

PETRÓLEOS DEL PERÚ PETROPERÚ S.A.
GERENCIA DPTO. OLEODUCTO
JEFATURA INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD

CONDICIONES TÉCNICAS



GCEO-2315-2022

“SERVICIO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN”

Control de Cambios:	Rev. 0 – 19/05/2023 – Condiciones Técnicas Integradas
	Rev. 1 – 19/06/2023 – Condiciones Técnicas Integradas (Primera Convocatoria)
	Rev. 2 – 02/02/2024 – Condiciones Técnicas Integradas (Segunda Convocatoria)

FEBRERO 2024

CONTENIDO

1.	OBJETO DEL SERVICIO	5
2.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	5
3.	NORMATIVA APLICABLE AL SERVICIO	5
3.1	BASE LEGAL	5
3.2	BASE NORMATIVA	6
4.	PLAZO DE EJECUCIÓN	7
5.	SISTEMAS DE CONTRATACIÓN	7
6.	MONTO ESTIMADO REFERENCIAL	8
7.	LUGAR DE EJECUCIÓN	8
8.	REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA EVALUACIÓN EN EL PROCESO DE SELECCIÓN	9
8.1	EXPERIENCIA DE LA EMPRESA POSTORA	9
8.2	PERSONAL PROPUESTO	10
8.2.1	INGENIERO RESIDENTE	10
8.2.2	ESPECIALISTA INTEGRIDAD	10
8.2.3	ESPECIALISTA METALMECÁNICO	10
8.2.4	ESPECIALISTA EN SISTEMAS CONTRA INCENDIO	10
8.2.5	ESPECIALISTA EN RECUBRIMIENTOS	10
8.2.6	ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA	11
9.	DOCUMENTOS PARA FORMALIZACIÓN DE CONTRATO	11
10.	GARANTÍAS	12
11.	PÓLIZAS	12
12.	SUBCONTRATACIÓN	13
13.	PENALIDADES	14
14.	FACTURACIÓN Y FORMA DE PAGO	17
15.	ADMINISTRACIÓN Y CONFORMIDAD	18
16.	PERSONAL REQUERIDO	18
16.1.	INGENIERO RESIDENTE	19
16.2.	ESPECIALISTA INTEGRIDAD	19
16.3.	ESPECIALISTA METALMECÁNICO	20
16.4.	ESPECIALISTA EN SISTEMAS CONTRA INCENDIO	21
16.5.	ESPECIALISTA EN RECUBRIMIENTOS	22
16.6.	ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA	22
16.7.	SUPERVISOR CASS	23
16.8.	INGENIERO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL	25

16.9. PERSONAL DE APOYO.....	25
16.9.1. Inspector END Nivel II	25
16.9.2. Inspector/ Operador de Equipo ONDAS GUIADAS	25
16.9.3. Inspector/ Operador de Equipo MFL PIPESCAN	26
16.9.4. Inspector/ Operador de Equipo HANDYSCAN 700.....	26
16.9.5. Analista de Reportes (RAW DATA).....	27
17. CUADERNO DE SERVICIO.....	27
18. OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA.....	28
19. FACILIDADES, OBLIGACIONES Y/O RESPONSABILIDADES DE PETROPERÚ	34
20. CAUSALES DE RESOLUCIÓN DE CONTRATO	35
21. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL AMBIENTE	35
22. CONDICIONES PARA EL INICIO DEL SERVICIO	37
23. ENTREGABLES.....	38
24. APÉNDICES	39
APÉNDICE N° 01: DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO.....	40
1. MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE PERSONAL Y EQUIPOS.....	40
2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	42
3. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL	45
4. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS	48
5. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA	52
6. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO	58
7. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS.....	64
8. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL REVESTIMIENTO.....	67
9. ANÁLISIS DE LABORATORIO DEL SUELO.....	68
10. LISTADO DE EQUIPOS PARA INSPECCIÓN	69
11. ENTREGABLES DEL SERVICIO.....	69
APÉNDICE N° 02: FORMATO DE PROPUESTA ECONÓMICA DETALLADA	73
APÉNDICE N° 03: ESQUEMA REFERENCIAL DE ESTRUCTURA DE COSTOS DIRECTOS	77
APÉNDICE N° 04: LISTADO DE SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN.....	78
APÉNDICE N° 05: LISTADO DE VÁLVULAS MANUALES EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN.....	82
APÉNDICE N° 06: EXPERIENCIA DEL POSTOR	83
APÉNDICE N° 07: EXPERIENCIA DEL PERSONAL PROPUESTO POR EL POSTOR	84
APÉNDICE N° 08: ESTRUCTURA GENERAL DEL INFORME TÉCNICO	85
APÉNDICE N° 09: DECLARACIÓN JURADA DE CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD DE PETROPERÚ	86

APENDICE Nº 10: DECLARACIÓN JURADA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	87
APENDICE Nº 11: DECLARACIÓN JURADA DE PARALIZACIÓN DE TRABAJOS POR RIESGO INMINENTE	88
APENDICE Nº 12: PROCEDIMIENTO PROA1-350 – MEDIDAS DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL PARA RETORNO A LABORES EN LAS INSTALACIONES DE PETROPERÚ	89
APENDICE Nº 13: PLAN PARA LA VIGILANCIA, PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA COVID-19	90

CONDICIONES TÉCNICAS

GCEO-2315-2022

“SERVICIO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN”

1. OBJETO DEL SERVICIO

Petróleos del Perú – Petroperú S.A., en adelante PETROPERÚ, requiere contratar a una empresa de servicios, en adelante el CONTRATISTA, para la ejecución del “Servicio de Inspección de Tuberías en Estaciones del ONP”, de acuerdo con las especificaciones indicadas en las presentes Condiciones Técnicas.

2. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

El Servicio consiste en inspeccionar y evaluar la Integridad Mecánica de las tuberías en las Estaciones del ONP. Las partidas que describen el alcance del Servicio se detallan en el **Apéndice N° 01**.

3. NORMATIVA APLICABLE AL SERVICIO

3.1 BASE LEGAL

- | | |
|---|---|
| • Ley N° 29783 | Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo y sus modificatorias. |
| • Ley N° 27314 | Ley General de Residuos Sólidos Peligrosos y su Reglamento estipulado en el D.S. 017-2004-PCM. |
| • Ley N° 27444 | Ley del Procedimiento Administrativo General, en forma supletoria |
| • D.S. N° 081-2007-EM | Reglamento de Seguridad para el transporte de hidrocarburos por ductos. |
| • D.S N° 052-2007-EM | Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos. |
| • D.S. N° 039-2014-EM | Reglamento para la Protección Ambiental en la actividad de Hidrocarburos. |
| • D.S N° 043-2007-EM | Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos. |
| • D.S. N° 050-2011-MTC | Reglamento de la Ley 27261 |
| • D.S. N° 005-2012-TR | Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo y sus modificatorias. |
| • R.M. N° 050-2013-TR | Aprueban Formatos Referenciales que contemplan la información mínima que deben contener los registros obligatorios del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo. |
| • RM_448-2020-MINSA | Lineamientos para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición a COVID-19. |
| • Circular N° GGRL-2694-2021 del 16.09.2021 | Cuadro de Niveles de Aprobación de Adquisiciones, y Contrataciones de Bienes, Servicios y Obras de PETROPERÚ, aprobado por Gerencia General. |
| • Acuerdo de Directorio N° 056-2017-PP del 29.05.2017 | Manual corporativo de seguridad, salud y protección ambiental para contratistas vigente desde 09.12.2016. |
| | Instructivo para la Paralización de trabajos por riesgos inminente, mediante la herramienta “STOP WORK”. |

- Procedimiento PROA1-350 Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para retorno a labores luego de levantado el aislamiento social obligatorio por COVID-19.

3.2 BASE NORMATIVA

El personal propuesto deberá manejar los Códigos, normas, estándares, prácticas recomendadas actualizadas de la industria (API, ASME, ANSI, NACE, ASTM, ISO, NFPA, IEC, NEMA, UL, FM) para la correcta ejecución del Servicio, entre las principales se puede mencionar la siguiente lista no limitativa:

- API RP 570 Inspection of Pressure-relieving Devices
- API RP 574 Inspection Practices for Piping System Components
- API RP 577 Welding Processes, Inspection, and Metallurgy
- API RP 579/ ASME FFS-1 Fitness-For-Service
- API RP 580/ 581 Risk Based Inspection
- API RP 2201 Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum & Petrochemical Industries.
- ASME B31.3 Process Piping
- ASME BPVC Section V Nondestructive Examination.
- ASME BPVC Section IX Welding and Brazing Qualification.
- ASNT SNT-TC-1A Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing
- ASTM A36 Standard Specification for Carbon Structural Steel.
- ANSI/NACE SP0502-2010-SG Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology
- NACE SP0169-2013-SG Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
- ISO 15589-1:2015 Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Cathodic protection of pipeline systems -- Part 1: On-land pipelines
- API SPEC 5L Specification for line pipe.
- API STD 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities.
- API 6D Specification for Pipeline Valves
- ISO 9712 Non-destructive testing -Qualification and certification of personnel
- ISO 10474 Steel and steel products -Inspection documents
- ISO 10497 Testing of valves -Fire type-testing requirements
- ASME 816.5-1996 Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS 1/2 through 24
- ASME 816.10 Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves
- ASME B16.34 Valves, Flanged, Threaded, and Welding End
- ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
- ASME B31 G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines.
- ASTM E709 Standard Guide for Magnetic Particle Testing
- ASTM E165 Standard Guide for Liquid Penetrant Testing
- ASTM E797 Standard practice for measuring thickness by manual ultrasonic pulse echo contact method

- ASTM G57-06 Standard Test Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method.
- ASM – Metals Handbook – Volumen 9 – Metalografía y Microestructuras.
- ASM – Metals Handbook – Volumen 10 – Caracterización de Materiales.
- NACE SP0502-2010-SG Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.
- NACE SP0169-2013-SG Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
- ASME PCC-2 Repair of Pressure Equipment and Piping
- NACE Estándares de preparación de superficie, aplicación, monitoreo y control de recubrimientos.
- ANSI American National Standards Institute
- API American Petroleum Institute
- API 598 Valve Inspection and Test
- API 527 Seat Tightness of Pressure Relief Valves
- ASME PTC 25 Pressure Relief Devices
- FCI 70-2 Control Valve Seat Leakage
- ISA-S75 Hydrostatic Testing of Control Valves
- ISO 5208 Industrial Valves, Pressure Testing of Valves
- MSS SP61 Hydrostatic Testing of Steel Valves
- MSS SP70 Cast Iron Gate Valves, Flanged, and Threaded Ends
- MSS SP71 Cast Iron Swing Check Valves, Flanged, and Threaded Ends
- MSS SP78 Cast Iron Plug Valves, Flanged, and Threaded End
- MSS SP80 Bronze Gate, Globe, Angle, and Check Valves
- MSS SP85 Cast Iron Globe and Angle Valves

El CONTRATISTA deberá trabajar con la última edición vigente o actualizada, a la firma del contrato, de cada una de las normas aplicables en el Servicio.

4. PLAZO DE EJECUCIÓN

El servicio será ejecutado en un plazo de 1095 días calendarios, el cual deberá ser ratificado por el postor en su propuesta técnica, el trabajo incluye los días de campo y gabinete.

El Servicio podría terminar cuando se presente cualquiera de las siguientes condiciones, la que ocurra primero:

- a) Cuando se cumpla con el Plazo de Ejecución del Servicio, o
- b) Cuando se haya agotado el monto contractual.

Para el caso a), siempre que haya disponibilidad presupuestaria en el Contrato suscrito por ambas partes, el CONTRATISTA podrá solicitar a PETROPERÚ la ampliación de plazo contractual, con la finalidad de cumplir con el objeto contractual, en conformidad con lo establecido en el Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ.

5. SISTEMAS DE CONTRATACIÓN

El Sistema de Contratación será a **Precios Unitarios**. Ver **Apéndice N° 02** - Formato de Propuesta Económica Detallada.

6. MONTO ESTIMADO REFERENCIAL

El Monto Estimado Referencial es RESERVADO. El Monto será expresado en Soles, comprende como mínimo todos los trabajos mencionados en las presentes Condiciones Técnicas, cabe mencionar que los trabajos descritos son de carácter enunciativo más no limitativo, por lo que EL CONTRATISTA deberá realizar todos los trabajos que estime convenientes a fin de lograr el cumplimiento de los objetivos materia del presente servicio.

Debe incluir todos los tributos, impuestos locales, seguros, transporte y movilización de recursos, suministro de materiales, equipos, insumos, herramientas, implementos de seguridad, inspecciones, pruebas, utilidad, gastos generales, y todos los costos laborales respectivos conforme a la legislación vigente, así como cualquier otro concepto que le sea aplicable y que pueda inducir sobre el valor del Servicio.

7. LUGAR DE EJECUCIÓN

El Servicio se desarrollará en las estaciones N°1, N°5, N°6, N°7, N°8, N°9 y Terminal Bayóvar del Oleoducto Norperuano; Estación Andoas y Estación Morona del Oleoducto Ramal Norte. La ubicación geográfica de las estaciones se detalla a continuación:

Estación	Departamento	Provincia	Distrito	Caserío
Estación 1	Loreto	Loreto	Urarinas	San José de Saramuro
Estación 5	Loreto	Datem del Maraón	Manseriche	Félix Flores
Estación Andoas	Loreto	Datem del Maraón	Andoas	Andoas
Estación Morona	Loreto	Datem del Maraón	Morona	Fernando Rosas
Estación 6	Amazonas	Bagua	Imaza	Kusu Grande
Estación 7	Amazonas	Utcubamba	El Milagro	El Milagro
Estación 8	Cajamarca	Jaén	Pucará	Playa Azul
Estación 9	Piura	Huancabamba	Huarmaca	Tasajeras
Terminal Bayóvar	Piura	Sechura	Sechura	Puerto Rico

Tabla 1: Ubicación Geográfica de Estaciones

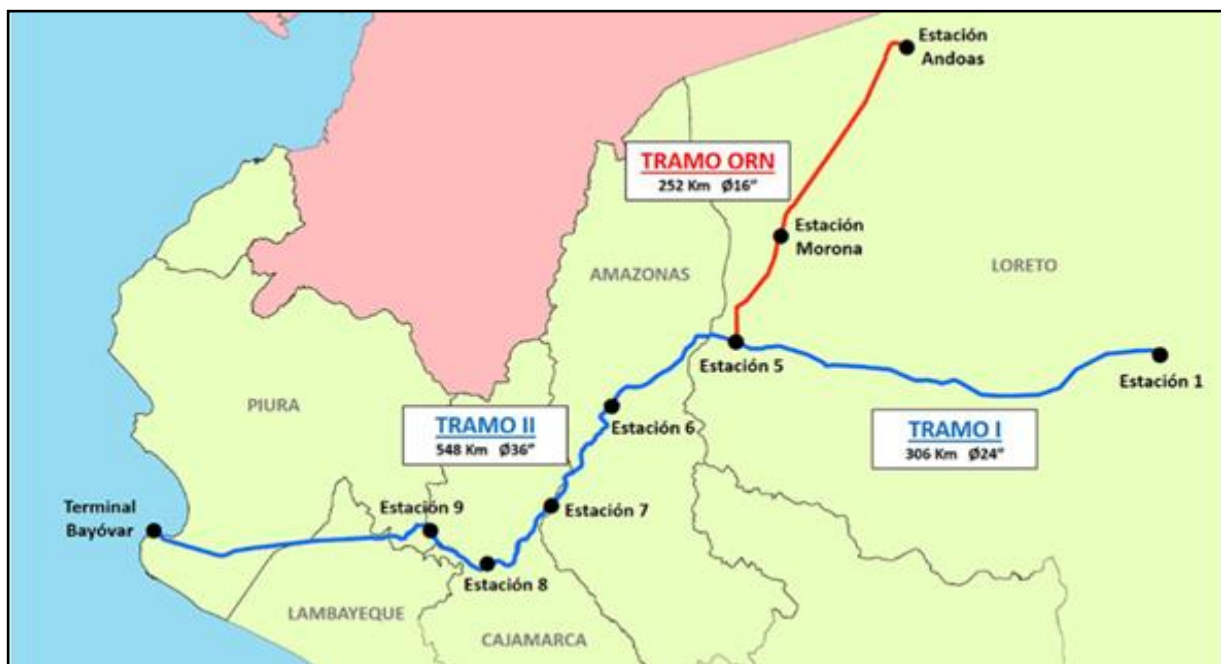


Figura 1. Ubicación de las Estaciones – Oleoducto Nor Peruano

8. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA EVALUACIÓN EN EL PROCESO DE SELECCIÓN

El postor deberá entregar en su propuesta técnica toda la documentación necesaria que sustente el cumplimiento de los requerimientos técnicos mínimos, descritos a continuación:

8.1 EXPERIENCIA DE LA EMPRESA POSTORA

EL POSTOR deberá acreditar experiencia en la ejecución de servicios de inspección o evaluación de la integridad mecánica de tuberías en servicio, por ensayos no destructivos, dentro o fuera de plantas industriales del Sector Hidrocarburo, Energía o Minas, por un monto mínimo facturado de doce millones quinientos mil y 00/100 Soles (S/. 12,500,000.00) incluido IGV, en los últimos diez (10) años a la fecha de presentación de la propuesta.

