS-008
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 4 de 6
	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DIRECTA- LINEAS SUBMARINAS	

Cálculo de A:

Solo para el caso en que la profundidad de la sección corroída es >10% - <80% y por ser L> al determinado por la ecuación anterior (1).

$$A = 0.893(Lm/\sqrt{Dt})$$

Donde:

- Lm: Medida longitudinal de la extensión del área corroída.
- D: Diámetro nominal exterior de la tubería en pulgadas.
- t: Espesor nominal de pared de la tubería en pulgadas.

Cálculo de P':

(a) Para valores de A Menores o iguales a 4.0.

A y d/t determinan un único punto correspondiente al nivel de presión aceptable P'. P' es obtenido por la interpolación entre las curvas de P, 0.95P, 0.90P, 0.85P, 0.80P, 0.75P, 0.70P, 0.65P, 0.60P.

$$P' = 1.1P\{(1-2/3(d/t))/(1-2/3(d/t\sqrt{A''+1}))\}$$

- d: Medida de la profundidad máxima del área corroída en pulgadas.
- P': Presión máxima segura para el área corroída.
- $P' < P$
- P: Es el mayor entre MAOP o,

$$P = 2StFT/D$$

Dónde:

- S: Mínimo esfuerzo de fluencia especificado (SMYS), psi
- F: Factor de diseño apropiado ASME B31.4
- T: Factor de valor de temperatura (T=1)
- D: Diámetro exterior nominal de la tubería en pulgadas.
- t: Espesor de pared nominal de la tubería en pulgadas.

(b) Para valores de A Mayores a 4.0.


P': Presión máxima segura para el área corroída.

$$P' = 1.1P\{1-(d/t)\}$$

Condiciones entre MAOP (Máxima Presión de Operación) y P':

Cuando MAOP (Máxima Presión de Operación) es igual o menor que P', la región corroída puede ser puesta en servicio con la Máxima Presión de Operación.

Si MAOP es mayor que P', se debe disminuir el valor de MAOP establecido, sin exceder P'.

		CÓDIGO: PI-IS-008
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 5 de 6
	INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DIRECTA- LINEAS SUBMARINAS	

En caso de no disminuir estos parámetros de MAOP, se debe reparar o reemplazar la sección corroída.


5.3. EQUIPOS

- Calibrador de profundidad (Vernier Pie de rey)
- Kit de Galgas de inspección directa (medición de la longitud de la picadura)
- Kit de herramienta menor
- Cámara fotográfica

6. REGISTRO

- RI-IS-064 Inspección visual

Procedimiento de Integridad N° PI-IS-004
Procedimiento de Integridad N° PI-IS-006
Procedimiento de Integridad N° PI-IS-007

		CÓDIGO: PI-IS-004
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN BRIDAS DE TUBERÍAS CON PROTECCIÓN CATÓDICA LINEAS SUBMARINAS	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 1 de 4

1. OBJETIVO

Establecer los parámetros para realizar la verificación del aislamiento eléctrico entre las juntas bridadas de las líneas submarinas de productos blancos y negros de Refinería Conchán, a través de un radio – frecuencímetro.

2. ALCANCE

Este instructivo aplica para la medición de aislamientos eléctricos entre las juntas bridadas de las líneas submarinas de productos blancos y negros de Refinería Conchán.

3. COMPETENCIAS DEL INSPECTOR

La persona que realice la verificación de los aislamientos eléctricos en bridas deberá ser como mínimo un técnico eléctrico y tener seis meses de experiencia demostrada en inspección de sistemas de protección catódica e inspección de aislamientos eléctricos en bridas.

4. BASE NORMATIVA

- National Association Of Corrosion Engineers. (1997). NACE RP 0286-97 Electrical Isolation Of Cathodically Protected Pipelines


5. DEFINICIONES

- Aislamiento eléctrico: La condición de estar eléctricamente separado de otras estructura metálicas o del ambiente.
- Protección Catódica: Técnica para reducir la corrosión de una superficie metálica convirtiéndola en el cátodo de la celda electroquímica.
- Electrodo de referencia: Un electrodo que tiene un potencial a circuito abierto constante que es utilizado para medir el potencial de una estructura.
- mV: Milésima parte de un voltio (milivoltios).

6. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

6.1. VERIFICACIÓN MEDIANTE INSPECCIÓN VISUAL

- Alinear el empaque dentro de la brida y cualquier anomalía.
- Verificar el estado físico de los canutos, instalados de forma precisa y sin presentar deformaciones, roturas, etc.
- Revisar todas las arandelas entre la brida y las tuercas que no presenten roturas o agrietamientos
- Inspeccionar el aislamiento mediante el radio frecuencímetro entre las dos caras de la brida.
- Inspeccionar el aislamiento mediante el radio frecuencímetro entre la cara derecha de la brida y sus tornillos.
- Inspeccionar el aislamiento mediante el radio frecuencímetro entre la cara izquierda de

		CÓDIGO: PI-IS-004
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN BRIDAS DE TUBERÍAS CON PROTECCIÓN CATÓDICA LINEAS SUBMARINAS	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 2 de 4

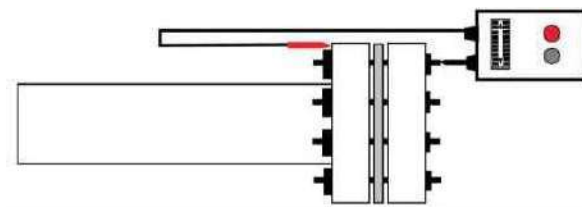
la brida y sus tornillos.

6.2. VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO

El chequeo del aislamiento eléctrico se podrá realizar de las siguientes formas:

- El equipo radio frecuencímetro, deberá mostrar la escala de 100% de aislamiento.
- Medición de potenciales a cada lado de las bridas, para lo cual deberán ser diferentes.

Figura 1. Instalación de Equipo



6.3. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

Todos los equipos a emplear deben tener su certificado de calibración vigente.

- Multímetro digital.
- Electrodo de Referencia Cu/CuSO₄
- Medidor de aislamientos eléctricos por radiofrecuencia (RF/IT).

7. REGISTROS

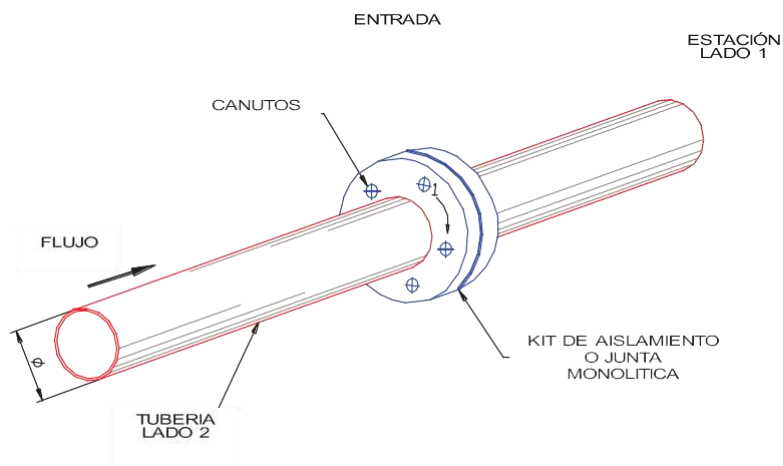
- RI-IS-047 Evaluación kits de aislamiento tubería entrando a estación
- RI-IS-048 Evaluación kits de aislamiento tubería saliendo de la estación

PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN BRIDAS DE TUBERÍAS CON PROTECCIÓN CATÓDICA

PROCEDIMIENTO
Versión: v.2
Página 3 de 4

INFORMACION GENERAL

CLIENTE: _____	ENTRADA _____
FECHA: _____	KIT DE AISLAMIENTO: _____ JUNTA MONOLITICA _____
ESTACIÓN: _____	FLUIDO: _____
GPS: LAT: _____	PRESIÓN: _____
LON: _____	TEMPERATURA: _____
ESTRUCTURA: _____	ANSI: _____
RECUBRIMIENTO: _____	DIAMETRO: _____
	FOTOGRAFIA: _____

DIBUJO

SURVEY INFORMATION

ESTACIÓN LADO (1)		TUBERÍA LADO (2)		RESISTENCIA ELÉCTRICA	RF/IT
ON	OFF	ON	OFF	Ω	SI
[mV]	[mV]	[mV]	[mV]		NO

AISLADA:	APROBADA: _____	RECHAZADA: _____
----------	-----------------	------------------


VERIFICACIÓN DE CANUTOS

CANUTO	RF/IT	CANUTO	RF/IT	CANUTO	RF/IT	CANUTO	RT/IF
1		10		19		28	
2		11		20		29	
3		12		21		30	
4		13		22		31	
5		14		23		32	
6		15		24		33	
7		16		25		34	
8		17		26		35	
9		18		27		36	

OBSERVACIONES:

ELABORADO POR :

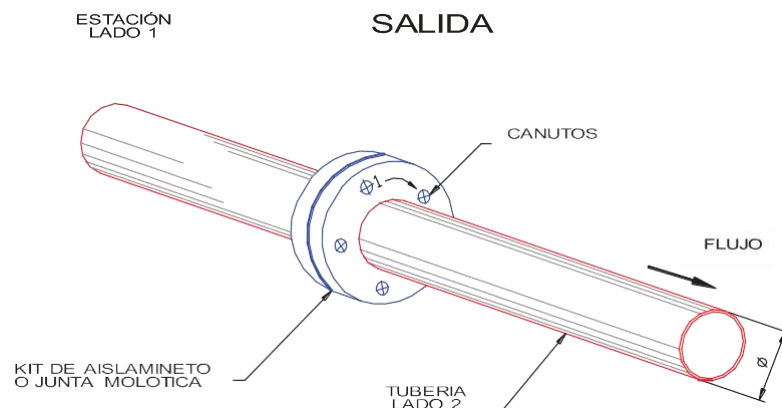
SUPERVISADO POR:

		CÓDIGO: RI-IS-048
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN BRIDAS DE TUBERÍAS CON PROTECCIÓN CATÓDICA	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 4 de 4

	SISTEMA DE GESTION INTEGRADO	RI-IS-048 Revisión No. 002 Pág. 1 de 1
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	EVALUACIÓN DE KITS DE AISLAMIENTO O TUBERÍA SALIENTE DE LA ESTACIÓN	

INFORMACION GENERAL

CLIENTE: FECHA: ESTACIÓN: GPS: LAT: LON: ESTRUCTURA: RECUBRIMIENTO:	SALIDA KIT DE AISLAMIENTO: JUNTA MONOLITICA FLUIDO: PRESIÓN: TEMPERATURA: ANSI: DIAMETRO: FOTOGRAFIA:
---	---

DIBUJO

SURVEY INFORMATION

ESTACIÓN LADO (1)		TUBERIA LADO (2)		RESISTENCIA ELÉCTRICA	RF/IT
ON	OFF	ON	OFF		
[mV]	[mV]	[mV]	[mV]	Ω	SI
					NO


AISLADA:	APROBADA:	RECHAZADA:
-----------------	------------------	-------------------

VERIFICACIÓN DE CANUTOS

CANUTO	RF/IT	CANUTO	RF/IT	CANUTO	RF/IT	CANUTO	RF/IT
1		10		19		28	
2		11		20		29	
3		12		21		30	
4		13		22		31	
5		14		23		32	
6		15		24		33	
7		16		25		34	
8		17		26		35	
9		18		27		36	

OBSERVACIONES:

ELABORADO POR:
SUPERVISADO POR:

		CÓDIGO: PI-IS-006
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 1 de 6
	MEDICIÓN DE POTENCIALES ON-OFF LINEAS SUBMARINAS	

1. OBJETIVO

El objetivo del presente procedimiento es indicar los pasos que deben seguirse para la realización de la medición de potenciales ON-OFF al Sistema de Protección Catódica de las líneas submarinas de productos blancos y negros de Refinería Conchán.

2. ALCANCE

El presente documento aplica para todos los trabajos de medida de potenciales de las líneas submarinas de productos blancos y negros de Refinería Conchán.

3. COMPETENCIAS DEL INSPECTOR


La persona que realice las mediciones de potenciales ON-OFF deberá ser un Técnico o ingeniero con certificación NACE CP2.

4. BASE NORMATIVA

- National Association Of Corrosion Engineers. NACE SP 0169 (2013) “Control of External Corrosion on Underground or Submerge Metallic Piping Systems.
- National Association Of Corrosion Engineers. (2012). “Measurement Techniques Related to Criteria for Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE TM 0497-2012 Appendix A”.
- National Association Of Corrosion Engineers. NACE SP 0176 (2007). Corrosion Control Of Sumerged Areas Of Permanently Installed Steel Offshore Estructures Associated With Petroleum Production.
- Peabody A. (2001). Control Off Pipeline Corrosion. (Second edition). Chapter 5. Survey Methods and Evaluation Techniques. *Houston, Texas: Autor*

5. DEFINICIONES

- CIS: CLOSE INTERVAL SURVEY. Técnica de medida de potenciales de polarización “paso a paso” para una tubería enterrada con intervalos definidos por el inspector no más distanciados de 2 metros.
- PAP: Poste a Poste. Técnica de medida de potenciales de polarización para una tubería enterrada con intervalos definidos por las facilidades para el monitoreo de sistemas de protección catódica, tales como estaciones de prueba, cruces aéreos, válvulas, etc.
- CIS OFFSHORE: Medida de potenciales On en tuberías Submarinas mediante un electrodo de plata, transportado por un Towed Fish, a través de una embarcación.
- TOWED FISH: Equipo de inmersión marina empleado para sumergir la celda de referencia en el mar durante la inspección CIS Offshore.
- POTENCIAL ON: Una medida del potencial de una estructura con respecto al electrolito sin interrumpir la corriente de protección catódica.
- POTENCIAL INSTANT OF: Una medida de potencial de una estructura con respecto al electrolito realizada en un tiempo muy corto, una vez interrumpida la corriente de protección catódica.
- P.I.D.T: Pipeline Integrity Data Tool.
- CELDA DE REFERENCIA COBRE SULFATO DE COBRE: Electrodo que tiene un potencial a circuito abierto constante, bajo condiciones equivalentes de medición para

		CÓDIGO: PI-IS-006
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 2 de 6
	MEDICIÓN DE POTENCIALES ON-OFF LINEAS SUBMARINAS	

medir el potencial de una estructura. Los electrodos de Cobre Sulfato de Cobre son utilizados para medir potenciales de estructura enterradas o expuestas a agua dulce.

- CELDA DE REFERENCIA PLATA CLORURO DE PLATA: Los electrodos de Plata Cloruro de Plata son utilizados para medir potenciales de estructuras sumergidas en agua de mar (Tuberías submarinas).

6. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

6.1. TOMA DE POTENCIALES EN TUBERÍAS EN TIERRA

A continuación se presentan los pasos a seguir para la toma de potenciales para tuberías en tierra.

6.1.1. VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

- Para el inicio de las actividades en campo, se deberá verificar el perfecto funcionamiento del rectificador y su correspondiente cama anódica que tenga influencia en el área de estudio.

6.1.2. INTERRUPCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA Y BALANCE DEL SISTEMA

- Se debe asegurar poner a ciclar el sistema de protección catódica mediante la instalación de un interruptor de corriente en el rectificador de las estructuras protegidas.
- El ciclo que se debe aplicar para este tipo de inspecciones debe ser 0.5 segundo apagado (OFF) y 1.5 segundos encendido (ON) y debe ciclarse entre las 6 de mañana y 6 de la tarde, el tiempo restante el Sistema debe estar en operación normal para evitar la despolarización de la tubería.
- Con la cama ciclando se debe verificar que el potencial Instant Off de la estructura cerca a la cama, este en el rango entre 1000 y 1200 milivoltios con respecto a una celda de referencia Cobre Sulfato de Cobre.

6.1.3. VERIFICACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA OPERACIÓN

- Durante la toma de datos se debe asegurar que el rectificador de influencia esté en funcionamiento, si este rectificador no está en funcionamiento por fallas en el suministro del fluido eléctrico, los datos tomados durante este periodo están sujetos a revisión y se evaluará la posibilidad de repetir la inspección una vez se haya solucionado el problema del rectificador y se encuentre nuevamente en operación.

6.1.4. INFORMACIÓN QUE DEBE SER RECOLECTADA

La información que debe ser recolectada de campo es la siguiente:

- Potenciales “ON” e “INSTANT OFF”

Los datos recolectados serán capturados mediante un Datalogger o recolector de datos de voltaje y descargados a un PC para proceder a graficarlos en algún software para una mejor visualización.

La recolección de datos de potencial se realiza mediante la conexión de la bornera positiva con la tubería mediante la estación de prueba y la bornera negativa a la celda de referencia Cobre Sulfato Cobre. La medida de potenciales se realiza cuando se camina a lo largo de la tubería enterrada paso a paso a intervalos de tres metros. En la Figura 1 muestra la configuración para la medida de potenciales en estructuras.