Para la evaluación de la experiencia de la Empresa, el POSTOR deberá acreditar mediante:

- Contratos y su respectiva conformidad por la prestación efectuada y/o;
- Comprobantes de pago cuya cancelación se acredite documental y fehacientemente.

La acreditación documental y fehaciente de la efectiva cancelación de los montos consignados en los comprobantes de pago puede realizarse mediante voucher de depósito, reporte de estado de cuenta, cancelación en el mismo documento por parte de la entidad bancaria o cliente a cargo de la conformidad de la prestación.

El POSTOR debe presentar la última Auditoría del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (debe evidenciarse a través del informe de auditoría oficial), en concordancia con el Art. 43 de la Ley 29783. Es decir, la auditoría se realiza por auditores independientes.

El resumen de la experiencia será indicado de acuerdo con el formato indicado en el Apéndice N° 06.

8.2 PERSONAL PROPUESTO

Para la evaluación del personal propuesto, el POSTOR acreditará experiencia con la presentación de copia simple de contratos de trabajo o constancias de trabajo o certificados o recibos por honorarios.

La formación académica del personal propuesto deberá ser acreditada con copia simple de la constancia del nivel académico obtenido.

El POSTOR presentará el resumen de experiencia del personal propuesto para el presente servicio según el formato indicado en el **Apéndice N°07**.

Cada uno de los profesionales propuestos por el POSTOR, deberá cumplir como mínimo con los siguientes requisitos:

8.2.1 INGENIERO RESIDENTE

Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: mecánica o mecánica-eléctrica o química o metalúrgica o industrial o de Petróleo, con cinco (05) años de experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como residente o jefe o coordinador o encargado desarrollando actividades relacionadas a la inspección o evaluación mantenimiento o reparación de tuberías en servicio en Plantas Industriales.

8.2.2 ESPECIALISTA INTEGRIDAD

Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: mecánica o mecánica-eléctrica o química o metalúrgica o industrial o de Petróleo, con cinco (05) años de experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como especialista o inspector o ingeniero o residente o supervisor, desarrollando actividades relacionadas a la inspección o evaluación de integridad mecánica o Aptitud para el Servicio (bajo la metodología del API RP 579) o determinación de la Inspección Basada en Riesgo (bajo la metodología del API RP 580/581) en sistema de tuberías en Plantas Industriales.

Debe contar con calificación y certificación vigente en Inspección Basada en Riesgo según API RP580.

8.2.3 ESPECIALISTA METALMECÁNICO

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: mecánica o mecánica-eléctrica o química o metalúrgica o industrial, con cinco (05) años de experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como especialista o inspector o supervisor o Ingeniero o coordinador o encargado, desarrollando actividades relacionadas a la inspección o mantenimiento de tuberías en Plantas Industriales.

Debe contar con calificación y certificación vigente como Inspector Autorizado API 570 según Anexo A del Código API RP 570 – Piping Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems.

8.2.4 ESPECIALISTA EN SISTEMAS CONTRA INCENDIO

Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: Industrial o Química o Mecánica o Mecánica-Eléctrica o Industrial o Civil, con cinco (05) años de experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como especialista o inspector o supervisor o residente o encargado, desarrollando actividades relacionadas a la inspección o evaluación o monitoreo o precomisionado o comisionado de sistemas Contra Incendio en tuberías en Plantas Industriales.

8.2.5 ESPECIALISTA EN RECUBRIMIENTOS

Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: Mecánica o Mecánica-Eléctrica o Química o Metalúrgica o Industrial, con cuatro (04) años de

experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como especialista o inspector o ingeniero o residente o supervisor, desarrollando actividades relacionadas a la inspección o evaluación o reparación o mantenimiento de revestimientos o recubrimientos en sistema de tuberías o estructuras metálicas o tanques de almacenamiento en Plantas Industriales.

Debe contar con calificación y certificación vigente mínimo como Inspector NACE CIP-2 (Coating Inspector Protection Level 2), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la NACE INTERNATIONAL.

8.2.6 ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA

Profesional con estudios de ingeniería en las especialidades como: Mecánica o Eléctrica o Electrónica o Mecánica-Eléctrica o Química o Metalúrgica o Industrial o Civil, con cuatro (04) años de experiencia en el sector hidrocarburo o energía o minería, como especialista o inspector o residente o supervisor o ingeniero, desarrollando actividades relacionadas a la inspección o evaluación o reparación o mantenimiento de Sistemas de Protección Catódica en sistema de tuberías en Plantas Industriales.

Debe contar con calificación y certificación vigente mínimo como Inspector NACE CP-2 (Cathodic Protection Technician), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la NACE INTERNATIONAL.

9. DOCUMENTOS PARA FORMALIZACIÓN DE CONTRATO

Para la formalización del Contrato, el participante ganador de la Buena Pro deberá presentar los siguientes documentos:

- Garantía de Fiel Cumplimiento según el Numeral 10.
- Esquema Referencial de Estructura de costos Directos (ver **Apéndice N° 3**).
- Copia simple del RUC.
- Copia simple del DNI del Representante Legal.
- Constancia de estar inscrito en el Registro Público de Hidrocarburos en la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos, en concordancia con el Artículo 2 del Decreto Ley N° 19038.
- Acreditar el cumplimiento del perfil requerido en el Numeral 16.7.

Asimismo, deberá acreditar con Declaración Jurada lo siguiente:

- Que no cuente con una clasificación negativa en alguna central de riesgo.
- Que los socios, gerente general, representantes legales, apoderados, u otros similares no tengan antecedentes judiciales, policiales.
- Que no exista sentencia condenatoria o resolución administrativa firme de cualquier índole jurídico contra la empresa, los socios, gerente general, representantes legales, apoderados, u otros similares.
- Que no tenga quejas y/o reclamos pendientes de resolución en las comunidades colindantes al ONP.
- Que no registre problemas de facturación por retenciones tributarias, laborales o judiciales con PETROPERÚ, que sean de su responsabilidad.
- Declaración Jurada de Implementación de un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo, según 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. Ver Apéndice 10.
- Declaración Jurada de paralización de trabajos por riesgo inminente. Ver Apéndice 11.

Para contratar con empresas extranjeras, adicionalmente se presentarán los siguientes documentos:

- Documento de identidad o cédula de identificación del Representante Legal de la compañía.
- Documento de Constitución de la compañía, donde figure el Representante Legal y debidamente Apostillado.

10. GARANTÍAS

El postor ganador de la Buena Pro deberá presentar una carta fianza por Fiel cumplimiento previo a la suscripción del contrato. La carta fianza por fiel cumplimiento de contrato deberá ser emitida por la suma equivalente al 10% del monto total del contrato y debe tener una vigencia hasta la conformidad de la recepción de la prestación a cargo de EL CONTRATISTA, es decir hasta la aprobación del acta de liquidación del contrato. Esta garantía se ejecutará en caso de incumplimiento imputable a EL CONTRATISTA en la ejecución del Servicio, acorde a lo señalado en el artículo 25 del Reglamento de Contrataciones de Petróleos del Perú – PETROPERU.

La garantía será solidaria, irrevocable, de carácter incondicional, de realización automática y sin beneficio de excusión, al solo requerimiento de PETROPERÚ, bajo responsabilidad de las entidades que las emiten, las mismas que deberán estar dentro del ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca y Seguros o estar consideradas en la última lista de Bancos Extranjeros de primera categoría que periódicamente publica el Banco Central de Reserva

11. PÓLIZAS

El CONTRATISTA es responsable de contratar y mantener vigentes durante el plazo de tiempo de ejecución del Servicio, todas las pólizas de seguros y coberturas que por Ley le competen a su actividad¹. Adicionalmente y en amparo al presente Servicio, deberá contar con las siguientes pólizas de seguros.

- **Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil General**

Por una Suma Asegurada no menor de US\$ 300,0000.00 (Se recomienda revisar esta suma asegurada) por evento y en límite en agregado anual, límite único y combinado, la misma que debe tener como mínimo las siguientes coberturas:

- Responsabilidad Civil Extracontractual.
- Responsabilidad Civil Contractual.
- Responsabilidad Civil Patronal, incluyendo locadores de servicios, practicantes, vigilantes, y todo aquel que se encuentre bajo subordinación del asegurado, aun cuando no se encuentra en planilla.
- Responsabilidad Civil de Transporte de Personal, en vehículos propios y/o de terceros contratados para tal fin.
- Responsabilidad Civil Cruzada.
- Responsabilidad Civil de Trabajos Terminados, hasta 12 meses posteriores a la entrega y/o suspensión de los trabajos. (Solo considerar en caso haber desarmado y armando de equipos, teniendo en cuenta la labora principal es realizar inspección, y medición de espesor de tubería, y verificar características del suelo).
- Responsabilidad Civil de Ascensores, Grúas, Montacargas y Escaleras Mecánicas.
- Responsabilidad Civil para Carga.
- Gastos admitidos hasta USD 5,000.00

Nota: Debe figurar descrito el tipo de trabajo y la ubicación según el contrato.

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.

La póliza debe considerar los Perjuicios económicos que sufra PETROPERU debido a un mal trabajo efectuado por el CONTRATISTA, incluyendo multas y penalidades.

- **Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil vehicular²**

En el caso de uso de vehículos para la prestación del servicio contratado, estos deberán contar con una cobertura de responsabilidad civil vehicular con una suma mínima de US\$ 150,000.00 por unidad.

- **Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil Profesional**

Que ampare el perjuicio a PETROPERU y cualquier otro tercero derivado de errores u omisiones no intencionales del contratista en el ejercicio de sus servicios profesionales, no excluyendo bienes sobre los que se ejecuta trabajos y/o bajo cargo, custodia, control del asegurado, por una Suma Asegurada no menor a US\$ 200,000.00 en Límite único y combinado, por evento y en el agregado vigencia; que incluya una vigencia posterior de 12 meses respecto a la culminación del servicio.

(Respecto a la suma asegurada el área usuaria debe establecer la pérdida máxima probable, teniendo en cuenta los bienes sobre los que se ejecutará trabajos.)

Nota: Debe figurar descrito el tipo de trabajo y la ubicación según el contrato.

La póliza debe considerar los Perjuicios económicos que sufra PETROPERU debido a un mal trabajo efectuado por el CONTRATISTA, incluyendo multas y penalidades.

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.
- ✓ El CONTRATISTA y su asegurador renuncia a su derecho de subrogación contra PETROPERÚ y/o sus accionistas y/o asociadas, funcionarios y trabajadores.
- ✓ 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.
- ✓ 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, a fin de brindar cobertura a PETROPERU por las reclamaciones de terceros en las que resulte responsable solidario y/o tercero civil responsable por las actividades del asegurado principal. (No aplicable para RC Profesional).
- ✓ PETROPERÚ y/o sus accionistas y/o compañías afiliadas y/o asociadas, funcionarios y trabajadores tendrán la denominación de terceros en caso de siniestro.

12. SUBCONTRATACIÓN

El CONTRATISTA contará para el presente Servicio con diversos subcontratistas de actividades complementarias encargados del transporte, alojamiento, alimentación, seguridad patrimonial o la ejecución de una parte del alcance del servicio principal; por lo cual, la subcontratación deberá realizarse conforme al Artículo 24 y 70 del Reglamento de Contrataciones vigente. Durante la ejecución contractual PETROPERÚ se reserva el derecho de autorizar los porcentajes de subcontratación de las diferentes prestaciones.

Durante la ejecución contractual, PETROPERÚ se reserva el derecho de autorizar los porcentajes de subcontratación de prestaciones, los que deberán ser aprobados conforme a lo dispuesto en el Cuadro de Niveles de Contrataciones vigente.

² Considerar esta cláusula siempre que ingresen vehículos a las instalaciones donde se prestará el servicio.

En caso de subcontratar, el Contratista deberá exigir a sus subcontratistas que cumplan con las normas del Sistema de Integridad y Políticas Corporativas de PETROPERÚ. Aun cuando el contratista haya subcontratado, conforme con lo indicado precedentemente, es el único responsable de la ejecución total del contrato frente a PETROPERÚ. Las obligaciones y responsabilidades derivadas de la subcontratación son ajenas a PETROPERÚ. EL CONTRATISTA no podrá subcontratar actividades que forman parte del objeto del servicio como los relacionados a la inspección de tuberías en plantas industriales.

13. PENALIDADES

13.1. Por retraso injustificado

En caso de retraso injustificado en cada una de las partidas del servicio (actividades), PETROPERÚ aplicará la penalidad por cada día de atraso, hasta un máximo del diez por ciento (10%) del Monto de la Partida y de aquellas que se generan retraso por la misma. La penalidad se calculará automáticamente y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\text{Penalidad diaria} = (0.10 \times \text{Monto}) / (F \times \text{Plazo en días de la partida}).$$

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: $F = 0.15$

Las penalidades aplicadas serán deducidas de los pagos a cuenta, del pago final o en la liquidación final o si fuese necesario se cobrará del monto resultante de la ejecución de las garantías de fiel cumplimiento.

Cuando se llegue a cubrir el monto máximo de la penalidad, PETROPERÚ podrá resolver el contrato por incumplimiento.

13.2. Cláusulas y penalidades de Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo

Se considerará como infracción (Ver Tabla N° 2) el incumplimiento de las obligaciones derivadas del presente Servicio. Cuando ocurra alguna deficiencia comprobada por incumplimiento de los requisitos establecidos en las presentes Condiciones Técnicas, se aplicará la penalidad por cada ocurrencia, tomando como referencia la Unidad Impositiva Tributaria (UIT) vigente, salvo indicación expresa.

A la primera infracción cometida por el CONTRATISTA, el Administrador de Contrato notificará por carta la infracción cometida y se dará un plazo máximo de cinco (05) días calendarios para levantar las observaciones dependiendo de la gravedad de la infracción.