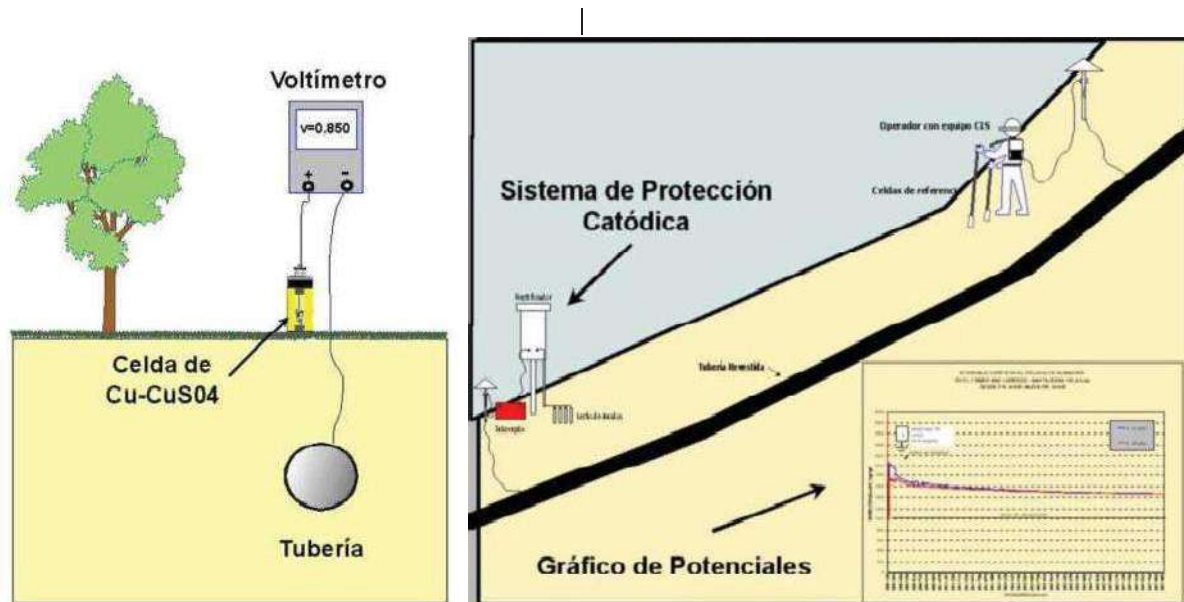
		CÓDIGO: PI-IS-006
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 3 de 6
	MEDICIÓN DE POTENCIALES ON-OFF LINEAS SUBMARINAS	

Figura 1. Inspección de medida de potenciales ON - INSTANT OFF



- Verificación del Ciclo

Se verificará la interrupción del rectificador diariamente utilizando un osciloscopio digital, o mediante una huella de potenciales por medio del Datalogger.

- Datos de Operación de los Rectificadores

Se debe medir los datos de operación del rectificador.


- Registro de Incidencias

Se deben registrar todas las actividades que pudieran tener alguna incidencia sobre el funcionamiento normal de la Protección Catódica, como por ejemplo la construcción de nuevas tuberías, construcción de edificaciones, creces de ríos, cruces de vías, cruces de líneas de alta tensión, etc.

6.1.5. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

Todos los equipos a emplear deben tener su certificado de calibración vigente.

- Interruptores de Corriente
- Osciloscopio Digital
- Datalogger o Recolector de Datos de Voltaje

		CÓDIGO: PI-IS-006
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 4 de 6
	MEDICIÓN DE POTENCIALES ON-OFF LINEAS SUBMARINAS	

- Localizador de Tubería
- Multímetro digital
- Pinza amperimétrica
- Celda de referencia Cobre Sulfato de Cobre

- Herramientas Varias
- Herramientas de Mano
- Juegos de Llaves
- Juego de destornilladores
- Juego de Llaves
- Cinta aislante

6.2. TOMA DE POTENCIALES EN TUBERÍAS COSTA AFUERA (OFFSHORE)

6.2.1. ASPECTOS PRELIMINARES PARA LA MEDICIÓN EN TUBERÍA COSTA AFUERA (OFFSHORE)

El cable de inspección CIS costa afuera (Offshore) debe ser calibre 18 AWG, con recubrimiento interno a base de laca y un recubrimiento externo de polietileno extruido; dispuestos en carretes con la longitud de cable apropiada para la totalidad de la inspección. Este cable debe unirse eléctricamente a la tubería submarina a inspeccionar mediante una conexión mecánica, ya sea en la parte submarina o en una facilidad que se encuentre en la playa.

Se necesitara una embarcación para poder transportar el equipo de inspección y los inspectores. Los equipos de medida requeridos serán dispuestos en la popa de la embarcación por lo que esta deberá estar libre y disponible para el montaje.

6.2.2. MÉTODO DE INSPECCIÓN PARA LA MEDIDA DE POTENCIALES ON EN LA TUBERÍA COSTA AFUERA (OFFSHORE)

Después de establecido y verificado la profundidad de la tubería, el Towed Fish y un electrodo de referencia de Plata Cloruro de Plata (Ag - AgCl), se sumergen mientras el barco avanza, el electrodo es sumergido en el mar y arrastrado desde la embarcación por medio de un cable de acero, la embarcación debe navegar a uno o dos nudos mientras se suelta el cable para mantener la continuidad eléctrica con la tubería, el inspector debe monitorear el potencial, estructura electrolito y registrar continuamente a bordo del barco mediante el Datalogger.

El electrodo de referencia Ag - AgCl es llevado por el Towed Fish, permitiendo que sea movido cerca del suelo marino con una mínima curvatura generada por la suspensión del cable de acero y con una mínima desviación con respecto al eje de navegación / tubería durante la inspección, para el registro de los potenciales se utiliza un equipo Datalogger, con el cual registra los datos de potencial On con su correspondiente coordenada de GPS.


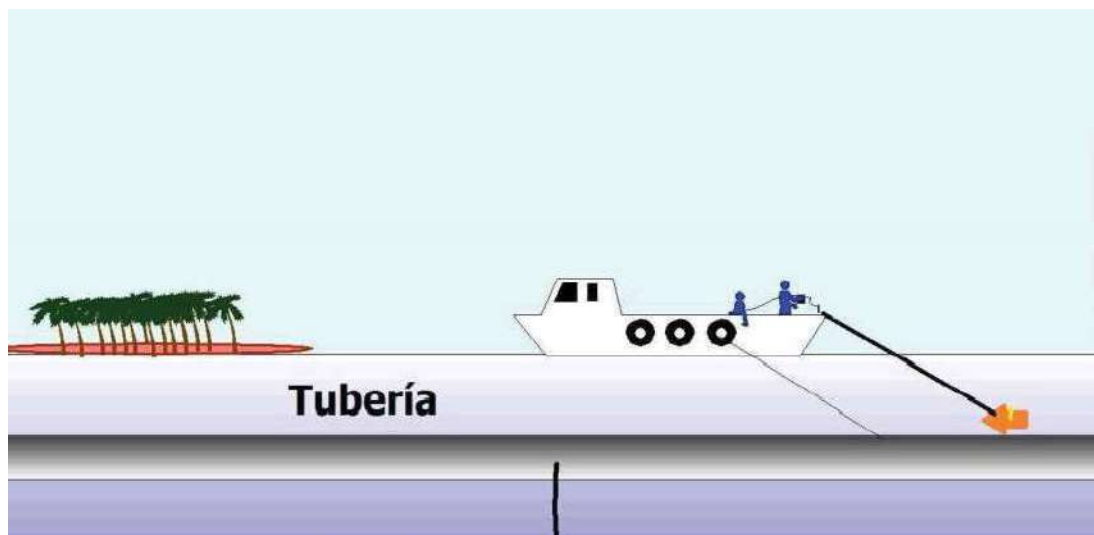
		CÓDIGO: PI-IS-006
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.2 Página 5 de 6
	MEDICIÓN DE POTENCIALES ON-OFF LINEAS SUBMARINAS	

Figura 2 Medida de potenciales costa afuera (Offshore)




6.2.3. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

Todos los equipos a emplear deben tener su certificado de calibración vigente.

- Dispositivo para sumergir la celda para medición de potenciales bajo el nivel del mar (TOWED FISH)
- Datalogger o Recolector de Datos de Voltaje
- Celda de Referencia Plata Cloruro de Plata
- Herramientas Varias
 - Herramientas de Mano
 - Juegos de Llaves
 - Juego de destornilladores
 - Juego de Llaves
 - Cinta aislante
 - Cable de inspección CIS costa afuera (Offshore) calibre 18 AWG, 600V XLPE.

7. REGISTROS

RI-IS-010 Reporte de Datos de potenciales ON – INSTANT OFF

		CÓDIGO: PI-IS-007
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 1 de 7
	INSPECCIÓN DE UNIDADES RECTIFICADORAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA – URPC LINEAS SUBMARINAS	

1. OBJETIVO

Establecer los pasos requeridos para realizar una adecuada inspección de la Unidad Rectificadora de Protección Catódica – URPC de las líneas submarinas de productos blancos y productos negros.

2. BASE NORMATIVA

- NACE Standard Practice SP 0169-2013: Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

3. ALCANCE

Este documento es aplicable para la inspección de la Unidad Rectificadora de Protección Catódica de las líneas submarinas de productos blancos y productos negros.

4. DEFINICIONES

- URPC: Unidad Rectificadora de Protección Catódica.
- Acometida AC: Los diferentes elementos que alimentan la URPC (Transformador eléctrico, cables de alimentación, fusibles, pararrayos, etc).


5. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

5.1. PREPARACIÓN DE LA ACTIVIDAD

Antes de iniciar la inspección de la unidad rectificadora de protección catódica, realizar los siguientes pasos:

- Listar las herramientas y equipos a usar:
 - Herramientas mecánicas (llave ajustable, destornillador de Pala, Puntas de medición)
 - Equipos de medición (Multímetro y Amperímetro con certificados de calibración vigente)
 - Limpiador electrónico a fin de limpiar los contactos que así lo requieran.
- Implementos de seguridad:
 - Guantes Protectores, Gafas de Seguridad, Botas Dieléctricas, Camisa Manga Larga, Pantalón tipo Jean y protectores auditivos del tipo desechables.
- Solicitar permiso requerido para acceder al área de la unidad rectificadora de protección catódica.

Al momento de Ingresar al área de la unidad rectificadora de protección catódica, verificar las condiciones del lugar (presencia de agua, etc.). Si el área de la unidad rectificadora de protección catódica está inundada o está lloviendo, la inspección deberá ser postergada hasta que las condiciones se normalicen.

		CÓDIGO: PI-IS-007
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 2 de 7
	INSPECCIÓN DE UNIDADES RECTIFICADORAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA – URPC LINEAS SUBMARINAS	

5.2. INSPECCIÓN DE LA UNIDAD RECTIFICADORA DE PROTECCIÓN CATÓDICA-URPC

La inspección de la URPC consta de las siguientes partes:

5.2.1. Estado de la Acometida de Corriente Alterna-AC

Verificar el estado físico-mecánico de la acometida y registrarlo.

5.2.2. Estado del Aceite Dieléctrico

Para verificar el estado del aceite del rectificador, realizar lo siguiente:

- Verificar el color del aceite dieléctrico. Un color muy oscuro, indica el desgaste de las propiedades refrigerantes y aislantes del aceite.
- Tomar una muestra del aceite en un frasco de vidrio transparente, para una mejor visualización del color del aceite.
- Verificar el nivel del aceite, según la marcación dada por el fabricante. Si el nivel del aceite está por debajo de la marcación, debe ser reportado.
- Reportar la coloración del aceite y de ser requerido recomendar su cambio.

5.2.3. Estado del Gabinete

- Realizar una inspección visual del gabinete, buscando identificar: Deterioro por corrosión, daños mecánicos, deterioro de la pintura, daño en los sellos de las compuertas y daño en los tornillos o sujetadores del rectificador.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.4. Estado de la Puesta a Tierra

- Verificar que la puesta a tierra se encuentre conectada y libre de corrosión la cual impida su buen funcionamiento.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.5. Estado del Panel de Control

- Al interior del panel de control, verificar que la plancha de baquelita (u otro soporte) se encuentre en buen estado, sin presencia de grietas, desgaste o quemaduras por descargas eléctricas.
- Los elementos que se encuentran anclados al panel de control, deben estar firmes.
- Reportar cualquier observación encontrada.


5.2.6. Estado del Interruptor o Breaker

- Accionar el breaker y determinar usando un multímetro, que la unidad se encuentra totalmente energizada.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.7. Estado de los Elementos de Medición

Para identificar el estado del voltímetro, siga los siguientes pasos:

- Medir el voltaje de salida del rectificador (DC), usando un multímetro conectado a los terminales positivo y negativo.
- Medir el amperaje del rectificador, usando un multímetro conectado al Shunt o un amperímetro conectado a uno de los cables positivo y negativo.
- Comparar las medidas obtenidas con la lectura del voltímetro y amperímetro, caso

		CÓDIGO: PI-IS-007
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 3 de 7
	INSPECCIÓN DE UNIDADES RECTIFICADORAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA – URPC LINEAS SUBMARINAS	

exista una desviación mayor a un (1) voltio, realizar la calibración requerida (Para los dispositivos análogos, use el tornillo de calibración y para dispositivos digitales, realice la calibración según el manual del dispositivo).

- En caso de que los medidores se encuentren en cero, verificar (si es posible) la conexión de los cables de los medidores; en caso de que no haya deterioro en las conexiones, reportar el dispositivo como defectuoso.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.8. Estado del Transformador

Para tener conocimiento del estado del transformador, considerar lo siguiente:

- Con un termómetro infrarrojo, verificar la temperatura del transformador. Esta no debe estar excesivamente caliente (si la temperatura supera los 70°C verificar lo estipulado en el manual del rectificador).
- A partir de una inspección auditiva, verificar que el transformador no presente ruido.
- Verificar que el voltaje del rectificador este acorde a los pasos (*Taps*) en que se encuentre.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.9. Estado del Puente Rectificador

Verificar el buen funcionamiento del puente rectificador, realizando:

- Desconectar los cables positivo y negativo del rectificador.
- Con el rectificador encendido, medir la frecuencia de salida en los terminales positivo y negativo. Para un rectificador monofásico, la frecuencia es de 120 Hertz y para un rectificador trifásico es de 360 Hertz.
- En caso de que las frecuencias no coincidan, realizar la verificación de cada diodo.
- En caso de que un diodo o el puente de diodos se encuentre defectuoso, reportar inmediatamente al personal de mantenimiento eléctrico.
- Reportar cualquier observación encontrada.

5.2.10. Estado de Otros Dispositivos

Para los demás dispositivos, tales como los capacitores, inductores, fusibles, varistores, etc., realizar la siguiente verificación:


- Para fusibles, verificar la continuidad del elemento
- Para varistores, verificar la discontinuidad de los terminales
- Para capacitores e inductores, verificar que se encuentren en buen estado sin presencia de quemaduras por descargas eléctricas.
- Para los demás elementos, verificar su buen funcionamiento a partir de buenas prácticas de ingeniería.

5.2.11. Registros de Parámetros Eléctricos

Entre los parámetros eléctricos a obtener durante la ejecución de la inspección, considerar:

Parámetro de Fabricación

- Marca del Equipo
- Modelo del Equipo
- Serial del Equipo (de fábrica y el asignado por el operador)
- Voltaje AC de alimentación

		CÓDIGO: PI-IS-007
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 4 de 7
	INSPECCIÓN DE UNIDADES RECTIFICADORAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA – URPC LINEAS SUBMARINAS	

- e. Corriente AC de alimentación
- f. Voltaje DC de salida
- g. Corriente DC de salida
- h. Numero de fases
- i. Relación del Shunt (Amperios a mili voltios)
- j. Enfriamiento (Aire, Aceite, Otros)
- k. Referencia de los diodos (opcional)
- l. Referencia de los fusibles (opcional)

Parámetros de Operación

- a. Fecha de inspección
- b. Voltaje AC de alimentación (en URPC trifásicos, registrar el voltaje entre las fases)
- c. Corriente AC de alimentación (en URPC trifásicos, registrar cada fase)
- d. Voltaje DC de salida (y voltaje AC en los terminales positivo y negativo)
- e. Corriente DC de salida (medida con el Shunt y con el amperímetro)
- f. Frecuencia de salida (Hertz)
- g. Taps de operación (colocar el tap en relación al número de taps totales, ej: 1 de 5, 1/5, B de E, B/E)
- h. Potencial de la celda de referencia permanente (Si existe).

Cualquier parámetro adicional según los descrito en las anteriores secciones, se deben registrar para futuras consultas.

5.2.12. Casos Especiales

En caso de encontrarse alguna falla en el funcionamiento del rectificador, esta falla debe ser diagnosticada usando las técnicas de inspección disponibles, por ejemplo:

Si el rectificador se encuentra encendido y hay presencia de voltaje de salida, pero la corriente de inyección es cero, se debe verificar el estado del cable positivo y negativo, usando ensayos de continuidad o camas provisionales.

En caso de encontrarse un corto circuito en la URPC, proceder de acuerdo a las indicaciones de la Figura 1:


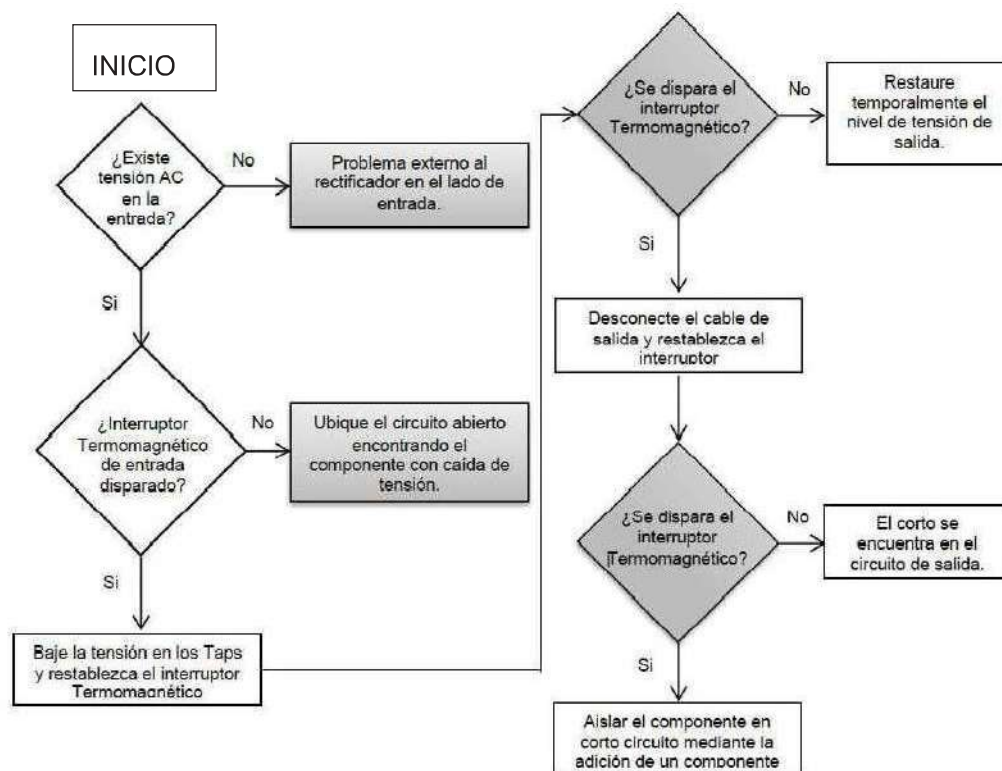
		CÓDIGO: PI-IS-007
Refinería Conchán Equipo de Trabajo D.S. N°081-2007-EM	PROCEDIMIENTOS DE INTEGRIDAD	PROCEDIMIENTO Versión: v.1 Página 5 de 7
	INSPECCIÓN DE UNIDADES RECTIFICADORAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA – URPC LINEAS SUBMARINAS	