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
- Atente contra su seguridad o la seguridad de terceros, o
- 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.

PETROPERÚ aplicará penalidades que serán deducidas de las facturaciones mensuales o de garantías de fiel cumplimiento del CONTRSTISTA.

En caso, un mismo incumplimiento califique para la aplicación de más de una penalidad, se aplicará aquella de mayor monto.

Las penalidades se ejecutarán en base a la valorización mensual (monto contractual).

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.

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.

El listado de penalidades mínimas obligatorias para los nuevos contratos de servicios y obras es el siguiente:

Tabla N° 2: Listado de infracciones sujetas a penalidad para el presente Servicio:

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. 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 evento	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%
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%

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% de la valorización mensual, incluye impuestos)
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 injerirlos dentro de las instalaciones, asimismo, el negarse a pasar los controles de verificación respectivos.		Por evento	0.3%
12	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%
13	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%
14	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%
15	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%
16	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%
17	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%
18	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%
19	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 áreas operativas o tópicos médicos, según aplique al tipo de residuo y al alcance del trabajo a cargo del contratista	Ley 27314	Por evento	0.5%
20	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.	DS 043-2007-EM Art. 17.1°	Por evento	2%

DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR		Requerimiento Legal Relacionado	Aplicación de Penalidad*	Penalidad (% de la valorización mensual, incluye impuestos)
	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).			
21	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%

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.

14. FACTURACIÓN Y FORMA DE PAGO

PETROPERÚ cancelará el servicio mediante valorizaciones mensuales, según avance del Servicio, de acuerdo con el Formato establecido en el **Apéndice N° 2**. La valorización será aceptada para revisión, con la entrega y aprobación de los entregables de cada partida descritas en el **Apéndice N° 1**.

El plazo para la revisión de los entregables de cada partida será de hasta siete (07) días hábiles de plazo para formular observaciones o dar su aprobación para impresión, después de presentados completos y firmados. La revisión de los entregables y verificación del levantamiento de observaciones serán requeridas las veces que sean necesarias hasta lograr la conformidad del Administrador del Contrato.

Una vez se logre tener la conformidad de los entregables, el administrador del Contrato revisará la valorización en un plazo máximo de siete (07) días calendario, después de presentada la valorización. Este plazo no está comprendido dentro del plazo de ejecución del servicio.

La valorización aprobada por PETROPERÚ se cancelará dentro de los sesenta (60) días calendario posterior a la correcta presentación de la factura. Aquellas facturas presentadas incorrectamente o presentadas antes de obtener la conformidad de la valorización serán devueltas para su subsanación, rigiendo el nuevo plazo a partir de la fecha de su correcta presentación.

El plazo de pago para la 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.

Las facturas deberán emitirse a nombre de:

Razón Social : Petróleos del Perú – PETROPERÚ S. A.

RUC : 20100128218

Dirección : Av. Enrique Canaval y Moreyra N° 150 – Lima

EL CONTRATISTA deberá presentar sus Comprobantes de Pagos Electrónicos indicando obligatoriamente en su factura el número y descripción de la OTT, indicando el número de HES (Hoja de Entrada de Servicios) a través de Mesa de Partes Virtual mesadepartsvirtual@petroperu.com.pe, con copia al correo del Administrador del Contrato, por ende, después de recibida la conformidad de las prestaciones por parte del Administrador del Contrato.

- ✓ **Para el caso de pagos parciales:** Copia de Contrato u OTT, la valorización y el Informe ejecutivo de avance del Servicio aprobados.
- ✓ **Para el caso del pago final:** Contrato u OTT original, la valorización final aprobada, el acta de conformidad de recepción del servicio y acta de liquidación.

En el caso de proveedores nacionales, deberán adjuntar a la factura, para cualquiera de los casos anteriormente expuestos, la “Consulta RUC”, impresa con misma fecha de emisión, en la que se constate la condición de contribuyente como HABIDO.

Tratándose de comprobantes de pago electrónico, estos deberán ser autorizados por la SUNAT y remitidos por el CONTRATISTA al siguiente correo: efacturas@petroperu.com.pe

15. ADMINISTRACIÓN Y CONFORMIDAD

La administración y la conformidad del Servicio estará a cargo del supervisor designado para tal fin, el cual verificará la ejecución de cada actividad, mantendrá comunicación con EL CONTRATISTA mediante los mecanismos que se consideren pertinentes. La conformidad Final del servicio será aprobada por la Gerencia Corporativa Exploración, Producción y Oleoducto.

16. PERSONAL REQUERIDO

La documentación de los especialistas y personal operativo que fueron evaluados en la propuesta técnica durante la etapa de selección, serán remitidos previos al Inicio del Servicio. De haber algún cambio de personal, debe notificarse a PETROPERÚ por escrito. El

CONTRATISTA será responsable de la evaluación y validación de las hojas de vida con los certificados correspondientes. La participación optativa de PETROPERÚ en la revisión de las hojas de vida del Servicio no libera de responsabilidad al CONTRATISTA respecto a la correcta selección de su personal.

En el **Apéndice N°7**, se adjunta el formato que presentará el POSTOR para evaluar la experiencia de su personal propuesto.

En los perfiles donde se requiere la profesión de Ingeniero, el título deberá estar validado y registrado en la Superintendencia Nacional de Educación Superior Universitaria (SUNEDU).

Si el profesional es Ingeniero y extranjero, su título deberá estar validado y registrado en la SUNEDU (<https://www.sunedu.gob.pe/procedimiento-de-reconocimiento-de-grados-y-titulos-extranjeros/>).

En adición, deberán contar toda la documentación migratoria válida para trabajar de manera legal en el país en cumplimiento del D.L. N°689, D.S. N°014-92-TR incluyendo sus modificatorias y R.S. N°0000165-2018-MIGRACIONES (Acta de Permiso de Trabajo Extraordinario - Provisional).

El personal deberá cumplir, como mínimo, con las funciones indicadas en el **Apéndice N° 1**.

16.1. INGENIERO RESIDENTE

Se contará con un (01) Ingeniero Residente dispuesto de manera presencial en la Estación.

- Su función principal es cumplir y hacer cumplir con las actividades contempladas en las presentes Condiciones Técnicas, garantizando en todo momento el cumplimiento de las normativas legales y técnicas indicadas.
- Mantener comunicación continua con el Administrador del Servicio.
- Revisar, aprobar y enviar diariamente el Reporte Diario del personal de campo, donde se indique el resumen de las actividades ejecutadas en cada partida, así como el envío diario del Cuaderno de Servicio digital.
- Coordinar y verificar el cumplimiento de los lineamientos de seguridad antes y durante la ejecución de las actividades de campo en la Estación.
- Realizar las coordinaciones diarias con el personal de campo para el cumplimiento del Cronograma del Servicio.
- Es el encargado de enviar mensualmente los entregables y valorizaciones respectivas con los avances del Servicio.

Tendrá disponibilidad del 100% para consultas remotas y/o atención de información referente al Servicio contratado.

Brindará soporte técnico a consultas y/o requerimientos de información solicitadas por PETROPERÚ y/o entidades fiscalizadoras.

16.2. ESPECIALISTA INTEGRIDAD

Se contará con un (01) Especialista Integridad asignado al 100% en la ejecución del Servicio de manera presencial.

Su función principal es realizar la evaluación de la Integridad Mecánica de los sistemas de tuberías en cada Estación, contemplados en el **Apéndice N° 1** de la presente Condiciones Técnicas.

El especialista deberá realizar, sin carácter limitativo, las siguientes actividades:

Actividades de Gestión:

Cumplir y hacer cumplir con el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para contratistas, así como con la Política de Seguridad de PETROPERÚ.

Actividades de Campo:

Acopiar y revisar toda la información disponible proporcionada por el Administrador de Contrato e información que recabe de las Estaciones referente a los sistemas de tuberías.

Actividades de Gabinete:

- Elaborar una matriz semicuantitativa del Nivel de Riesgo de cada sistema de tuberías.
- Realizar y presentar un Informe de análisis RBI (Inspección Basada en Riesgo) para cada sistema de tubería, cumpliendo con la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, de acuerdo con lo indicado en el Numeral 2 del **Apéndice N° 1**.
- Presentar el Plan de Inspección detallado para su ejecución al inicio del Servicio, y realizar las revaluaciones del plan según el desarrollo de las actividades de inspección establecidas en el Servicio.
- Elaborar un Informe Final General de la Inspección Mecánica realizada a cada sistema de tubería por Estaciones, donde se incluyan todos los Registros de las Inspecciones realizadas, análisis de los datos y resultados obtenidos, con la finalidad de identificar acciones preventivas o correctivas que permitan asegurar la Integridad Mecánica de cada Sistema de tuberías.
- Realizar el cálculo y evaluación de Aptitud para el Servicio de cada sistema de tubería inspeccionado, según el API 579 – FFS NIVEL 3, considerando la evaluación de anomalías volumétricas, geométricas y planares, con la finalidad de garantizar la continuidad de su operación en las condiciones actuales o recomendar la implementación de acciones necesarias para su reparación.
- Presentar, al final del Servicio, el Plan de Inspección que se deberá ejecutar en los próximos 5 años de operación.

16.3. ESPECIALISTA METALMECÁNICO

Se contará con un (01) Especialista Metalmecánico asignado a disposición completa en la ejecución del presente Servicio.

El especialista deberá realizar, sin carácter limitativo, las siguientes actividades:

Actividades de Gestión:

- Cumplir y hacer cumplir con el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para contratistas, así como con la Política de Seguridad de PETROPERÚ.
- Elaborar, revisar y aprobar los Procedimientos de inspección y evaluación mecánica a utilizar en el Servicio, los mismos que deben cumplir con los requerimientos normativos, técnicos y garantizando su uso, difusión y actualización continua.
- Coordinar el envío y aprobación por PETROPERÚ de los Procedimientos de Inspección que serán utilizados para la ejecución del Servicio.
- Elaborar y aprobar los formatos de los Registros de Inspección que serán empleados durante la ejecución del servicio.
- Revisar y verificar el cumplimiento normativo de los Procedimientos de Inspección y Mantenimiento del Sistema de Tuberías en Estaciones de PETROPERU, brindando recomendaciones para su actualización, verificando el cumplimiento técnico y normativo.

Actividades de Campo:

INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

La actividad consiste en realizar la inspección y evaluación general del estado mecánico del sistema de tuberías y de sus componentes metálicos conectados. Las actividades mínimas para ejecutar son las siguientes:

- Cumplir y hacer cumplir el Plan de Inspección establecido por el Especialista de Integridad, previa revisión y aprobación de PETROPERÚ.
- Realizar inspección Visual directa de los sistemas de tuberías (incluye cordones de soldadura) contemplados en el alcance del Servicio, con la finalidad de identificar y

evaluar anomalías volumétricas, geométricas o planares no aceptados por las normas de referencia, que afecten su integridad mecánica.

- Realizar inspección Visual de los componentes metálicos conectados a los sistemas de tuberías, tales como soportes, fitting, válvulas manuales, manifold de tuberías y todo elemento conectado al sistema de tuberías en evaluación.
- Supervisar las actividades del personal inspector/operador en las actividades de inspección de anomalías, mediante las técnicas END establecidas.
- Coordinar con personal de apoyo la elaboración y/o actualización de los planos de relevamiento de cada sistema de tubería inspeccionado, y poder obtener una imagen 3D de todos los sistemas para cada Estación.

Actividades de Gabinete:

- Identificar y analizar los diferentes mecanismos de daño, de acuerdo con la normativa aplicable, con la finalidad de establecer adecuadamente los mecanismos de control, tipos y frecuencia de inspección.
- Interpretar y evaluar los resultados obtenidos en las inspecciones END realizadas y aprobar los registros de Inspección en los formatos establecidos, según la normativa aplicable.
- Elaborar un Informe Final General de la Inspección Mecánica realizada a cada sistema de tubería, donde se incluyan todos los Registros de las Inspecciones realizadas, análisis de los datos y resultados obtenidos.

16.4. ESPECIALISTA EN SISTEMAS CONTRA INCENDIO

El Especialista en Sistemas Contra incendio estará dedicado al 100% a actividades de campo.

Su función principal es realizar la evaluación de toda la Red Contra incendio contemplados en la presente Condiciones Técnicas.

El especialista deberá realizar, sin ser limitativos, las siguientes actividades:

Actividades de Gestión:

- Cumplir y hacer cumplir con los lineamientos de Seguridad establecidas en las Políticas de PETROPERÚ.
- Elaborar, actualizar, firmar y sellar los Procedimientos de inspección con los que trabajará a lo largo del Servicio, en los cuales estarán establecidos los criterios técnicos de aceptación y/o rechazo de acuerdo con la normativa aplicable.
- Elaborar, firmar y sellar los formatos de los Reportes de Inspección que serán empleados durante la ejecución del servicio.

Actividades de Campo:

- Realizar la inspección y evaluación de la Red Contra incendio existente en cada Estación, que incluye la evaluación y pruebas de campo de la red de tuberías metálicas, no metálicas y acoples de tipo ranurados que conforman los anillos, rociadores tipo sprinkle, mangueras, monitores, hidrantes, lanzadores existentes en cada Estación.
- Realizar la inspección y evaluación de los Sistemas de espuma: tuberías, motor-bomba, válvulas, depósitos, espumógenos, sistema de dosificación, sistema de distribución, cámaras de espuma, vertederos de espuma, entre otros, que se encuentren o no conectadas a la Red Contra Incendio.
- Evaluar el cumplimiento normativo de las condiciones actuales de toda la Red Contra Incendio de la Estación, recomendando acciones que permitan restablecer su operatividad o justificar la necesidad de su reemplazo.

Actividades de Gabinete:

- Elaborar Registros de inspección/ evaluación de los componentes del sistema contra incendio, ejecutado para cada Estación, en el cual se muestre los resultados de la inspección y los hallazgos más relevantes.
- Elaborar un Informe Técnico Final de cada sistema de tubería inspeccionado, donde se incluyan todos los Registros de Inspección, análisis y tratamiento de datos y resultados obtenidos, con la finalidad de obtener las acciones preventivas y/o correctivas necesarias para restablecer la operatividad de cada red o justificar la necesidad de su reemplazo.

16.5. ESPECIALISTA EN RECUBRIMIENTOS

El Especialista en Recubrimientos estará dedicado al 100% en actividades de campo y disponibilidad 100% para consultas remotas.

Su función principal es realizar la evaluación del estado del recubrimiento en zonas expuestas a la intemperie, de manera directa con ensayos establecidos la NORMA ISO 4628, ASTM D6677, AWWA C218 y SSPC PA2., cumpliendo con las pruebas exigidas en el **Apéndice N° 1**.

Actividades de Gestión:

- Cumplir y hacer cumplir con los lineamientos de Seguridad establecidas en las Políticas de PETROPERÚ.
- Elaborar, actualizar, firmar y sellar los Procedimientos de inspección con los que trabajará a lo largo del Servicio, en los cuales estarán establecidos los criterios técnicos de aceptación y/o rechazo de acuerdo con la normativa aplicable.
- Elaborar, firmar y sellar los formatos de los Reportes de Inspección que serán empleados durante la ejecución del servicio.

Actividades de Campo:

- Realizar la inspección de acuerdo con lo indicado en el **Apéndice N° 1**.
- Remitir las observaciones y cuantificar el nivel de daño del revestimiento, con la finalidad de determinar el área de la superficie que requiere su reparación o reposición.

Actividades de Gabinete:

- Elaborar Registros de inspección/ evaluación de los componentes del sistema de tuberías, ejecutado para cada Estación, en el cual se muestre los resultados de la inspección y los hallazgos más relevantes.
- Elaborar un Informe Técnico Final de cada sistema de tubería inspeccionado, donde se incluyan todos los Registros de Inspección, análisis y tratamiento de datos y resultados obtenidos, con la finalidad de obtener las acciones preventivas y/o correctivas necesarias para restablecer la operatividad de cada red o justificar la necesidad de su reemplazo.

16.6. ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA

El Especialista en Protección Catódica estará dedicado al 100% en actividades de campo y disponibilidad 100% para consultas remotas.

Su función principal es realizar la evaluación indirecta del estado del revestimiento enterrado de todo el sistema de tuberías contemplados en la presente Condiciones Técnicas.

El especialista deberá realizar, sin ser limitativos, las siguientes actividades:

Actividades de Gestión:

- Cumplir y hacer cumplir con los lineamientos de Seguridad establecidas en las Políticas de PETROPERÚ.

- Elaborar, actualizar, firmar y sellar los Procedimientos de inspección con los que trabajará a lo largo del Servicio, en los cuales estarán establecidos los criterios técnicos de aceptación y/o rechazo de acuerdo con la normativa aplicable.
- Elaborar, firmar y sellar los formatos de los Reportes de Inspección que serán empleados durante la ejecución del servicio.

Actividades de Campo:

- Realizar la ubicación subterránea de la tubería, mediante el uso de equipos detector de tuberías de alta precisión, realizando el marcado en físico (con cal, estaca, etc) y digital del trazo de la tubería enterrada en la Estación.
- Medir potenciales On/Off en las zonas de interfaz de la tubería (suelo-aire) y en las zonas donde se realice las excavaciones (para colocación de magnetos), para lo cual el CONTRATISTA deberá realizar la interrupción de corriente en todos los rectificadores de la Estación, de manera sincronizada, y realizar la medición de potencial directamente sobre las tuberías, utilizando para ello un multímetro y electrodo de referencia.
- Medir y evaluar los niveles de protección catódica aplicado a cada sistema de tuberías.
- Registrar los valores Voltaje y Amperaje de los rectificadores, relacionados con los sistemas de tuberías.
- Realizar la inspección y evaluación indirecta del revestimiento de cada Sistema de Tuberías de la Estación, utilizando para ellos el equipo DCVG o PCM, según corresponda, que permita identificar las zonas donde se tenga anomalías en el revestimiento enterrado.

Actividades de Gabinete:

- Elaborar Registros de inspección/ evaluación de los componentes del sistema de tuberías, ejecutado para cada Estación, en el cual se muestre los resultados de la inspección y los hallazgos más relevantes.
- Elaborar un Informe Técnico Final de cada sistema de tubería inspeccionado, donde se incluyan todos los Registros de Inspección, análisis y tratamiento de datos y resultados obtenidos, con la finalidad de obtener las acciones preventivas y/o correctivas necesarias para restablecer la operatividad de cada red o justificar la necesidad de su reemplazo.

16.7. SUPERVISOR CASS

Se contará con un (01) profesional con estudios de ingeniería, titulado, colegiado y habilitado de las siguientes especialidades: Mecánica, Mecánica-Eléctrica, Química, Metalúrgica, Industrial u otras especialidades de ingeniería.

Debe contar como mínimo con (02) dos años de experiencia laboral en la gestión de seguridad, salud en el trabajo y ambiental en la actividad de hidrocarburos o minería o industrias químicas o construcción o afín a la actividad que realiza la empresa contratista.

Asimismo, debe contar con el siguiente 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.

Su función principal es asegurar el cumplimiento de su Sistema Integrado de Gestión en materias de Seguridad y Protección al Medio Ambiente. Las funciones que deberá cumplir, sin ser de carácter limitativo, son las siguientes:

Actividades de Gestión:

- Elaborar de manera conjunta con los especialistas, los procedimientos de trabajo para ejecución de las actividades contempladas en el alcance del Servicio. Los

procedimientos deberán contener lineamientos de Seguridad establecidas en API 2015 y API 2217A que incluirán salvaguarda para la salud y seguridad del personal, prevención de incendios y explosiones accidentales y prevención de daños a la propiedad.

- Elaborar y mantener actualizado la Matriz IPERC del Servicio y presentar a PETROPERÚ para aprobación.
- Elaborar el Cronograma de las Charlas diarias, así como actualizar el cumplimiento mensual.
- Coordinar de manera continua con el área de QHSSE de PETROPERU el cumplimiento de las actividades contempladas en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.
- Participar de manera activa a las reuniones mensuales de Seguridad establecidas por PETROPERU.
- Mantener actualizado la habilitación del personal de campo en los cursos de seguridad establecidos por PETROPERU para la correcta ejecución de sus actividades.
- Cumplir y hacer cumplir con todo el personal la Gestión y Manejo de Residuos Sólidos establecidos por PETROPERU.

Actividades de Campo:

- Realizar las charlas de seguridad diaria de 5 min con todo el personal en función a las actividades diarias que se desarrollarán durante la ejecución del servicio.
- Supervisar las actividades del personal de campo, verificando en todo momento el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos por PETROPERÚ, los mismos que se encuentran establecidos en el Manual de Seguridad para Contratistas.
- Documentar todas las actividades relacionadas a Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.
- Informar de inmediato al Administrador del Servicio, la ocurrencia de un incidente o accidente que afecte al personal y/o las operaciones.
- Participar en las reuniones mensuales de QHSSE PETROPERÚ, manteniendo en todo momento contacto y coordinaciones con personal QHSSE de las Estaciones.
- Programar y realizar las charlas semanales de seguridad en función a los mecanismos de control establecidos en la matriz IPERC.

Actividades de Gabinete:

- Elaborar Informes Preliminares y de Investigación de Incidentes y/o Accidentes en máximo 24 horas de ocurrido el evento.
- Entregar información testimonial y Registro Fotográfico para complementar la elaboración de los informes preliminar y final de accidentes ante las Entidades Fiscalizadoras del Estado, cuando sea requerido.
- Liderar la elaboración del Análisis de Causa Raíz, así como las evidencias del cumplimiento de las SACP emitidas por parte del área de QHSSE PETROPERU, en caso sean requeridos.
- Elaborar Informes Mensuales de QHSSE cuya información comprenderá como mínimo lo siguiente:
 - Resumen consolidado de las Inspecciones de Seguridad realizadas durante la ejecución del Servicio.
 - Dashboard donde se muestre el cumplimiento de Indicadores de la Gestión de QHSSE.
 - Cumplimiento del Cronograma de Charlas diarias ejecutadas durante el mes.
 - Registros de las charlas diarias ejecutadas durante el mes.
 - Matriz de Control de los Permisos de Trabajo elaborados durante el mes.
 - Registros de los check list realizados durante el mes en temas relacionados a QHSSE.

16.8. INGENIERO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

Se contará con un (1) profesional con estudios de ingeniería Mecánica, Mecánica-Eléctrica, Eléctrica, Química, Metalúrgica, Petróleo, Petroquímica, Industrial o afín, con certificación vigente PMP, con conocimientos en el manejo de herramientas de gestión de proyectos como el Planner, MS Project y curva S. Debe contar con una experiencia profesional mínima de tres (3) años en la gestión de proyectos dentro del sector de hidrocarburos, energía y minas. Estará dedicado al 100% en actividades de gabinete y tendrá disponibilidad del 100% para consultas remotas. Este personal será el soporte del responsable del servicio realizando el seguimiento y control al servicio, a través de las prácticas recomendadas del PMI.

Será responsable del seguimiento y control del servicio, a través de las prácticas recomendadas del PMI, además de:

- Consolidar y elaborar los Reportes Diarios de cada grupo de trabajo.
- Control diario de las actividades relacionadas al proyecto.
- Control del avance del proyecto y actualizar semanalmente la curva “S” y avance económico.
- Elaborar y mantener actualizado la documentación de Seguridad del personal del proyecto.
- Consolidar y custodiar los Registros de Inspección elaboradas durante el avance del proyecto.
- Proponer y mantener actualizado la Matriz de Control Documentario según el avance del proyecto.
- Proponer y mantener actualizado el Tablero de Control para el seguimiento del proyecto.
- Elaborar la documentación para las Valorizaciones mensuales del Proyecto.
- Presentar y exponer mensualmente el avance del proyecto.
- Realizar coordinaciones diarias con el Administrador de PETROPERÚ.

16.9. PERSONAL DE APOYO

16.9.1. Inspector END Nivel II

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería, con certificación ASNT Nivel II según Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing, Edición 2020, con calificación en los métodos de inspecciones siguientes: VT, MT, PT, RT, UT y PAUT.

Debe contar con experiencia mínima de cinco (05) años en trabajos de inspección en ensayos no destructivos en sistema de tuberías de Plantas Industriales del sector de Hidrocarburos, energía o minas.

Para trabajos con equipo PAUT, deberá contar con calificación en Inspección por arreglo de fase según los requerimientos descritos de la normativa ASME Sección V Artículo 1 Apéndice Mandatorio II Edición 2021.

El inspector END Nivel II estará dedicado al 100% a actividades de campo.

Su función principal es realizar la validación e inspección directa de las indicaciones reportadas, por la inspección VT directa o el equipo de Ondas Guiadas, mediante la aplicación de técnicas END (VT, PT, MT, UT y PAUT).

Adicionalmente, deberá realizar la inspección directa de las tuberías que se encuentran expuestas a la intemperie, identificando y caracterizando anomalías geométricas y volumétricas.

16.9.2. Inspector/ Operador de Equipo ONDAS GUIADAS

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería, con certificación ASNT Nivel II según Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in

Nondestructive Testing, Edición 2020, con calificación en los métodos de inspección siguientes: VT, MT, PT, UT.

Debe contar con experiencia mínima de cinco (05) años en trabajos de inspección con equipo ONDAS GUIADAS en sistema de tuberías de Plantas Industriales del sector de Hidrocarburos, energía o minas.

Para trabajos con equipo ONDAS GUIADAS, deberá contar con Certificación expedida por una institución o compañía de ensayos no destructivos reconocida internacionalmente en el uso de dicha metodología.

El inspector/ operador de equipo ONDAS GUIADAS estará dedicado al 100% a actividades de campo.

Su función principal es realizar la evaluación del sistema de tuberías, contemplados en la presente Condiciones Técnicas, mediante la aplicación de Ondas Guiadas, las cuales comprende, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificar la calibración y correcta operatividad del equipo de ONDAS GUIADAS.
- Identificar la mejor ubicación, en cada tubería, para la correcta ubicación del sensor.
- Realizar la inspección mediante la metodología.
- Ubicar las zonas donde se registran indicaciones relevantes, con la finalidad de coordinar su excavación.
- Emitir el registro de inspección con las recomendaciones a considerar.

Adicionalmente, deberá realizar las actividades contempladas en el **Apéndice N° 1**.

16.9.3. Inspector/ Operador de Equipo MFL PIPESCAN

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería, con certificación ASNT Nivel II según Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing, Edición 2020, con calificación en los métodos de inspección siguientes: VT, MT, PT, UT.

Debe contar con experiencia mínima de tres (03) años en trabajos de inspección con equipo MFL PIPESCAN, o similar, en sistema de tuberías de Plantas Industriales del sector de Hidrocarburos, energía o minas.

Para trabajos con equipo MFL PIPESCAN, deberá contar con Certificación expedida por una institución o compañía de ensayos no destructivos reconocida internacionalmente en el uso de dicha metodología.

El inspector/ operador de equipo MFL PIPESCAN estará dedicado al 100% a actividades de campo.

Su función principal es realizar la inspección directa de las tuberías expuestas a la intemperie que no fueron posibles inspeccionar con ONDAS GUIADAS, u otras técnicas complementarias, con la finalidad de identificar de manera cualitativa las anomalías internas existentes.

Adicionalmente, deberá realizar las actividades contempladas en el **Apéndice N° 1**.

16.9.4. Inspector/ Operador de Equipo HANDYSCAN 700

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería, con certificación ASNT Nivel II según Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing, Edición 2020, con calificación en los métodos de inspección siguientes: VT, MT, PT, UT.

Debe contar con experiencia mínima de tres (03) años en trabajos de inspección con equipo HANDYSCAN 700 y evaluación con el software Pipecheck, o similar, en sistema de tuberías de Plantas Industriales del sector de Hidrocarburos, energía o minas.

Para trabajos con equipo HANDYSCAN 700, o similar, deberá contar con Certificación expedida por una institución o compañía de ensayos no destructivos reconocida internacionalmente en el uso de dicha metodología.

El inspector/ operador de equipo HANDYSCAN 700 o similar estará dedicado al 100% a actividades de campo.

Su función principal es realizar la inspección directa de las tuberías que se encuentran expuestas a la intemperie, identificando y caracterizando anomalías geométricas y volumétricas externas.

Adicionalmente, deberá realizar las actividades contempladas en el **Apéndice N° 1**.

16.9.5. Analista de Reportes (RAW DATA)

Técnico o Profesional con estudios de ingeniería, con certificación ASNT Nivel II según Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing, Edición 2020, con calificación en los métodos de inspección siguientes: VT, MT, PT, UT.

Asignado a tiempo completo para el análisis e interpretación de la data cruda obtenida a través de las inspecciones efectuadas con el equipo HANDYSCAN 700 o similar, equipo de ONDAS GUIADAS, equipos PAUT (Mapeo de Corrosión y anomalías planares), equipo MFL PIPESCAN y equipos END por ultrasonido ASCAN/ B-SCAN/C-SCAN, para la elaboración de los informes finales de inspección

El analista deberá:

- Facilitar la descarga de la data cruda del equipo PAUT, ONDAS GUIADAS, MFL PIPESCAN u otro que corresponda y del escaneo obtenido por el Kit Analizador de Anomalías y Abolladuras (3 archivos: el correspondiente al escaneo original sin edición de áreas, el escaneo editado el cual sirvió de base para el análisis y generación del Reporte, y el archivo Excel con el Reporte generado), y proceder a su envío a Oficinas PETROPERÚ en Piura. De acuerdo con el tamaño de los archivos, la información se entregará almacenada en memoria USB o disco duro portátil.
- Manejo de las herramientas informáticas y bases de datos con información de las Inspecciones realizadas sobre cada Sistema de Tubería.
- Trabajar en conjunto con el ESPECIALISTA/ INSPECTOR para la consolidación y pronta emisión de los Informes Técnicos (preliminares y finales), Dossieres de calidad y demás entregables del Servicio.

Experiencia mínima de cinco (05) años en trabajos de inspección en ensayos no destructivos en Plantas Industriales del sector de Hidrocarburos, energía o minas.

17. CUADERNO DE SERVICIO

El Cuaderno de Servicio representa el principal instrumento de Administración y Control del Servicio, en el cual el CONTRATISTA y PETROPERÚ dejarán sentado con frecuencia diaria: las ocurrencias, órdenes de cambio, consultas y respuestas a las consultas del Servicio. Asimismo, se indicarán: las fechas de inicio y término de los trabajos, fecha de ingreso y salida de las estaciones, relevos, así como un resumen de las actividades o hechos que pueden ocasionar impacto en las labores del presente Servicio incluso en la seguridad y salud ocupacional del personal involucrado en el contrato.

Podrá tener dos formatos: físico o digital. Comenzará en la fecha de inicio del Servicio con la elección excluyente de uno de los formatos y por acuerdo de ambas partes.