Figura 1. Localización de un cortocircuito en un Rectificador



5.3. EQUIPOS

Entre los principales equipos para la inspección de la URPC, se debe disponer de:

- Multímetro calibrado con más de 10 Mohm de impedancia interna
- Amperímetro calibrado
- Celda de referencia de Cu/CuSO4 calibrada
- Termómetro infrarrojo verificado.
- Datalogger para medición continua de potenciales

5.4. REGISTROS

TI-R-017 Verificación de rectificadores

Estándar de Ingeniería N° SI3-01-07

 Petroperú	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 1 de 18

COPIA CONTROLADA

NUMERO DE EJEMPLAR	
DEPENDENCIA	
NOMBRE DEL RESPONSABLE	

 <small> 1000 digitaciones por ABUSALO 02/04/2022 09:04:04 F46 20200120218 soft Fecha: 2022-12-06 11:46:39 05:00 </small> Víctor Fada Pichinque	 <small> Repaso FICHA 20630 Carlos Sánchez Camelo </small> Carlos Sánchez Camelo	<small>Revisión 3</small>  <small> Juan Naniuche Tanta Juan Naniuche Tanta </small> Juan Naniuche Tanta	<small>Aprobado</small>  <small> Víctor Fada Pichinque Fecha: Noviembre 2022 Víctor Fada Pichinque FICHA 52107 </small> Víctor Fada Pichinque
--	--	---	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

 Petroperú	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 2 de 18

MODIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

Nº de Versión	Fecha de Aprobación	Proponente	Sistema de Gestión	Naturaleza / Motivo de la Revisión
v.1	Febrero - 09	Jefe Unidad Inspección	SIG	Modificación de frecuencias de inspección
v.2	Octubre - 14	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-001 v.2 - Adecuación al Instructivo: Código IA1-ADM-003 v.0
v.3	Abril - 20	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Actualización a norma B31.4 y a recientes intervenciones a oleoductos.
v.4	Setiembre - 22	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Actualizaciones de Base Normativa. - Actualización de definiciones. - Actualización de Procedimiento. - Anexos de Protocolo de Pruebas. - Adecuación DS-026-94-EM - Adecuación DS-081-07-EM
v.5	Noviembre - 22	Jefe Unidad Inspección	SIG	<ul style="list-style-type: none"> - Actualización de Procedimiento de Despresurización. - Concordancia con norma API 1110.

Firmado digitalmente por  Omar Arevalo Ipanaque 20100128213 soft Fecha: 2022.12.06 11:47:28 -05'00'	 Revisión 2 FICHA 23638 Carlos Sánchez Moschel	 Revisión 3 FICHA 23638 Juan Mamuché Tanta	Aprobado  Víctor Palla Michimque Fecha: Noviembre 2022
--	---	---	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

 Petroperú	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO Versión: v. 5
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Página 3 de 18

I. OBJETIVO

Establecer y mantener en Refinería Conchán el procedimiento estandarizado para realizar pruebas hidrostáticas a los oleoductos submarinos de carga y descarga de productos hidrocarburos desde o hacia el terminal portuario hacia o desde el patio de Tanques.

II. BASE NORMATIVA

- D.S. N° 051-93-EM "Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos".
- D.S. N° 026-94-EM "Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos"
- D.S. N° 081-2007-EM "Reglamento de Transporte de Hidrocarburo por Ductos"
- ASME B-31.4 "Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries"
- Procedimientos de Trabajos Especiales - Estándares de Ingeniería 2010 de Refinería Conchán

III. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES

3.1. ALCANCE

Este procedimiento aplica a los documentos técnicos y registros elaborados y emitido por Unidad Inspección relacionados a las Pruebas Hidrostáticas en el mantenimiento industrial de las instalaciones portuarias y los equipos que interviene en el proceso de carga y descarga de productos hidrocarburos a través de los oleoductos de Refinería Conchán.


3.2. RESPONSABILIDADES

Jefe de Unidad Inspección: es el responsable de revisar, implementar, difundir, verificar y aprobar el presente estándar y a través de los supervisores e inspectores de Inspección verificar el cumplimiento de este procedimiento, alertando a los ejecutores y/o clientes operativos las desviaciones ocurrientes.

Supervisores de Inspección: son los responsables de elaborar, implementar, difundir y verificar el cumplimiento del presente procedimiento, aplicable a los procedimientos operativos en el mantenimiento de los oleoductos de Refinería

Firmado digitalmente UGAR AREVALO 20170128218 v04 Fecha: 2022-12-06 11:49:50 -05'00'	Revisión 2 CARLOS SANCHEZ CARNEO FICHA 53638	Revisión 3 JUAN NAMUYO TANTA FICHA 53702	Aprobado VICTOR KAPA CHILINGUE FICHA 53707
--	--	--	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 4 de 17

Conchan. Asimismo, elaborar, emitir, registrar y mantener los documentos relacionados al presente procedimiento.

Inspectores de Equipos: son los responsables de verificar el cumplimiento del presente procedimiento, aplicable a los procedimientos operativos en el mantenimiento de los oleoductos de Refinería Conchan, observando y alertando a los ejecutores y/o usuario de las desviaciones ocurrentes. Asimismo, apoyar en la elaboración, emisión y registro los documentos relacionados al presente procedimiento.

Ejecutor (Cliente de Mantenimiento): es el personal Supervisor de Mantenimiento a cargo y responsable de instalar las facilidades para ejecutar la Prueba Hidrostática y cumplir con el presente procedimiento, tomar las acciones correspondientes para levantar las observaciones o alertas de las desviaciones ocurrentes.

Usuario (Cliente Operativo): es el personal Supervisor u Operador a cargo y responsable de las instalaciones industrial portuarias y de los equipos que interviene en el proceso de carga y descarga de productos hidrocarburos a través de los oleoductos de Refinería Conchán.

Veedor: es el personal de Unidad Inspección o personal designado durante los guardias de fin de semana a cargo de verificar la correcta ejecución de las Pruebas Hidrostáticas. Verifica que los instrumentos de medición se encuentren en perfectas condiciones con los certificados vigentes y que los accesorios de tuberías se encuentren en condiciones adecuadas para su uso. Marca el inicio y finalización de la prueba Hidrostática, y registra todos los acontecimientos y variaciones de los valores de presión y temperatura en el tiempo durante su ejecución. Inspecciona posibles fugas en las conexiones o bloqueos del sistema de conforman y participa durante la Prueba Hidrostática de los oleoductos. Reporta a Unidad Inspección los resultados de la Prueba Hidrostática.


IV. DEFINICIONES

Aviso de Avería: transacción realizada a través de ERP SAP para solicitar una acción o intervención de Unidad Inspección y/o Unidad Mantenimiento.

Cliente Operativo: Área usuaria de las Unidades de Procesos, Movimiento de Productos, Planta de Ventas, Laboratorio o Ingeniería de Procesos, quien solicita los servicios de inspección para el monitoreo de operación de un equipo, inspección visual, inspección

Firmado  digitalmente por MIGUEL FAI 20100128218 soft Fecha: 2022.12.06	Revisión 2  Carlos Sánchez Canelón	Revisión 3  Juan Namuche Tanta	Aprobado  Víctor Falla Pichillique Fecha: Noviembre 2022
---	---	---	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA		CÓDIGO
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS		PO6-REF-750
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán		LINEAMIENTO Versión: v. 5 Página 6 de 17

viceversa, y los dispositivos creados para llevar a cabo tal fin, como elementos de control, protección, transporte y medición como ejemplo tenemos: cables, equipos de alumbrado, interruptores, bobinas, imanes, motores, transformadores, condensadores y otros.

Equipo Instrumentista: son todos aquellos instrumentos de control y medición, transmisión, registro y conversión de las variables de un proceso con el fin de optimizar recursos en la industria, como ejemplo tenemos los siguientes: transductor, receptores, transmisores, indicadores, convertidores, controladores, interruptores, PLC, DCS y otros.

Inspección: procedimiento por el cual se realiza la verificación de cumplimiento de condiciones requeridas para que los componentes, equipos, sistemas o instalaciones industrial realicen las funciones para la cual se adquirió o fue fabricada.

Equipo de bombeo: transformador de energía mecánica en energía hidráulica de presión o velocidad, se utiliza para el suministro de agua, puede ser manual o accionado eléctricamente.

Fitting para presión: accesorios de tuberías para las conexiones entre el equipo de bombeo y el oleoducto, como niples, uniones, codos, tee, y otros.

Fitting para drenaje: accesorios de tubería circular para las conexiones de purgado de aire y/o otras sustancias que no favorezcan al normal desarrollo de la prueba hidrostática entre el oleoducto y la alcantarilla de drenaje.

Platos ciegos: accesorios de tuberías que proporciona una barrera física para separar, bloquear el flujo o aislar hidráulicamente dos tramos de tubería con el fin de eliminar fugas, hermetizar o sellar.