En el caso del formato físico, el Cuaderno de Servicio será suministrado por EL CONTRATISTA y contará con una (01) hoja original y copias desglosables por triplicado. Dicho cuaderno permanecerá en la oficina del Administrador del Contrato en Piura (PETROPERÚ - Operaciones Oleoducto), donde el representante del CONTRATISTA realizará el llenado a mano correspondiente.

En el caso del formato digital, los reportes diarios serán considerados como asientos del CONTRATISTA, los cuales serán impresos por duplicado, almacenados en archivadores tipo oficio y deberán considerar recuadros en blanco para que PETROPERÚ complete el llenado de sus observaciones. Dicho archivador permanecerá en la oficina del Administrador del Contrato en Piura (PETROPERÚ - Operaciones Oleoducto), donde el representante del CONTRATISTA realizará el sellado/firmado diario y llenado adicional si así lo considera.

El CONTRATISTA podrá elaborar los reportes diarios remotamente y enviarlos por correo electrónico.

En ambos casos, el asiento diario quedará validado con el foliado (numerado en cada página) y con la firma/sello del representante del CONTRATISTA y del Administrador de Servicio de PETROPERÚ. Ambas personas serán las únicas autorizadas para hacer anotaciones en el mismo. De darse un cambio en el mismo, EL CONTRATISTA presentará carta de solicitud formal. El cambio se hará efectivo al día siguiente de aprobación formal de la solicitud por PETROPERÚ.

La pérdida del Cuaderno de Servicio por causas imputables al CONTRATISTA y de no existir copias correspondientes, dará lugar a que cualquier discrepancia necesariamente sea definida a favor de PETROPERÚ.

Al término del Servicio, el Cuaderno del Servicio quedará en custodia de PETROPERÚ.

18. OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA

El CONTRATISTA se compromete a cumplir con los planes, políticas y procedimientos de Seguridad y Salud ocupacional en el Trabajo, autorizando a su personal para que paralice cualquier actividad o trabajo (STOP WORK) no controlado o si lo considera inseguro, comunicándolo al Teléf. 01 614 5000 anexo 11301.

El CONTRATISTA es el único responsable de la ejecución del servicio contratado para lo cual deberá cumplir con lo indicado a continuación:

18.1. RESPECTO AL PERSONAL

El profesional requerido será proporcionado por EL CONTRATISTA, y será responsable del pago de su sueldo, vacaciones, compensación por tiempo de servicios, AFP, seguro complementario de trabajo de riesgo (SCTR pensión y salud) y demás beneficios sociales en general, sin excepción alguna; cumpliendo fielmente las normas legales vigentes y respetando los derechos humanos y sociales consagrados en la Constitución Política del Perú.

El CONTRATISTA deberá considerar la ejecución de Exámenes Médicos Ocupacionales – EMO a todo su personal de campo, cumpliendo el Plan de vacunación mínimo aplicable a la zona donde se ejecutará el Servicio.

El CONTRATISTA debe gestionar y/o mantener vigente el Fotocheck de su personal, necesario para ingresar a las instalaciones de PETROPERÚ. El trámite del Fotocheck de Contratistas deberá realizarse con un plazo mínimo de cinco (05) días hábiles, mediante carta simple dirigida al Administrador del Contrato y cumpliendo con los siguientes requisitos:

- Solicitud de emisión de Fotocheck, formato que será entregado por PETROPERÚ.
- Currículo Vitae documentado.
- Copia de DNI o carné de extranjería.
- Copia de SCTR pensión y salud, más voucher de pago de la empresa que brinda el servicio.
- Certificado de Aptitud Médica Ocupacional (CAMO), validado por el área médica del Contratista.
- Certificado de vacunación (según la sede a visitar) validado por el área médica del Contratista.
- Certificado de antecedente policiales (máximo con una vigencia de dos meses).
- Declaración Jurada de no contar con antecedentes penales.
- Aprobación del curso de Inducción CASS.

- Entre otros documentos que se solicitará, en cumplimiento con el Procedimiento PROO1-390 GESTION CASS PARA CONTRATISTAS.

El Personal del CONTRATISTA al ingresar a las instalaciones deberá portar su Fotocheck de CONTRATISTA y DNI/Pasaporte para identificación en los puestos de vigilancia.

El personal del CONTRATISTA deberá cumplir con el uso de los Equipos de Protección Personal, según lo establecido en el numeral 6.2.6. Protección e higiene personal del Procedimiento PROA1-350, así como las medidas establecidas en su Plan COVID, debidamente aprobado en el Marco del Anexo 3 de la Directiva Administrativa N° 321-MINSA/DGIESP-2021 aprobado por RM-1275-2021-MINSA.

El CONTRATISTA deberá dotar a su personal de los implementos de seguridad y protección personal, necesarios y en óptimas condiciones para el tipo de actividades a realizarse en el Servicio, tales como ropa de trabajo con tejido antífama, casco, lentes de seguridad, protectores auditivos, zapatos de seguridad, e implementos especiales de seguridad contra el Covid-19 según normativa vigente, además de contar en el área de trabajo con un botiquín de medicinas básicas.

El CONTRATISTA deberá autorizar a su personal que detecte una situación de riesgo no controlado, de actividades propias o de terceros deberá paralizar inmediatamente la actividad aplicando el STOP WORK y comunicar el suceso al supervisor o responsable del trabajo con la finalidad de levantar las observaciones de manera inmediata.

El trabajador deberá indicar que se aplicó STOP WORK, consignándolo en la Tarjeta PETROPERU T-CUIDA que genere y hacerla llegar al Administrador del Servicio, de acuerdo con el Procedimiento PROA1-261 Tarjeta "PETROPERU T-CUIDA".

El CONTRATISTA está obligado a realizar el reemplazo de cualquiera de los profesionales propuestos cuando el desempeño de este no permita un desarrollo idóneo del Servicio en cuanto a calidad o plazo, proponiendo un nuevo profesional a PETROPERÚ en un plazo máximo de tres (03) días calendario. Asimismo, PETROPERÚ dispondrá de tres (03) días hábiles para revisar la documentación y dar por aceptado al nuevo profesional, por lo que transcurrido dicho plazo EL CONTRATISTA efectuará el reemplazo como máximo, dentro de los siguientes quince (15) días calendario. El reemplazo del profesional debe reunir el perfil requerido con iguales o mayores condiciones al personal relevado.

El CONTRATISTA debe de brindar las facilidades de oficina, hardware y software, necesarios para la elaboración de los entregables del Servicio, según el requerimiento de profesionales especialistas que participarán en las diversas actividades del Servicio.

El CONTRATISTA emitirá un Reporte Diario por cada especialista o grupo de trabajo, en el cual se registre de forma detalladas las actividades ejecutadas, los metrajes inspeccionados y se deberá precisar la hora de inicio y hora de finalización de la actividad, sustentando las actividades con fotos geotageadas (estampa de fecha, hora y geolocalización en coordenadas UTM WGS84).

Las actividades deberán realizarse dentro del horario regular de trabajo de PETROPERÚ (de lunes a sábado de 07:00h a 19:00h, incluida 1 h de refrigerio, los domingos y feriados de 07:00h a 13:00h).

En caso exista impedimentos, ajenas al CONTRATISTA, para cumplir con la jornada diaria de trabajo, el CONTRATISTA deberá comunicar al Administrador del Servicio mediante correo electrónico y deberá registrarlo en el Reporte Diario

EL CONTRATISTA deberá enviar un cronograma detallado en Ms Project, que contenga todas las actividades del desarrollo del servicio. Debe contener la relación de entregables y la correspondiente distribución óptima de los recursos, dicho cronograma será presentado antes del inicio del servicio, el mismo que debe ser aprobado por PETROPERÚ.

Los ingresos y salidas de las estaciones serán coordinados previamente con el Administrador del Servicio.

18.2. RESPECTO A LOS EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

El CONTRATISTA debe contar con las herramientas y equipos necesarios para la ejecución del Servicio solicitado, los cuales deberán estar en óptimas condiciones y con hoja de calibración expedida por un organismo autorizado por INACAL, con fecha vigente. De manera excepcional, en caso no exista a nivel nacional institución alguna con la capacidad de calibrar o dar conformidad del funcionamiento de dichos equipos, aplica la certificación de conformidad del fabricante, el cual debe ser con fecha vigente. A continuación, se indica de manera referencial los equipos y herramientas necesarios para la inspección de las tuberías en cada estación del ONP y ORN:

- Equipo localizador de tuberías de alta potencia y sistema innovador que permita el procesamiento de señal digital, captura de posición y selección de frecuencia de banda ancha para la localización de servicios enterrados. Los equipos deben contar con GPS interno o GPS externo a través de Bluetooth para que puedan descargarse para su posterior análisis, y que sea compatible con los sistemas GIS o google maps.
- Equipo ONDAS GUIADAS de alta potencia que permitan identificar y ubicar con gran precisión las zonas con mayor pérdida de espesor por corrosión, mediante un sistema ultrasónico de ondas guiadas de baja frecuencia que se propagan a lo largo de la tubería.
Debe incluir software de procesamiento de datos para la edición y obtención de información precisa, además que deberá contar PREFERENTEMENTE con certificación ATEX o Explosion Proof, o dispositivo móvil intrínsecamente seguro basado en Android si trabaja en entorno clasificado como zona de riesgo explosivo indicado en cada Estación.
- Equipo HANDYSCAN 700, o similar, para realizar la identificación, caracterización y evaluación de anomalías geométricas y volumétricas existentes en la tubería. Debe incluir software de procesamiento de datos para la edición y obtención del modelo digital de las anomalías y deberá contar PREFERENTEMENTE con certificación ATEX o Explosion Proof, o dispositivo móvil intrínsecamente seguro basado en Android si trabaja en entorno clasificado como zona de riesgo explosivo indicado en cada Estación.
- Equipo MFL PIPESCAN, o similar, para realizar la identificación, caracterización y evaluación cualitativa de anomalías volumétricas existentes en la tubería. Debe incluir software de procesamiento de datos para la edición y obtención del modelo digital de las anomalías y deberá contar PREFERENTEMENTE con certificación ATEX o Explosion Proof, o dispositivo móvil intrínsecamente seguro basado en Android si trabaja en entorno clasificado como zona de riesgo explosivo indicado en cada Estación.
- Equipo de Radiografía Digital de alto performance de marca reconocida a nivel mundial (similar o superior a Zion NDT con software PiX), diseñado para analizar la estructura e integridad del componente, mediante la adquisición de imágenes y mostrarlas en la computadora portátil para su análisis correspondiente. Además, debe contar con herramienta avanzada de procesamiento de imágenes, reconocimiento automático de defectos (ADR) y almacenamiento en la nube.

- Equipo PAUT (Phased Array) pulso eco con incidencia angular por tramo, con capacidad para ubicarse desde un lado o ambos lados de la soldadura a ser analizada. Dependiendo del caso específico, se utilizará barrido sectorial o lineal o en su defecto ambos, de acuerdo con API 1104 y ASME Boiler and Pressure Vessel Code.
- Equipo UT-THK (Ultrasonido para medición de espesores, con función eco-eco para medir espesor de metales sin necesidad de retirarle el recubrimiento) los equipos utilizados deben ser de una marca reconocida y un modelo ya probado en el mercado.
- Equipo UT B Scan, ultrasonido para evaluación de soldadura, con palpadores, bloques calibradores y demás accesorios necesarios. Los equipos utilizados deben ser de una marca reconocida y un modelo ya probado en el mercado.
- Equipo MT (Partículas magnéticas-Visibles), conteniendo como mínimo: fuente de magnetización, indicadores de campo, lámpara UV (luz negra), y aplicador de partículas magnéticas, de acuerdo con API 1104 y ASME B31.3.
- Equipos para inspección del recubrimiento en tuberías expuestas a la intemperie.
 - Un (01) Medidor de humedad relativa (higrómetro) y punto de rocío.
 - Un (01) Medidor de espesor de película seca.
 - Un (01) Termómetro de superficie.
 - Un (01) Medidor de espesor de película seca.
 - Un (01) cuchilla con hojas nuevas.
 - Un (01) Espejo de inspección.
 - Medidor de pH (papel indicador u otro).
 - Un (01) medidor de perfil de superficie, micrómetro MITUTOYO con cinta marca TESTEX XCORSE.
 - Un (01) Holiday Detector de alto voltaje con anillo para 36" y 24", adicionalmente debe contar con sonda tipo escobilla para accesorios del dueto.
 - Un (01) medidor de adherencia.
 - Imágenes de referencia de la ISO 4628-2.
 - Imágenes de referencia de la ISO 4628-3.
 - Imágenes de referencia de la ISO 4628-4.
 - Imágenes de referencia de la ISO 4628-5.
 - Imágenes de referencia de la ISO 4628-6
 - Kits para análisis de cloruros CHLOR-TEST, en cantidades suficientes.
 - Un (01) caja de herramienta básica.
 - Un (01) balanza de precisión para pesos menores a 1 gr
- Equipo Un (01) Equipos Pipeline Corrosión Mapper (PCM-Radiodetection o similar compuesto de transmisor receptor y accesorios tipo bota (magfoot) y marco A (A-frame) o DCVG (APRT Analógico o similar) y capacidad de 150 Wats para inspección del recubrimiento en tuberías enterradas.
- Kit de inspección visual AWS.
- Cámara digital con certificación ATEX o Explosión Proof, o dispositivo móvil intrínsecamente seguro basado en Android que incorpore cámara con una resolución no menor a 5 Megapíxeles.

Adicionalmente se deberá disponer de 02 Computadoras portátiles (Laptop) con las siguientes características:

- No menos de 4Gb de memoria RAM.
- Velocidad de procesamiento igual o mayor a 4.0GHz
- Con capacidad de almacenamiento fijo igual o mayor a 500GB.
- Unidad lector escritora de CD/DVD.

Para procesar toda la información generada de las actividades, así como realizar los informes técnicos de inspección. Software requerido: Preferentemente Software Ofimático licenciario como: Proactive Software, Google Earth, Quantum GIS, Global

Mapper, Ultramate, Word, Excel, Autocad, entre otros, debidamente vigentes y con licencia válida.

El CONTRATISTA deberá proveer lonas, carpas o toldo para proteger sus equipos electrónicos contra la lluvia si ésta se presentase. Los equipos electrónicos de inspección deberán contar con conectores y extensiones para áreas industriales, con dispositivos de protección ante salpicaduras de agua y reductores de chispas (IEC, NEMA, IP 66).

Queda a criterio del CONTRATISTA disponer de otros equipos que considere necesarios para asegurar el cumplimiento del objeto del Servicio.