Fluido: es toda materia o compuesto que no cuenta con propiedades de rigidez o elasticidad, con capacidad de adaptarse a la forma del recipiente que lo contiene, ceder a cualquier fuerza aplicable y con la propiedad de fluir o desplazarse. Puede encontrarse en dos estados de la materia: líquido o gas.

Inspector: personal empleado que se encarga de la revisión de equipos de manera visual o con el uso de equipos manuales o de tecnología y/o el uso de compuestos químicos para determinar el estado de condición o integridad mecánica.

Mangueras submarinas: son accesorios flexibles con alma de acero y revestimiento de caucho que se utilizan para facilitar las conexiones entre dos puntos entre un sistema de

Firmado  Representante por REVALOIRANQUE Omar Miguel FAU 20100128218 son Fecha: 2022.12.06 110638-0577	Revisión 2  Carlos Sánchez Cabello	Revisión 3  Juan Naniuché Tanta	Aprobado  Víctor Pella Riquelme
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			
Fecha: Noviembre 2022			

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO Versión: v. 5
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Página 7 de 17

tuberías submarinas y/o entre recipientes de almacenamiento o la combinación de ambas.

Mangueras submarinas de doble carcasa: son las mangueras que cuentan con una carcasa primaria la cual se encuentra en contacto con el producto a transportar y una carcasa secundaria de protección y contención en el caso que falle la carcasa primaria evitando fuga o derrames de producto.

Manguera Tanker Rail: son las mangueras submarinas reforzadas de doble carcasa, las cuales se conectan al buque.

Manguera Main Line: son las mangueras submarinas reforzadas de doble carcasa, las cuales se ubican a lo largo de la línea o tren de mangueras.

Mangueras One End: son las mangueras submarinas reforzadas de doble carcasa, las cuales se ubican en el Plet o cuello de ganso o en el inicio o finalización de un poliducto ubicado en el lecho marino.

Manómetros: instrumento de medición de presión de los fluidos en un recipiente que los contenga. Normalmente utilizado con certificado de calibración vigente.

Mantenimiento: procedimiento o conjunto de actividades que se realizan para conservar o devolver el estado de condición o integridad mecánica para que los componentes, equipos, sistemas o instalaciones industriales realicen las funciones para la cual se adquirió o fue fabricada.

Medio de Prueba: La prueba hidrostática debe ser realizada con agua; sin embargo, pueden utilizarse derivados del petróleo que no se vaporicen rápidamente a presión atmosférica como medio de prueba, si la línea completa está fuera de las ciudades y centros poblados

Oleoducto: sistema compuesto por tuberías, válvulas, mangueras submarinas y accesorios utilizadas para el transporte del petróleo y sus derivados. También llamado Línea submarina.

Plano: Representación gráfica o a escala de un terreno o de un equipo indicando con información de estos, que puede ser de tipo mecánicos, eléctricos, instrumentación, civiles, estructurales, etc.

Firmado digitalmente por AREVALO OMAR Miguel FAU 20100126218 son Fecha: 2022.12.05 10:55:40 -0500  Omar Arevalo Ipanaque	Revisión 2 FICHA 33530  Carlos Sanchez Fanquelo	Revisión 3  Juan Mamuche Tanta	Aprobado  Victor Falia Richirigua
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU <div style="text-align: right;"> Original en Petromar Victor Falia Richirigua Fecha: Noviembre 2022 Ficha 55117 </div>			

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 8 de 17

PLET (Pipe Line End Termination): construcción de acero instalada generalmente en la terminación de una tuberías u oleoducto, el cual se utiliza como punto de conexión o interfase, está conformado por el patín, conexiones bridadas, válvulas de y otros accesorios.

Presión de Prueba: es la presión máxima permitida para realizar la prueba hidrostática.

Presión de Operación: es la presión a la cual trabaja un instalación o sistema para cumplir con el proceso en condiciones normales o para la cual fue designado en su diseño.

Presión Máxima de Operación: es la presión máxima a la que una instalación se puede ver sometida de forma continua en condiciones normales de operación.

Prueba Hidrostática: ensayo destructivo que consiste en presionar un equipo (tubería o recipientes fabricados para contener fluidos) a un valor determinado mayor a la presión de diseño u operación (normalmente a 1.5 veces), durante un periodo de tiempo establecido previamente (1 a 4 horas) para verificar su hermeticidad, confirmar su integridad mecánica y avalar las condiciones óptimas de operación.

Supervisor: personal administrativo que se encarga de dirigir las labores o actividades de un equipo de personal en un área determinada.

Termómetro o pirómetro: instrumento de medición de la temperatura de un sistema de forma cuantitativa. Normalmente utilizado con certificado de calibración vigente.

Válvulas: dispositivo mecánico que sirve como instrumento de regulación y control de la circulación de un determinado fluido.

V. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO


5.1. DESCRIPCIÓN

El presente estándar determinara las consideraciones generales del procedimiento para la realización de las Pruebas Hidrostáticas en el mantenimiento industrial de las instalaciones portuarias y los equipos que interviene en el proceso de carga y descarga de productos hidrocarburos a través de los oleoductos de Refinería Conchán.

5.2. PARTICIPANTES

 Sion digitalmente por: ARIIVALE PANACHE Omar Miguel FAU 25100126218 soR Fecha: 2022.12.06 al84panache	Revisión 2  Carlos Sánchez Castro	Revisión 3  Juan Nariñoche Tanta	Aprobado  Víctor Falla Picinlingue Fecha: Noviembre 2022
---	--	---	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO Versión: v. 5
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Página 9 de 17

Personal Usuario: es el personal de Unidad Movimiento de Productos a cargo de las instalaciones y operaciones del oleoducto, quien toma las acciones correspondientes para desplazar con agua el producto contenido dentro de las tuberías del oleoducto con el fin de facilitar la ejecución de la Prueba Hidrostática. Entrega el sistema a Unidad Mantenimiento para realizar la Prueba Hidrostática.

Personal Ejecutor: es el personal de Unidad Mantenimiento o personal Contratista a cargo y responsable de instalar los equipos, accesorios de tuberías y las facilidades para ejecutar la Prueba Hidrostática y cumplir con el presente procedimiento, tomar las acciones correspondientes para levantar las observaciones o alertas de las desviaciones ocurrientes.

Personal Validador: es el personal de Unidad Inspección o el personal designado durante las guardias de fin de semana, o contratista responsable de verificar el cumplimiento del presente procedimiento, aplicable a los procedimientos operativos en el mantenimiento de los oleoductos de Refinería Conchán.

Personal Veedor: es el personal de una entidad externa, que en su mayoría de casos se puede tratar de un personal representante de algún ente fiscalizador como OSINERGMIN, APN, OEFA, entre otros, el cual participa como veedor de los resultados obtenidos de la prueba hidrostática en desarrollo.

5.3. PROCEDIMIENTO


Requerimiento de Prueba Hidrostática: la solicitud para realizar la Prueba Hidrostática puede provenir de:

- 1) Personal operativo de Unidad Movimiento Productos para la verificación de la hermeticidad y la capacidad de contención del sistema e integridad mecánica del oleoducto durante sus operaciones de carga y descarga de hidrocarburos.
- 2) Personal de Unidad Mantenimiento luego de ejecutar el mantenimiento y/o reparación del oleoducto, para garantizar la hermeticidad y la capacidad de contención del sistema e integridad mecánica a una determinada presión.
- 3) Personal de Unidad Inspección luego de ejecutar la inspección de oleoducto y considere que es necesario para garantizar hermeticidad y la capacidad de contención del sistema a una presión determinada, confiabilidad en las operaciones e integridad mecánica del oleoducto.
- 4) Programado en el Plan Maestro de Inspección PMI de Unidad Inspección, en cumplimiento del D.S. 026-94-EM.

Firmado Autorizado por AREVALO PANQUE Omar Miguera 26100126218 scft Fecha: 2022/11/22	Revisión 3  Carlos Sanchez Canelo	Revisión 3  Juan Namuche Tanta	Aprobado  Victor Fajal Pachlingue Fecha: Noviembre 2022
--	--	--	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERU
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERU

Victor Fajal Pachlingue
Ficha 55107

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 10 de 17


Coordinación para Prueba Hidrostática: el personal que solicita la Prueba Hidrostática realiza lo siguiente:

- 1) Las coordinaciones con los otros participantes descritos en el punto 5.2 **Participantes**, para programar el personal necesario que tendrá participación.
- 2) Coordina con el Personal de Control de Gestión quien a su vez coordina con Cadena de Suministro para solicitar los días de intervención donde el oleoducto **saldrá de operación para la ventana de mantenimiento**, y la ejecución de la prueba Hidrostática, definiendo el día de ejecución.
- 3) La programación de la ventana estará sujeta a la disponibilidad operativa para no crear desabastecimiento de combustibles, apertura de puerto debido a que en el puerto se cierra por oleaje anómalo, y/o disposición de todas las facilidades necesarias para la Prueba Hidrostática de contar con los servicios de contratación para dichas actividades.
- 4) Personas de Jefatura Control de Gestión comunica y coordina con el ente fiscalizador pertinente la fecha y hora de la ejecución de la prueba hidrostática, con el fin de que el ente designe la presencia de su personal en el sitio durante la prueba hidrostática.