18.3. OTRAS OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

- Las pólizas de seguros deberán contratarse en compañías de seguros sujetas al ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP.
- Entregar a PETROPERÚ S.A. copia de las pólizas de seguros y comprobantes que certifiquen el pago de la prima de seguro, antes de iniciar los trabajos. Para el caso de SCTR, el certificado se exige para el ingreso a los locales de la entidad.
- 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.
- 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 estos.
- 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.
- El CONTRATISTA se encargará, de ser necesario, de las excavaciones iniciales necesarias para la colocación de los Transductores (emisor/ receptor) para la inspección de la tubería mediante el equipo ONDAS GUIADAS.
- Es responsabilidad del CONTRATISTA actualizar planos P&ID y elaborar planos isométricos y en 3D de los sistemas de tuberías inspeccionados.
- EL CONTRATISTA deberá brindar las facilidades que se requiera para que el Administrador del Servicio de PETROPERÚ o quien sea designado para tal fin cuenta con libre acceso en cualquier secuencia del Servicio para fiscalizar que los trabajos se efectúen con calidad, sin que esto disminuya la responsabilidad del CONTRATISTA.
La participación de PETROPERÚ en la Coordinación, Supervisión y Administración del Servicio se ejecutarán sin perjuicio de la responsabilidad exclusiva del CONTRATISTA, respecto de la correcta ejecución de los trabajos.
- El CONTRATISTA deberá brindar las facilidades para asegurar la disponibilidad para una comunicación fluida (comunicación telefónica, WhatsApp, teléfono satelital, entre otros), con la finalidad de presentar de manera oportuna los avances del Servicio.
- El personal del CONTRATISTA deberá contar, durante el desarrollo del Servicio, con equipos de cómputo portátil, en cantidad necesaria, para la preparación y emisión de reportes con frecuencia diaria durante su permanencia en las

Estaciones, pudiendo utilizar herramientas tecnológicas que permitan contar con el reporte diario de forma automática.

- Los reportes diarios deberán incluir una descripción breve de los trabajos más resaltantes realizados en el día, así como documentar aquellas situaciones que representan potencial impacto para el cumplimiento del Servicio. Debe incluir registro fotográfico de forma obligatoria, con fotos geotageadas o geoetiquetadas donde se muestre de forma automática la fecha, hora y coordenadas (sistema UTM WGS84), de forma que se pueda acreditar la ubicación del personal del CONTRATISTA destacado en la Estación.
- Para la impresión de coordenadas UTM en la foto, es importante que la cámara digital con certificaciones ATEX o Explosion Proof, o el dispositivo móvil intrínsecamente seguro basado en Android (Smartphone, Tablet industrial o similar), además deben contar con la opción de GPS y que se encuentre activo en el momento de su uso. El CONTRATISTA es responsable de contar con bancos de batería portátiles que le permitan extender la operatividad de los dispositivos de fotografiado y comunicación durante la ejecución de los trabajos.
- El CONTRATISTA, para la movilización de su personal deberá contar con unidades móviles propias o alquiladas, en número suficiente, que cumplan con los requisitos de seguridad establecidos en la normatividad nacional. El CONTRATISTA debe tener en cuenta que PETROPERÚ tiene estrictamente prohibido el transporte de personal en la parte posterior (tolva) de las unidades móviles que ingresan a sus instalaciones y no permitirá esta práctica en ninguna circunstancia.
- El CONTRATISTA deberá observar y cumplir lo dispuesto en el Código de Integridad de PETROPERÚ en lo que sea aplicable a las obligaciones a su cargo. Para dichos efectos, el CONTRATISTA deberá entregar al Administrador del Servicio la “Declaración Jurada de Cumplimiento del Sistema de Integridad de PETROPERÚ” debidamente llenada y firmada por cada personal que participe en el Servicio y Representante Legal del CONTRATISTA; en diversas etapas de la ejecución del Servicio, esto es: al inicio del Servicio y en cada valorización mensual del Servicio.
- El CONTRATISTA guardará absoluta confidencialidad sobre toda información a la que tenga acceso el CONTRATISTA con ocasión de este Servicio, así como de otra información o documentación que le provea PETROPERÚ.
- Los requerimientos y distribución del personal del CONTRATISTA, deberá ser de acuerdo con las mejores prácticas de la industria aplicables por el CONTRATISTA. Deberá cumplir con el protocolo de ingreso a las instalaciones de PETROPERÚ de vehículos del contratista, de acuerdo con el numeral 6.2.2. Control del ingreso de personas y vehículos del Procedimiento N° PROA1-350 “Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para Retorno a Labores en las Instalaciones de Petroperú”. Asimismo, deberá elaborar su Matriz IPER de seguridad de conductores.
- El CONTRATISTA deberá presentar, para el inicio del servicio, la matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos – IPER y la matriz de Identificación de Aspectos e Impactos Ambientales – IAA de las actividades indicadas en el **Apéndice N° 1** de las Condiciones Técnicas.
- El CONTRATISTA presentará y mantendrá actualizado los procedimientos de trabajo empleados para la ejecución de las actividades contempladas en el servicio.
- El CONTRATISTA deberá proporcionar a su personal de campo las facilidades de cómputo y ofimática para la preparación y emisión de reportes con frecuencia diaria, ya sea que se encuentre en ciudad, centro poblado o estación de bombeo, que se encuentre dentro o fuera de la zona de cobertura de operador móvil, los cuales deben ser generados desde Word, Excel o Adobe PDF, en la fecha y hora correspondiente al día que se reporta.

- Los reportes e informes deben ser elaborados de acuerdo con los requerimientos establecidos en el API 570, en su versión vigente, para reportes preliminares, finales y combinados. Se debe considerar, de ser necesario, la aplicación de la normativa API 579-FFS para evaluar las anomalías y asegurar su integridad y confiabilidad en la operación.
- El trabajo se considera completo, cuando los Reportes Preliminares y Finales sean presentados por el CONTRATISTA y se hayan “identificado y ubicado in-situ” la información, a satisfacción de PETROPERÚ. Los sectores con defectos inspeccionados deberán estar consignados en dichos reportes, los cuales serán indicados por PETROPERÚ para su validación correspondiente.
NOTA: “Identificado y ubicado in-situ” se refiere a que el CONTRATISTA, con la utilización de sus equipos de posicionamiento, localizará la ubicación donde PETROPERÚ realizará la excavación. PETROPERÚ realizará las excavaciones dentro del área y los márgenes de precisión indicados por el CONTRATISTA. El defecto deberá ser encontrado dentro de esa excavación y adicionalmente, el defecto deberá tener las dimensiones o grado de intensidad que se indique en el informe del CONTRATISTA.
- La identificación y ubicación de las anomalías relevantes, deberá estar de acuerdo con la precisión y certeza del equipo de Ondas Guiadas solicitadas por PETROPERÚ. Cualquier excavación que sea necesario realizar fuera de los límites determinados en función de la precisión referida y que sea imputable al CONTRATISTA, correrá por su cuenta; caso contrario el CONTRATISTA queda obligado a realizar tantas corridas adicionales como fueran necesarias hasta obtener un registro satisfactorio, sin que esto genere algún costo adicional para PETROPERÚ.
- Las anomalías encontradas y validadas directamente en las tuberías deberán ser evaluadas de acuerdo con la norma API 570 y de forma alternativa con API 579, en caso sea necesario, y a solicitud de PETROPERÚ.

19. FACILIDADES, OBLIGACIONES Y/O RESPONSABILIDADES DE PETROPERÚ

En caso de que el CONTRATISTA no proceda a levantar las observaciones formuladas por PETROPERÚ, éste se reserva el derecho a tomar las acciones correspondientes de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ.

PETROPERÚ no proporcionará al CONTRATISTA facilidades como traslado, alimentación ni alojamiento en las Estaciones. Es responsabilidad del CONTRATISTA gestionar la atención de las necesidades básicas del personal, manteniendo un ambiente saludable, seguro y cumpliendo los Protocolos establecidos en el "Plan de Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19".

PETROPERÚ S.A. proporcionará la “Autorización de Ingreso” o el “Fotocheck” para el personal propuesto que cumpla con los trámites exigidos por la Unidad Seguridad, el mismo que debe tramitarse hasta con cinco (05) días hábiles, debiendo el CONTRATISTA gestionar el correspondiente permiso para su ingreso.

PETROPERÚ entregará al CONTRATISTA la información disponible relacionada estrictamente a la materia del alcance del presente Servicio, siendo esta información proporcionada de carácter CONFIDENCIAL.

PETROPERÚ tendrá acceso a la zona de trabajo con la finalidad de constatar el fiel cumplimiento de las Especificaciones Técnicas y los trabajos ejecutados. La participación de PETROPERÚ en la supervisión del Servicio no libera de responsabilidad al CONTRATISTA respecto a la correcta ejecución del Servicio.

PETROPERÚ se reserva el derecho de detener, suspender los trabajos que crea (a su criterio) que no cumplen con las condiciones técnicas, especificaciones técnicas y/o condiciones de seguridad.

PETROPERÚ podrá solicitar el reemplazo de cualquier persona propuesta cuando su desempeño no permita un desarrollo idóneo del servicio en cuanto a rendimiento.

El personal del CONTRATISTA podrá utilizar los servicios básicos disponibles en la zona industrial de cada Estación, durante el horario de trabajo regular.

De ser requerido y solicitado por el CONTRATISTA, con la debida anticipación, PETROPERÚ brindará áreas que se encuentren disponibles en las Estaciones para la instalación temporal de contenedores tipo oficina y/o contenedores para almacenamiento de equipos y materiales, los cuales deberán contar con todas las exigencias de seguridad y requisitos del sistema contra incendio, aplicables a este tipo de instalaciones. El costo de la logística, equipamientos, consumibles y recursos, utilizados para la instalación de oficinas temporales será asumida en su totalidad por el CONTRATISTA.

PETROPERÚ no proporcionará ninguna otra facilidad al CONTRATISTA.

20. CAUSALES DE RESOLUCIÓN DE CONTRATO

El Contrato/OTT podrá ser resuelto de conformidad con lo indicado en el artículo 76 del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ.

El Contrato podrá resolverse por terminación anticipada.

PETROPERÚ podrá resolver el contrato sin expresión de causa.

21. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL AMBIENTE

El personal del CONTRATISTA deberá contar con implementos de seguridad (botas, casco, guantes, protectores visuales y de oídos, etc.) acorde con las actividades a realizar, así como con implementos especiales para el COVID-19, según lo establecido en el Numeral 6.2.6. Protección e Higiene Personal del Procedimiento PROA1-350, Ver **Apéndice N° 12**.

El CONTRATISTA deberá brindar asistencia médica a su personal en caso de accidentes o enfermedades imprevistas durante la prestación del Servicio, asumiendo la total responsabilidad. PETROPERÚ sólo brindará los primeros auxilios y el transporte de emergencia, haciendo todo a su alcance para apoyar al personal de EL CONTRATISTA, quedando liberado de cualquier responsabilidad.

El CONTRATISTA está obligado a cumplir estrictamente con la Ley 29783 Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, su Reglamento el Decreto Supremo N° 005-2012-TR y sus modificaciones.

Es de exclusiva responsabilidad del CONTRATISTA cuidar que el personal a su cargo cuente con la atención médica necesaria, en función del área geográfica en que se desarrollen los trabajos.

El CONTRATISTA se ceñirá estrictamente a las normas de seguridad, salud y protección ambiental indicadas en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas (M.SEGU-CO-PR vigente desde 09.12.2016), siendo el CONTRATISTA el único responsable de la integridad física de su personal y de las instalaciones de PETROPERÚ, que pudieran sufrir daños por causas imputables al CONTRATISTA durante la ejecución del servicio.

El personal del CONTRATISTA deberá cumplir, durante todas las etapas del Servicio, con lo establecido con el “Plan de Vigilancia, Prevención y Control del COVID-19”, Ver **Apéndice N° 13**.

El CONTRATISTA se encuentra obligado a contar con un “Plan de Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19”, conforme a la Resolución Ministerial N° 448-2020 MINSA, sus modificatorias y los Protocolos Sectoriales que le correspondan. El referido Plan debe ser registrado o notificado ante el Ministerio de Salud (MINSA) y comunicado al Administrador de

Contrato, previo al inicio del Servicio, señalando expresamente que su incumplimiento será causal de Resolución de Contrato.

El CONTRATISTA deberá mantener el lugar de trabajo limpio y realizar el retiro diario de los residuos peligrosos (baterías, sensores, componentes, etc.) provenientes del consumo de las herramientas de inspección, para efectuar su disposición final respectiva.

El CONTRATISTA presentará un file con el registro de todos los permisos de trabajo, charlas de cinco minutos, formatos de análisis de trabajo seguro, etc; los cuales serán generados diariamente en cada uno de los frentes de trabajo. Cada formato deberá contar con las firmas de los responsables de trabajo y seguridad.

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/personal relacionado con dicho incumplimiento a sus instalaciones, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra el CONTRATISTA.

El CONTRATISTA deberá contar con profesional Supervisor CASS, debido al nivel de riesgo de las actividades a realizarse durante la ejecución del Servicio.

El CONTRATISTA deberá disponer del medidor de gases en campo, y deberá realizarse la inspección antes y durante las actividades de inspección en campo según corresponda.

El Contratista es responsable del retiro diario de los residuos peligrosos y su disposición final y ambientalmente segura de los residuos, envases y recipientes utilizados en el Servicio de acuerdo con lo establecido el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas N° M. SEGU-CO-PR.

Las Estaciones del ONP, cuentan con servicio de vigilancia y seguridad de las instalaciones, quienes apoyan en el control de acceso de personal, equipos, materiales y vehículos a las Estaciones, garantizando el cumplimiento de los procedimientos administrativos correspondientes.

El CONTRATISTA debe cumplir con lo establecido en el “Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ”, el mismo que puede ser descargado del siguiente link:

https://petroperuofp-my.sharepoint.com/:f/g/personal/romsilva_petroperu_com_pe/Eju210w2gr9NvMlt7NCh5FoB7PaS-MzFtZ_tPcHp0FzHQw?e=bnotrU

El CONTRATISTA debe cumplir con el Procedimiento PROO1-390, Gestión CASS para Contratistas, el mismo que puede ser descargado del siguiente link:

https://petroperuofp-my.sharepoint.com/:f/g/personal/romsilva_petroperu_com_pe/Eju210w2gr9NvMlt7NCh5FoB7PaS-MzFtZ_tPcHp0FzHQw?e=bnotrU

El CONTRATISTA debe cumplir con el Procedimiento PROO1-246, Gestión de Permisos de Trabajo, el mismo que puede ser descargado del siguiente link:

https://petroperuofp-my.sharepoint.com/:f/g/personal/romsilva_petroperu_com_pe/Eju210w2gr9NvMlt7NCh5FoB7PaS-MzFtZ_tPcHp0FzHQw?e=bnotrU

22. CONDICIONES PARA EL INICIO DEL SERVICIO

El CONTRATISTA entregará las hojas de vida documentadas del personal de acuerdo con el numeral 16 de las presentes Condiciones Técnicas, antes del inicio del servicio, con excepción de las ya presentadas en el numeral 8.2, el cual será coordinado con el Administrador del Servicio. Asimismo, para el caso de personal extranjero, el CONTRATISTA deberá encontrarse registrado en la Superintendencia Nacional de Educación Universitaria (SUNEDU) presentando una copia simple de Resolución de Reconocimiento o Resolución de Revalidación u Homologación del Grado Académico o Título Profesional Universitario extranjero y la respectiva colegiatura para el personal propuesto.