Plan de Prueba: Cuando se planee una prueba hidrostática, considerar los siguientes factores:

- 1) Máxima presión de operación esperada durante el ciclo de vida de la instalación hasta la próxima Prueba Hidrostática. Definida por el personal Usuario. Actualmente la Presión Máxima de Operación es de 100 PSIG.
- 2) Localización del oleoducto: Líneas Submarinas N° 1 o N° 2, tramo de tubería y componentes a probar. Definida por el realiza el requerimiento de la Prueba Hidrostática.
- 3) Indicar características de diseño del oleoducto como: tamaño, espesor de pared, material y grado, presión interna de diseño, perfil de elevación. Definido por personal de Unidad Inspección.
- 4) Rango de presiones de las válvulas del sistema y tipo de bridas. Definido por Personal de Unidad Inspección.
Válvulas: Presión máxima 283 PSIG a 40°C.
Mangueras: Presión máxima 225 PSIG a 40°C.
- 5) Temperatura esperada del medio, temperatura ambiente y del terreno durante el periodo de estabilización. Definido por Personal de Unidad Inspección y controlada por el Veedor.
- 6) El medio de prueba y su fuente de aprovisionamiento. Definido por Personal de Unidad Inspección.
- 7) Medidas de seguridad para el personal que interviene en la prueba. Definido por Personal Ejecutor.

 Carlos Sánchez Cagido FICHA 33030	Revisión 2  Juan Namuche Tanta	Revisión 3  Víctor Fajal Pachilingue	Aprobado  Víctor Fajal Pachilingue
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO Versión: v. 5
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Página 11 de 17

- 8) Asignación de responsabilidades del personal que interviene en la prueba. Definidas en 3.2 Responsabilidades y 5.2 Participantes.
- 9) Notificación a las autoridades competentes. A cargo de Personal de Control de Gestión.
- 10) Plan de acción para eliminar las fugas que se presenten. A cargo del Personal Ejecutor.
- 11) Criterio de aceptación de la Prueba Hidrostática. Definido por Personal de Unidad Inspección.

Procedimiento de la Prueba Hidrostática: antes que la prueba comience, se debe realizar un procedimiento para su realización, el cual debe incluir lo siguiente:


- 1) Instalación de facilidades en los puntos abastecimiento del medio de prueba, venteo y purgado. A cargo del Personal Ejecutor.
- 2) Facilidades para contención y disposición de remanentes de productos de hidrocarburo que pueda encontrarse en el ducto a ser probado. A cargo del Personal Ejecutor.
- 3) Llenado secuencial del oleoducto. Se recomienda dividir el recorrido total de abertura de la compuerta de la válvula en cuatro (04) partes iguales. A su vez en los puntos de venteo debe estar abierto para la completa liberación de aire u otras sustancias que no permitan el desarrollo normal de la prueba de hermeticidad. A cargo del Personal Ejecutor.
- 4) Una vez que se evidencie que en los puntos de venteo se esté expulsando el medio de prueba (agua), se deberá mantener el llenado por un tiempo entre 15 a 20 minutos para asegurar que las posibles bolsas de aire aún se encuentren dentro del oleoducto sean expulsadas. A cargo del Personal Ejecutor.
- 5) Posteriormente, se procederá al cierre de los venteos y de los puntos de llenado para iniciar la elevación de la presión de prueba de manera secuencial. A cargo del Personal Ejecutor.
- 6) Se realizará la presurización a un rango máximo de 10 PSIG/min hasta llegar a la presión para la prueba hidrostática. Esta presurización se hará de manera secuencial. Se procederá a levantar la presión en tres o cuatro intervalos, al llegar a cada valor de presión del intervalo definido se cerrará el suministro de agua y se mantendrá la presión, verificando si existe variación de los valores presión durante un periodo de 15 a 20 minutos. De manera sucesiva se continúa hasta alcanzar el valor de presión de prueba. A cargo del Personal Ejecutor.
- 7) La verificación de variación de presión entre intervalos de presión durante los 15 a 20 minutos se realizará por el personal Veedor. En el caso de identificar caída de presión mayor a 1 PSIG por minuto se debe abrir los venteos y el reinicio de recirculación del medio de prueba durante unos 15 minutos a 20 minutos tal como se indica en el punto 6. A cargo del Personal Veedor y

 Víctor Fajal Gerencia Operaciones Gerencia Departamento Refinación Conchán	Revisión 2  Carlos Sánchez Canales Gerencia Operaciones Gerencia Departamento Refinación Conchán	Revisión 3  Juan Mamuche Tarifa Gerencia Operaciones Gerencia Departamento Refinación Conchán	Aprobado  Víctor Fajal Gerencia Operaciones Gerencia Departamento Refinación Conchán
---	---	--	---

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

Fecha: Noviembre 2022

Original guardado por
Víctor Fajal
Ficha 55107

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 12 de 17

Ejecutor respectivamente.

- 8) De persistir la caída de presión se verificarán los puntos de posibles fugas en tierra por el personal Veedor y en mar por los buzos submarinos a cargo del ejecutor, para realizar los ajustes pertinentes de ser el caso. Posteriormente a ello, se reiniciará el llenado y el incremento de la presión secuencial descritos en los numerales 5), 6) y 7). A cargo del Personal Veedor y a cargo del Personal Ejecutor respectivamente.
- 9) El tiempo de prueba (de 1 a 4 horas) dependerá de la evaluación a realizar y será definida por la Unidad Inspección.
- 10) Pasado el tiempo de prueba, el Veedor dará la indicación de su culminación e indicará el retiro de las facilidades instaladas y medios de aislamiento del sector de oleoducto a ser probado. A cargo del Personal Ejecutor.
- 11) Se tomarán antes, durante y después de la prueba precauciones de seguridad y procedimientos complementarios. A cargo del Personal Ejecutor.

Presión de prueba: para los sistemas que ya se encuentran operando se probarán a 1.5 veces su Presión Máxima de Operación. Se instalará el manómetro en el punto más alto del sistema y de fácil acceso para el monitoreo durante la prueba.

- 1) La Presión Máxima de Operación es de 100 PSIG en los oleoductos de las Líneas Submarinas N° 1 o N° 2 de Refinería Conchán.
- 2) La presión de prueba mínimo es de 150 PSIG.
- 3) El manómetro deberá tener el rango de 0 a 300 PSIG. Deberá tener certificado de calibración vigente en la fecha de la Prueba Hidrostática.
- 4) La variación entre la presión de inicio y el final de la Prueba Hidrostática no debe ser mayor al 15% del valor inicial de la prueba, durante el periodo de prueba máximo de 4 horas.
- 5) Para el periodo de prueba mínimo de 1 hora la variación máxima no debe ser mayor a 10%.


Punto de control de la presión: El punto de control de la presión o el punto de instalación del manómetro para la prueba debe ubicarse en el punto más elevado del sistema ó segmento en prueba.

- 1) Para el tramo del oleoducto desde el terminal portuario (válvula de control) hasta la brida de conexión al buque (manguera Tanker Rail) el manómetro se ubica en la conexión alta del Omega.
- 2) Para el tramo del oleoducto desde el límite de la Refinería Conchán (válvula doble cuchilla antes del ingreso al túnel) hasta la brida de conexión al buque (manguera Tanker Rail) el manómetro se ubica en la conexión alta del oleoducto.

	Revisión 1 <small>Revisión de documentos por 48000022- PANADOL Contr. Integral 140 01/01/2023 14:00</small> Carlos Sánchez	Revisión 2 	Revisión 3 	Aprobado 
lo Ipanaque	Carlos Sánchez	Juan Mamuche Tanta	Victor Fajal Richijungue	

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

Fecha: Noviembre 2022

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 13 de 17


Procedimiento de presurización: El tramo de oleoducto en prueba debe ser presurizado a un rate máximo de 10 PSIG/min de manera y constante, priorizando el método (3) tres o (4) cuatro intervalos:

- 1) Primer intervalo de presión de 0 a 40 PSIG.
- 2) Segundo intervalo de presión de 40 a 75 PSIG.
- 3) Tercer intervalo de presión de 75 a 120 PSIG.
- 4) Cuarto intervalo de presión de 120 a 150 PSIG.
- 5) Cuando se alcanzando el valor superior de presión de cada intervalo, se realiza el cierre de las válvulas de suministro del medio de prueba (agua) para verificar las posibles caídas de presión, durante un periodo de (15) quince a (20) veinte minutos.
- 6) Si se determina variaciones de caídas de presión mayores a 1 PSIG por minuto se debe reiniciar la recirculación del medio de prueba para eliminar posibles bolsas de aire.
- 7) En el caso de persistir las variaciones de caídas de presión mayores a 1 PSIG por minuto, se realizará la inspección en tierra para detectar posibles fugas y la inspección submarina por buzos para ser eliminadas y reiniciar el proceso de presurización.

Periodo de Prueba: cuando se alcanza la presión de prueba, el bombeo debe ser detenido y debe verificarse que no existan fugas en las conexiones. Luego de la verificación de la hermeticidad, el suministro del medio de prueba (agua) debe ser bloqueado.

- 1) El Veedor marcará el inicio de la Prueba Hidrostática cuando se alcanza el valor de presión de prueba definido y bloqueado y aislado el suministro del medio de prueba (agua).
- 2) En el inicio de la prueba se registrará el tiempo u hora de inicio, el valor de la presión inicial y el valor de la temperatura inicial.
- 3) El periodo de prueba hidrostática de (04) cuatro horas como mínimo, es requerido luego de las actividades de reparación de los oleoductos o reemplazo de mangueras.
- 4) Para el periodo de prueba de (04) cuatro horas, se registrará el tiempo, el valor de la presión y el valor de la temperatura cada (20) veinte minutos.
- 5) El periodo de prueba hidrostática de (01) una hora como mínimo, se realizará para verificar la hermeticidad del sistema a solicitud de la Unidad Movimiento de Productos o Unidad Inspección.
- 6) También se considera periodos de prueba de (01) una hora para los casos donde el oleoducto no fue intervenido para realizar actividades de inspección y/o mantenimiento, y se ejecuta la prueba hidrostática en cumplimiento a lo

 Omar Arevalo Ipanaque <small>Escaneado digitalmente por: ARNALDO Ipanaque Omar Fecha: 2022/12/05 10:12:14 -0500</small>	 Carlos Sánchez Canelo <small>FICHA 55138</small>	 Juan Mamuche Tanta <small>Revisión 3</small>	 Víctor Falla Pichilingue <small>Aprobado</small>
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ Fecha: Noviembre 2022 Original Firmado por Víctor Falla Pichilingue FICHA 55107			

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA		CÓDIGO
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS		PO6-REF-750
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán		LINEAMIENTO Versión: v. 5 Página 14 de 17

dispuesto en el D.S.026-94-EM.

- 7) Para el periodo de prueba de (01) una hora, se registrará el tiempo, el valor de la presión y el valor de la temperatura cada (15) quince minutos.
- 8) Entre los intervalos de registro de presión y temperatura el Veedor verificará que no exista fugas del medio de prueba (agua) en tierra, y en mar.
- 9) El Veedor marcará el final de la Prueba Hidrostática registrando el valor de presión final para su evaluación y validación.


Validación de la Prueba Hidrostática: La prueba será validada cuando se ha cumplido a lo siguiente:

- 1) El tiempo de prueba determinado se cumplió.
- 2) El valor de la presión de prueba final no excede el porcentaje (%) de variación determinado para las pruebas de (04) horas - 15% y para las pruebas de (01) hora - 10%. Estas variaciones se pueden generar por cambios de temperatura, oleaje y elongación de mangueras submarinas.
- 3) El oleaje puede generar oscilaciones de presiones de ± 5 PSIG.
- 4) Los cambios de temperatura de medio ambiente pueden generar oscilaciones de ± 10 PSIG.
- 5) Las elongaciones de las mangueras pueden generar oscilaciones en la presión de prueba de ± 7 PSIG.
- 6) No se detectaron fugas del medio de prueba (agua) en tierra por el personal Veedor, ni fugas en el mar por los buzos.
- 7) No se detectaron anomalías o defectos en el sistema de oleoducto: tuberías, mangueras y accesorios.

Despresurización de Línea: Luego de haber sido aceptada la prueba hidrostática se procede con la despresurización de la línea teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) Se conectarán a la línea la niplería correspondiente para la adecuada disposición de agua contenida dentro de la línea.
- 2) Se graduará la abertura de la válvula de venteo de manera que se tenga una despresurización de 5 PSIG por minuto. Esto debe ser identificado en el manómetro de referencia que se empleó para la prueba.
- 3) La despresurización terminará hasta que el manómetro de referencia para la prueba haya llegado a cero.
- 4) Luego se retira la niplería instalada para la disposición del agua y se entrega la línea al área operativa para su operación.
- 5) El agua remanente que se encuentra dentro de la línea será finalmente dispuesta por el área operativa.

 Omar Arevalo Ipanaque ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ	Revisión 2  Carlos Sánchez Cabello	Revisión 3  Juan Namucche Tanta	Aprobado  Víctor Halla Pichilingue Fecha: Noviembre 2022
---	---	--	--

 Petroperú	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 15 de 17

VI. RECOMENDACIONES O PRECISIONES

6.1. RECOMENDACIONES

Realizar la prueba hidrostática es necesario cuando:

- 1) Se realice la construcción de un nuevo oleoducto o poliducto.
- 2) Se reemplace tramos nuevos de los oleoductos existentes.
- 3) Se reemplace accesorios de los oleoductos como: válvulas o mangueras.
- 4) Requerida por el usuario, ejecutor o inspector para verificar la hermeticidad.
- 5) Cumplir con lo dispuesto en el D.S. 026-94-EM, Artículo 43°, letra g) inciso (iv) que indica *"Las mangueras y tuberías de transferencia deberán someterse a pruebas hidrostáticas por lo menos dos (2) veces al año, utilizándose para ello niveles de presión 1 1/2 veces mayor que la presión de trabajo máxima permitida, la cual deberá marcarse con pintura en dichas mangueras y tuberías"*.

6.2. PRECISIONES

En forma periódica para revalidar de procedimiento de Pruebas Hidrostáticas de los oleoductos y poliductos cada 5 años.

- 1) Fecha de próxima revisión: diciembre 2027.
- 2) Responsable de próxima revisión: jefe de Unidad Inspección
- 3) Modificaciones en la legislación vigente para oleoducto en el Perú.

VII. CAMBIOS CON RESPECTO A LA VERSIÓN ANTERIOR

Este documento deja sin efecto al Lineamiento SI-002-00 v.3.

Actualizar el presente ampliando las definiciones para mejor comprensión.

VIII. PROCESO AL QUE PERTENECE

Código del Proceso	Nombre del Proceso	Nivel del Proceso
PO6-REF-750	INSPECCIÓN GENERAL	Nivel 4



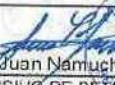

 Firmado digitalmente por VICTOR FAJO PICHLINGUE DN: cn=VICTOR FAJO PICHLINGUE, o=GERENCIA OPERACIONES, ou=GERENCIA DEPARTAMENTO REFINACION CONCHAN, c=PERU Fecha: 2022.12.05	 Revisión 2 Carlos Sánchez Canelo	 Revisión 3 Juan Namucé Tanta	Aprobado  Víctor Fajó Pichlingue Fecha: Noviembre 2022
---	--	---	--

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Versión: v. 5 Página 16 de 17

IX. ANEXOS:

ANEXOS I:

PRUEBA HIDROSTÁTICA DE OLEODUCTO (04) CUATRO HORAS				
Fecha: Inspector o Veedor: Supervisor Inspector: Jefe Unidad Inspección:			Hora de Inicio: Hora de Final: Validación:	
Manómetro (marca): Rango (PSIG): Certificado Calibración N°:			Termómetro (marca): Tipo / Rango (°C): Certificado de calibración	
Línea Submarina N°: Longitud: Diámetro: Material: Espesor:			Presión de Diseño: Presión de Prueba: Presión de Operación: Medio de Prueba: Requerimiento:	
Tiempo	Hora (24 H)	Presión PSIG	Temperatura °C	Observaciones
00:00				
00:20				
00:40				
01:00				
01:20				
01:40				
02:00				
02:20				
02:40				
03:00				
03:20				
03:40				
04:00				
Recomendaciones:				
Conclusiones:				
Inspector o Veedor:			Supervisor Inspección:	
Jefe de Unidad Inspección:				
 <small>Id. digitalmente por CARLOS IPANAQUE Omas Miguel FAM 26100126218 son Fecha: 2022.12.05 10:06:39 -05'00'</small> o Ipanaque	 Revisión 3 Carlos Rodríguez Canelo	 Revisión 3 Juan Naniuche Tañá	Aprobado  Víctor Fajal Pachilingue Fecha: Noviembre 2022	

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ

 Petroperú	ESTÁNDAR DE INGENIERÍA	CÓDIGO PO6-REF-750
	SI3-01-07 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE OLEODUCTOS	LINEAMIENTO Versión: v. 5
	GERENCIA OPERACIONES Gerencia Departamento Refinación Conchán	Página 17 de 17

ANEXOS II:

PRUEBA HIDROSTÁTICA DE OLEODUCTO (01) UNA HORA				
Fecha: Inspector o Veedor: Supervisor Inspector: Jefe Unidad Inspección:			Hora de Inicio: Hora de Final: Validación:	
Manómetro (marca): Rango (PSIG): Certificado Calibración N°:			Termómetro (marca): Tipo / Rango (°C): / Certificado de calibración	
Línea Submarina N°: Longitud: Diámetro: Material: Espesor:			Presión de Diseño: Presión de Prueba: Presión de Operación: Medio de Prueba: Requerimiento:	
Tiempo	Hora (24 H)	Presión PSIG	Temperatura °C	Observaciones
00:00				
00:15				
00:30				
00:45				
01:00				
Recomendaciones:				
Conclusiones:				
Inspector o Veedor:			Supervisor Inspección:	
Jefe de Unidad Inspección:				

 Firmado digitalmente por: AREVALO Omar Miguel EBAU 20100126218.ssh Fecha: 2022.12.06 10:05:44 -0500	 Carlos Sánchez Sanelo	Revisión 3  Juan Namuche Tanta	Aprobado  Victor Faltá Pichilingue
ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ			

Fecha: Noviembre, 2022
Ficha 5510