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

1. Las pólizas señaladas en el Numeral 11.
2. Esquema referencial de Estructura de Costos directos indicado en el Apéndice N°03.
3. Plan de trabajo detallado que incluya un cronograma (Diagrama de Gantt) de ejecución de las actividades mensuales desarrollado bajo el enfoque PMI y en Ms Project, que permita realizar el seguimiento y control de las fechas, cronograma, actualización de costos del servicio.
4. Procedimientos de trabajo y Formatos de Registros de Inspección Propuestos.
5. Mapa de Proceso de la contratista, en la que esté incluido el servicio a ejecutar en PETROPERÚ.
6. 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.
7. Registro de entrega a todo el personal del Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo (RISST) de PETROPERÚ y del contratista.
8. 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).
9. Perfil de cada puesto de trabajo.
10. Grados y Títulos del personal propuesto en las RTM, registrados en la SUNEDU.
11. 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).
12. 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.
13. Matriz IPERC y Ambiental de las actividades del servicio a ejecutar, de acuerdo con los procedimientos vigentes de PETROPERÚ.
14. Inducción específica en el área de trabajo (Anexo 06) de todos los trabajadores.
15. Estadísticas de Seguridad y Salud en el Trabajo de los últimos tres años, según aplique.
16. Plan de respuesta a emergencias, de acuerdo con sus procesos y la naturaleza del servicio.
17. Formato FORO1-228, "Plan de Actividades de Seguridad, Salud y Ambiente (PASSA)". El mismo que debe contener el programa de reuniones del comité, inspecciones, auditorias, capacitaciones, vigilancia médica, calibración de instrumentos, monitoreos, simulacros, presupuestos, entre otros aplicables.
18. Certificaciones requeridas del personal, de acuerdo con el trabajo a ejecutar.
19. En caso de empresas contratistas de transporte de materiales peligrosos por vía terrestre deben presentar el plan y programa de fatiga y somnolencia.
20. 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.

21. 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).

Culminada 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.

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.

Una vez verificado el cumplimiento de la documentación presentada, el CONTRATISTA debe gestionar con el Administrador de Contrato en un plazo de cinco (05) días hábiles el trámite para la aprobación del "FOTOCHECK DE CONTRATISTA" de su personal, para lo cual deberá presentar los documentos indicados en el numeral 18.1, en cumplimiento con el Procedimiento PROO1-390 GESTION CASS PARA CONTRATISTAS establecido por PETROPERÚ.

El Personal de EL CONTRATISTA, en el caso de ingresar a las instalaciones de alguna de las Estaciones ONP, deberá presentar la debida "Autorización de Ingreso" o su "Fotocheck" y su D.N.I. para su identificación en las Garitas de Vigilancia, cuantas veces le sea solicitada.

Se realizará una reunión de apertura antes del desarrollo del servicio (Kick off Meeting), en la oficina de Petroperú en la ciudad de Piura.

23. ENTREGABLES

Cada entregable debe tener una codificación y un número correlativo que permita hacer referencia a estos en futuros informes, cartas u otros documentos por parte de PETROPERÚ. El CONTRATISTA presentará por carta los entregables del Servicio del mes anterior en los cinco (05) días hábiles de cada mes.

Se considera como fecha de entrega aquella consignada en la carta enviada al Administrador del Servicio, el mismo que procederá con la revisión de la información, teniendo hasta siete (07) días hábiles de plazo para formular observaciones o dar su aprobación para impresión.

En caso de adjuntar lista de observaciones, el CONTRATISTA tiene siete (07) días hábiles para subsanar y volver a emitir los entregables del mes en formato digital para la aprobación del Administrador de Contrato. La revisión de la información y la verificación del levantamiento de observaciones serán requeridas las veces que sean necesarias, hasta lograr la conformidad del Administrador de Contrato.

Una vez obtenida la aprobación se procederá a la impresión, archivado en binder oficio blanco, sellado, firmado y foliado de la documentación adjuntando la memoria USB o el disco duro externo con los entregables en última revisión.

El CONTRATISTA remitirá el entregable mensual de manera digital y el entregable final será remitido de manera física con 1 original y 1 copia.

El CONTRATISTA debe proponer el modelo del registro de las inspecciones realizadas e indicadas en el **Apéndice N° 1**, cumpliendo como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma API 570.

Los modelos de los informes de Inspección deben contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 68 del Anexo I del DS 081-2007-EM. En el Apéndice N° 08, se muestra un modelo de la Estructura del Informe Técnico General.

El detalle de los entregables se describe en el **Apéndice N° 1**.

24. APÉNDICES

- **Apéndice N° 01:** Descripción del Servicio.
- **Apéndice N° 02:** Formato de Propuesta Económica Detallada
- **Apéndice N° 03:** Esquema referencial de estructura de Costos Directos.
- **Apéndice N° 04:** Listado de Sistemas de Tuberías en Estaciones del ONP y ORN
- **Apéndice N° 05:** Listado de Válvulas Manuales en Estaciones del ONP y ORN
- **Apéndice N° 06:** Experiencia del POSTOR
- **Apéndice N° 07:** Experiencia del personal propuesto por el POSTOR
- **Apéndice N° 08:** Estructura General del Informe Técnico
- **Apéndice N° 09:** Declaración Jurada de Cumplimiento del Sistema de Integridad de Petroperú
- **Apéndice N° 10:** Declaración Jurada de Implementación de un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- **Apéndice N° 11:** Declaración Jurada de Paralización de Trabajos por Riesgo Inminente.
- **Apéndice N° 12:** Procedimiento PROA1-350 – Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para Retorno a Labores en las Instalaciones de Petroperú
- **Apéndice N° 13:** Plan para la Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19

APÉNDICE Nº 01: DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

El CONTRATISTA realizará los siguientes trabajos:

1. MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE PERSONAL Y EQUIPOS

El CONTRATISTA asumirá a su costo el alojamiento, alimentación y transporte de su personal, así como el traslado y custodia de sus equipos, vehículos, accesorios, herramientas y todo lo requerido para la ejecución del Servicio, desde sus instalaciones hasta las Estaciones de PETROPERÚ donde se desarrollen las actividades, de acuerdo con el Cronograma aprobado antes del inicio del Servicio.

1.01. MOVILIZACIÓN DEL LUGAR DE ORIGEN A INSTALACIONES DEL TERMINAL BAYÓVAR

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde el lugar de origen hasta el Terminal Bayóvar.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.02. MOVILIZACIÓN DEL TERMINAL BAYÓVAR A ESTACIÓN 9

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde el Terminal Bayóvar hasta la Estación 9.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.03. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 9 A ESTACIÓN 8

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 9 hasta la Estación 8.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.04. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 8 A ESTACIÓN 7

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 8 hasta la Estación 7.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.05. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 7 A ESTACIÓN 6

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y

traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 7 hasta la Estación 6.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.06. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 6 A ESTACIÓN 5

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 6 hasta la Estación 5.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.07. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 5 A ESTACIÓN MORONA

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 5 hasta la Estación Morona.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.08. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN MORONA A ESTACIÓN ANDOAS

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación Morona hasta la Estación Andoas.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.09. MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 5 A ESTACIÓN 1

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo encargado de la ejecución del contrato; así como de la preparación, configuración, revisión check list y traslado de equipos y herramientas necesarias para la ejecución del Servicio, desde la Estación 5 hasta la Estación 1, y finalmente su desmovilización hasta el lugar de Origen fuera de las instalaciones de PETROPERÚ.

Esta partida será ejecutada por una sola vez durante la ejecución del servicio, incluye, bajo consideración del CONTRATISTA y previa autorización de PETROPERU, la disposición, logística, traslado e instalación de un contanier u oficina móvil, utilizado como oficina/almacén temporal.

1.10. DESMOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 1 AL LUGAR DE ORIGEN

Consiste en el traslado del personal de campo y administrativo, maquinarias, equipos y herramientas movilizadas para la ejecución del Servicio, desde la Estación 1 hasta el lugar de Origen fuera de las instalaciones de PETROPERÚ.

ENTREGABLES

Se entregará un informe con el resumen de los itinerarios realizados cada vez que el personal de movilice a campo; el cual, deberá ser aprobado por PETROPERÚ.

2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

El Contratista deberá elaborar una estrategia que permita la identificación, evaluación y determinación semicuantitativa del nivel de riesgo asociado a cada Sistema de Tubería, considerando el uso de un Software especializado, reconocido a nivel mundial, que cumpla con la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, que permita gestionar de manera consolidada los registros de las inspecciones anteriores y las inspecciones que se ejecutarán durante el desarrollo del Servicio, con la finalidad de establecer el Plan de Inspección, para su ejecución durante el Servicio, así como realizar la revaluación del Plan y su proyección para los siguientes 5 años, luego de finalizado el Servicio.

La evaluación se elaborará considerando como mínimo los siguientes aspectos:

1. Recolección de datos e información.
2. Análisis y evaluación de riesgo, utilizando métodos cuantitativos que permita determinar el "Riesgo Aceptable" para cada Sistema de Tubería a evaluar.
3. Elaboración del Plan de Inspección Base, que será ejecutado durante el desarrollo del Servicio.
4. Empleo de Metodología Sistemática para identificar factores críticos que contribuyen a la ocurrencia del riesgo.
 - Revaluación activa del Plan de Inspección Base, considerando el empleo de Software especializado que permita mantener activamente el cálculo del riesgo para cada Sistema de Tubería, considerando la reducción del riesgo como consecuencia de las buenas prácticas de inspección y mantenimiento.
5. Recomendaciones que permitan implementar acciones para disminuir el nivel de riesgo para cada Sistema de Tubería.
6. Elaboración del Plan de Inspección Proyectado para los siguientes 5 años de operación, luego de finalizado el Servicio contratado.

Elaborar una base de datos compatible con los requisitos establecidos en el Pipeline Open Data Standard (PODS), en formato estándar (*.csv, *.xlsx, *.dbf, entre otros) y la elaboración de un Cuadro de Control del Programa de Inspección. PETROPERÚ deberá contar con acceso al Software en modo administrador, que le permita realizar actualizaciones por actividades de inspección y mantenimiento.

Los informes deberán ser presentados de manera física en tres (03) ejemplares a color (incluye archivos digitales de documentos fuentes y escaneo de documentos suscritos/firmados digitalmente).

Con la finalidad de gestionar adecuadamente la ejecución de esta partida es necesario desglosarla de la siguiente manera:

2.1. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Terminal Bayóvar.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería del Terminal Bayóvar, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías del Terminal Bayóvar.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.

- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías del Terminal Bayóvar.

2.2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 9.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 9, listados en el **Apéndice N° 4.**

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 9.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 9.

2.3. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 8.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 8, listados en el **Apéndice N° 4.**

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 8.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 8.

2.4. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 7.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 7, listados en el **Apéndice N° 4.**

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 7.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 7.

2.5. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 6.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 6, listados en el **Apéndice N° 4.**

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.

- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 6.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 6.

2.6. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 5.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 5, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 5.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 5.

2.7. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación Morona.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación Morona, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación Morona.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación Morona.

2.8. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación Andoas.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación Andoas, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación Andoas.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación Andoas.

2.9. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1

El CONTRATISTA deberá determinar cuantitativamente el riesgo asociado a cada Sistema de Tubería y elaborar el Plan Inicial de Inspección Basada en Riesgo, empleando la metodología establecida en las normas API RP580 y API RP581, para los sistemas de tuberías ubicados en Estación 1.

La evaluación incluye todos los Sistemas de Tubería de la Estación 1, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLE

- Informe Técnico de la evaluación realizada para cada Sistema de Tubería.
- Plan Inicial de Inspección Integral para las Tuberías de la Estación 1.
- Revaluación del Plan Inicial de Inspección, según avance del Servicio.
- Plan de Inspección Proyectada Integral para las Tuberías de la Estación 1.

3. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL

La actividad consiste en realizar la inspección y evaluación general del estado mecánico de la tubería y sus componentes metálicos y no metálicos conectados (soportes, escaleras de acceso, fitting, derivaciones, entre otros), desde la salida del dique de contención de tanques, hasta el límite de la Estación.

Las actividades mínimas para ejecutar en esta partida son las siguientes:

- Inspección Visual directa de toda la tubería piping expuesta a la intemperie (fuera del área estanca del tanque de almacenamiento), con la finalidad de identificar y evaluar anomalías volumétricas, geométricas o planares, no aceptados por las normas de referencia, que afecten su integridad mecánica.
- Inspección visual general de las estructuras metálicas y no metálicas conectadas al Sistema de Tubería, que incluya la evaluación no limitada de: Escaleras de acceso, soportes metálicos, fitting, derivaciones y cualquier estructura metálica que se encuentre conectado a la tubería.

La inspección visual directa de toda la superficie de la tubería deberá ser ejecutada por el Especialista Metalmeccánico, quien deberá cumplir con las actividades indicadas en el Numeral 16.3.

Esta partida incluye el equipamiento, facilidades, recursos y personal necesario para la ejecución de las actividades detalladas, teniendo como unidad de medida el área total de tubería inspeccionada en metros cuadrados (m²).

3.01. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 11,843 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería del Terminal Bayóvar listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.02. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 19 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 9 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.

- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.03. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 37 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 8 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.04. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 23 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 7 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.05. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 39 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 6 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.06. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 2,288 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 5 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.07. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 34 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación Morona listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.08. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 207 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación Andoas listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

3.09. INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1

Inspección visual del Sistema de Tuberías, con un área total de 3,414 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios, fitting y toda estructura metálica relacionadas al Sistema de Tubería y ubicadas fuera del área estanca de los tanques.

La inspección incluye a los Sistemas de tubería de Estación 1, listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros del resultado de la Inspección Visual para cada Sistema de Tubería.
- Informe de Inspección General para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

El Contratista debe proponer los modelos de los registros de Inspección Visual para los Sistemas de Tuberías, cumpliendo con los lineamientos establecidos en la norma API 570, donde se debe registrar como mínimo la estructura inspeccionada, metodología utilizada, equipos e instrumentos utilizados, identificación y evaluación de los hallazgos y registro fotográfico.

Los modelos de los informes de Inspección deben contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 68 del Anexo I del DS 081-2007-EM.

Todos los registros e informes de inspección deberán ser firmados y aprobados por el especialista Inspector Certificado con API 570.

4. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS

La actividad consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares (tipo fisuras) y volumétricas (pérdida de espesor) en la pared metálica de la tubería en operación, utilizando para ello equipos semiautomáticos de alta resolución, como por ejemplo equipos ONDAS GUIADAS, MFL PIPESCAN (Pérdida de Flujo Magnético), ECA (Eddy Current Array) o EMAT (Transductores Acústicos Electromagnéticos), que cuenten con alto performance, diseñados y normados a prueba de explosión, que permitan ejecutar la inspección sobre el recubrimiento existente con la finalidad de identificar anomalías planares y anomalías volumétricas con un nivel de precisión de 1 mm (con nivel de certeza del 90%).

Deberán evaluarse fisuras que puedan haberse originado durante la fabricación, construcción, mantenimiento o durante la etapa operativa. Asimismo, se identificará los mecanismos asociados a fisuras (cracking), considerando los lineamientos establecidos en la API RP 1176.

En zonas donde, por la geometría del elemento a inspeccionar, no es posible ejecutar la inspección semiautomática, se empleará el equipo de Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT) o similar, para realizar el escaneo del perfil de espesores, sin necesidad de retirar el recubrimiento del componente.

La inspección deberá ser ejecutada por personal calificado y certificado, mínimo como nivel II, en la técnica de inspección ejecutada, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el API 570 y ASME Sección V.

El CONTRATISTA debe disponer de todas las facilidades, equipamiento, recursos, consumibles, personal, entre otros que resulte necesarios para cumplir con el objeto contractual de esta partida, teniendo como unidad de medida el área total inspeccionada en metros cuadrados (m²) de superficie.

4.01. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías del Terminal Bayóvar, con un área total de 29,724 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería del Terminal Bayóvar listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.02. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 9, con un área total de 1,065 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 9 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.03. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 8, con un área total de 987 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 8 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.04. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 7, con un área total de 1,283 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 7 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.

- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.05. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 6, con un área total de 991 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 6 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.06. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 5, con un área total de 10,909 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 5 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.07. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación Morona, con un área total de 347 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación Morona listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.08. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación Andoas, con un área total de 2,427 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación Andoas listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

4.09. INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1

Consiste en realizar la identificación y medición de anomalías planares y volumétricas en los Sistemas de Tuberías de Estación 1, con un área total de 6,700 m² de superficie metálica.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería de Estación 1 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registros de Medición de espesores de cada Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.

- Registro de Inspección de Anomalías para los componentes metálicos del Sistema de Tubería, debidamente firmado por el Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de Medición de Espesores para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y formato nativo, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas a cada Sistema de Tubería, en formato nativo.

El CONTRATISTA debe proponer el modelo del registro de medición de espesores para cada componente, cumpliendo como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma API 570.

Los modelos de los informes de Inspección deben contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 68 del Anexo I del DS 081-2007-EM.

5. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA

La actividad consiste en realizar la inspección y evaluación de anomalías, deformaciones y daños estructurales identificados durante la Inspección Visual e Inspección de Anomalías Planares y Volumétricas de los Sistemas de Tuberías, contempla como mínimo (pero no limitado) las siguientes actividades:

- La inspección y caracterización de anomalías (de tipo volumétricas, geométricas, fisuras, arrugas, pinholes, etc.) en la tubería, serán ejecutadas mediante la aplicación de Ensayos No Destructivos (END), tales como PT, MT, UT y PAUT, según sea aplicable, la cual se documentará de inmediato a través de la elaboración de un Informe Técnico Preliminar y posteriormente se completará para la emisión de un Informe Técnico de Inspección e Integridad de la tubería, de acuerdo a ASME B31.3, API 570, ASME B31.G y otras relacionadas, con sus respectivas observaciones, conclusiones, recomendaciones y formas de implementar las recomendaciones.
- La medición del porcentaje de reducción de espesor de tubería de las anomalías volumétricas y geométricas se debe registrar en plantillas de medición de anomalías adecuadas para cada tipo, donde se incluya el valor de todas las profundidades encontradas en la zona afectada y en los alrededores. De acuerdo con los valores máximos y mínimos, se debe realizar un mapeo de colores de la zona afectada, así como obtener un perfil de profundidades de abolladura (geométricas) como de anomalía volumétrica indicando la ruta más crítica (River-Bottom Path overlay). Esta información debe incluirse en el Informe Técnico de cada Sistema de Tubería. No se acepta como resultado de la medición, un único valor correspondiente al punto de mayor profundidad. La elección del tamaño de la grilla para la obtención del perfil de profundidades será la óptima según el tipo de anomalía.
- La evaluación de las anomalías lineales (fisuras) en la tubería, utilizará como primer método de inspección las partículas magnéticas fluorescentes y lámpara de luz negra. Sólo se podrán utilizar otros métodos complementarios, posterior a la aplicación de este método.
- La evaluación de anomalías geométricas y volumétricas, utilizarán como primer método de inspección el Kit analizador de anomalías y abolladuras, que comprende el escaneo de la zona afectada con un equipo SCANNER 3D y el análisis de presiones y profundidades a través del Software de Ingeniería especializado.
- Se podrán utilizar otros métodos complementarios una vez aplicado el escaneo de la zona afectada y a manera de comparación; salvo existan dudas razonables que evidencien deterioro del escáner según los resultados obtenidos (de acuerdo con experiencia del Inspector ASNT Nivel II - Operador del Kit).
- El escaneo 3D genera un archivo *.pcf (por lo general en Gigabytes) y los resultados de análisis realizado en Pipecheck generan un reporte en Excel. Tan pronto como se obtenga una anomalía escaneada, el CONTRATISTA debe remitir al Administrador del Contrato: el reporte Pipecheck en primer lugar, seguido del archivo *.pcf con las áreas excluidas y con

el cual se realizó el análisis con el software; y en tercer lugar el archivo *.pcf obtenido originalmente desde el escáner. De acuerdo con el tamaño de los archivos, la información se entregará almacenada en memoria USB o disco duro portátil para su entrega a PETROPERÚ.

- El CONTRATISTA debe realizar al análisis de la información tan pronto como realiza el escaneo en sitio. PETROPERÚ se reserva el derecho de solicitar el envío del RAW DATA con extensión *.pcf y realizar el análisis y verificación para confirmar la validez de la información relevada en campo.
- El Informe incluirá: Resultados de ensayos NDT (VT, MT, PT, UT; PAUT y escaneo en caso aplique), Equipos y Herramientas utilizados, Registro Fotográfico, Plano esquemático de localización de la anomalía (ubicación de puntos relevantes), posicionamiento GPS con coordenadas UTM, Mapeo de corrosión y Data Cruda.

La inspección deberá ser ejecutada por personal calificado y certificado, mínimo como nivel II, en la técnica de inspección ejecutada, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el API 570 y ASME Sección V.

El CONTRATISTA debe disponer de todas las facilidades, equipamiento, recursos, consumibles, personal, entre otros que resulte necesarios para cumplir con el objeto contractual de esta partida, teniendo como unidad de medida el área inspeccionada en metros cuadrados (m²) de superficie afectada.

5.01. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías del Terminal Bayóvar. Se estima realizar la inspección por END en 5,945 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías del Terminal Bayóvar listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.02. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 9. Se estima realizar la inspección por END en 213 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 9 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.03. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 8. Se estima realizar la inspección por END en 197 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 8 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.04. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 7. Se estima realizar la inspección por END en 257 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 7 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.05. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 6. Se estima realizar la inspección por END en 198 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 6 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.06. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 5. Se estima realizar la inspección por END en 2,182 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 5 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.07. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación Morona. Se estima realizar la inspección por END en 69 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación Morona listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.08. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación Andoas. Se estima realizar la inspección por END en 485 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación Andoas listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

5.09. INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIA DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1

La inspección y evaluación mediante la aplicación de Técnicas y Ensayos No Destructivos se realizará en los Sistemas de Tuberías de Estación 1. Se estima realizar la inspección por END en 1,340 m² de superficie metálica de tubería. Incluyendo la evaluación de accesorios y estructuras metálicas relacionadas al Sistema de Tuberías.

La inspección incluye a los Sistema de Tuberías de Estación 1 listados en el **Apéndice N° 04.**

ENTREGABLES

- Registros de Inspección por Líquidos Penetrantes (PT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Partículas Magnéticas (MT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido Haz Angular (UT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registros de Inspección por Ultrasonido con Arreglo de Fases (PAUT), debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Registro de Inspección con HANDYSCAN 3D, o similar, debidamente firmado por Inspector END Nivel II y aprobado por el Inspector API 570.
- Informe Técnico de la Inspección de anomalías realizado para cada Sistema de Tuberías.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.
- Registro fotográfico, en formato PDF y data cruda, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

El CONTRATISTA debe proponer el modelo del registro de inspección para cada técnica aplicada, cumpliendo los lineamientos establecidos en las normas de la inspección API 570.

Los modelos de los informes de Inspección deben contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 68 del Anexo I del DS 081-2007-EM.

6. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO

Esta partida comprende la Inspección directa o indirecta de todo el revestimiento existente de la tubería expuesta a la intemperie o enterrada, ubicada dentro de la Estación de PETROPERU.

Se debe poner mayor énfasis en la zona de interfaz suelo-aire, para ello, el CONTRATISTA, realizará una calicata que permita verificar la condición del estado del Revestimiento en la tubería vertical, luego de dicha inspección, el CONTRATISTA deberá tapar la calicata realizada dejándolo en las mismas o mejores condiciones que se encontraron inicialmente.

Para la inspección directa del recubrimiento que se encuentra expuesto a la intemperie, El CONTRATISTA evaluará, con técnicas de inspección normadas por ISO o NACE, las condiciones mecánicas del revestimiento externo de la tubería y accesorios, mediante la aplicación de ensayos destructivos y no destructivos establecidos en la norma ISO 4628, las cuales se resumen en la Tabla N° 1A y se detallan a continuación:

Tabla N° 1A. Ensayos para evaluar directamente la condición del revestimiento en tubería.

Evaluación	Método de prueba	Frecuencia	Procedimiento
Grado de ampollamiento	ISO 4628-2	Evaluación total de la tubería (inspección visual)	ISO 4628-2 sección 4
Grado de oxidación	ISO 4628-3	Evaluación total de la tubería (inspección visual)	ISO 4628-3 sección 4
Grado de agrietamiento o cracking	ISO 4628-4	Evaluación total de la tubería (inspección visual)	ISO 4628-4 sección 3
Grado de descamación	ISO 4628-5	Evaluación total de la tubería (inspección visual)	ISO 4628-5 sección 4
Grado de tizamiento	ISO 4628-6	2 pruebas aleatorias por cada sistema de tubería: 1 antes y 1 después de la zona enterrada.	ISO 4628-6 Sección 5
Microscopia	Evaluación microscópica con magnificación de 60x a 100x	2 pruebas aleatorias por cada sistema de tubería en la zona expuesta: 1 antes y 1 después de la zona enterrada.	Manual técnico del equipo de inspección
Medición de pH	Papel indicador	3 pruebas aleatorias por cada sistema de tubería: 1 en la parte expuesta y 2 en la parte enterrada.	Hoja técnica del material.
Contaminantes no visibles (cloruros)	SSPC Guide 15	3 pruebas aleatorias por cada sistema de tubería: 1 en la parte expuesta y 2 en la parte enterrada.	SSPC Guide 15 Sección 5.4 (Chlor test). La prueba se realizara sobre la pintura existente con el fin de determinar la concentración de sales de cloruros presente en el ambiente.
Medición de espesores en película seca	SSPC-PA2	Según norma SSPC-PA2 sección 8 respecto al número requerido de mediciones. Se debe realizar tres (3) mediciones dentro de un círculo de 4 cm de diámetro. El promedio de las mediciones es el spot.	SSPC-PA2 Apéndice 07. Se tomarán 6 spots por cada 10 metros de tubería ubicados de la siguiente manera: 1 spot en el cuadrante superior. 2 spot en el cuadrante lateral derecho. 2 spot en el cuadrante lateral izquierdo. 1 spot en el cuadrante inferior.
Adherencia	AWWA C218, corte con cuchilla	3 pruebas aleatorias por cada sistema de tubería: 1 en la parte expuesta y 2 en la parte enterrada.	AWWA C218 sección 5.2.4.1

EVALUACIÓN DEL GRADO DE AMPOLLAMIENTO

El CONTRATISTA debe evaluar el grado de formación de ampollas en el revestimiento, tomando como referencia los registros pictóricos señalados en la norma ISO 4628-2,

describiendo y categorizando el tamaño y la densidad de las ampollas tomando como referencia estos registros pictóricos.

EVALUACIÓN DEL GRADO DE OXIDACIÓN

El CONTRATISTA debe evaluar el grado de oxidación en el revestimiento, tomando como referencia los registros pictóricos señalados en la norma ISO4628-3; describiendo y categorizando el % de oxidación tomando como referencia estos registros pictóricos.

Tabla N°2A: Grado de oxidación y % de área oxidada.

Grado de oxidación	% de área oxidada
Ri 0	0
Ri 1	0.05
Ri 2	0.5
Ri 3	1
Ri 4	8
Ri 5	40 hasta 50

EVALUACIÓN DEL GRADO DE AGRIETAMIENTO O CRACKING

El CONTRATISTA debe evaluar el grado de agrietamiento en el revestimiento, tomando como referencia los registros pictóricos señalados en la norma ISO4628-4; describiendo y designando el grado de agrietamiento del recubrimiento tomando como referencia estos registros pictóricos.

Tabla N°3A: Esquema de calificación para la designación del tamaño del agrietamiento.

Clase	Tamaño del agrietamiento
0	No visible bajo aumento 10X
1	Solo visible bajo aumento hasta 10X
2	Solo visible con visión normal corregida
3	Claramente visible con visión normal corregida
4	Grietas grandes generalmente de hasta 1 mm de ancho.
5	Grietas muy grandes generalmente de más de 1 mm de ancho.

EVALUACIÓN DEL GRADO DE DESCAMACIÓN

El CONTRATISTA debe evaluar el grado de descamación en el revestimiento, tomando como referencia los registros pictóricos señalados en la norma ISO4628-5; describiendo y designando el grado de descamación del recubrimiento tomando como referencia estos registros pictóricos.

Tabla N°4A: Esquema de calificación para designar la cantidad de descamación.

Clasificación	% de Área descamada
0	0
1	0,1
2	0,3
3	1
4	3
5	15

Tabla N°5A: Esquema de calificación para designar el tamaño de las áreas expuestas por descamación.

Clase	Tamaño de las áreas descamadas
0	no visible bajo magnificación 10x
1	hasta 1 mm
2	hasta 3 mm
3	hasta 10 mm
4	hasta 30 mm
5	más grande que 30 mm

EVALUACIÓN DEL GRADO DE TIZAMIENTO

El CONTRATISTA debe evaluar el grado de tizamiento en el revestimiento, tomando como referencia los registros pictóricos señalados en la norma ISO4628-6; describiendo y designar el grado de tizamiento del revestimiento, tomando como referencia estos registros pictóricos.

EVALUACIÓN MEDIANTE MICROSCOPIA

El CONTRATISTA debe evaluar el estado del revestimiento mediante el uso de un equipo de microscopia con resolución 60x a 1 00x; describiendo y designando el estado actual del revestimiento para luego registrar los datos obtenidos en el informe técnico.

EVALUACIÓN DEL NIVEL DE PH

El CONTRATISTA debe evaluar el nivel de PH en el revestimiento, tomando papeles indicadores como método de evaluación. Tendrá que describir y designar el nivel de PH del revestimiento para luego registrar los valores obtenidos.

EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CONTAMINANTES NO VISIBLES (SALES DE CLORUROS)

El CONTRATISTA debe evaluar la concentración de cloruros en la superficie del revestimiento, para ello usará el Kit de inspección Chlor Test.

El CONTRATISTA usará el método de mangas para la extracción y para el análisis de las sales de cloruros a través de un tubo Kitakawa. Tendrá que describir y designar la concentración de sales de cloruros presentes en el revestimiento para luego registrar los valores obtenidos.

EVALUACIÓN DE LOS ESPESORES EN PELÍCULA SECA

El CONTRATISTA tiene la responsabilidad de medir los espesores en película seca, siguiendo los lineamientos de la norma SSPC-PA2.

El CONTRATISTA seguirá un Procedimiento elaborado y validado por PETROPERU para determinar la conformidad del espesor de película seca (EPS) utilizando medidores de espesor no destructivos. El CONTRATISTA usará únicamente medidores electrónicos Tipo 2.

EVALUACIÓN DE LA ADHERENCIA EN EL REVESTIMIENTO

El CONTRATISTA tiene la responsabilidad de evaluar el grado de adherencia del revestimiento, siguiendo los lineamientos de la norma AWWA C218.

La adhesión o unión del revestimiento al acero y la adhesión entre capas se determinarán en el campo haciendo un corte en forma de V a través del revestimiento con un cuchillo afilado.

La adherencia será exitosa si la película no se puede despegar con la cuchilla del acero o entre las capas. La rotura forzada del revestimiento que deja porciones de la película adheridas firmemente al metal no debe causar el rechazo del recubrimiento.

Para determinar la durabilidad del estado actual del revestimiento se deberá considerar lo establecido en la Norma UNE-EN ISO 12944-5.

Para la inspección indirecta del revestimiento en tuberías enterradas, El CONTRATISTA utilizará equipos de inspección PCMX o DCVG, que permita evaluar la condición y eficacia del revestimiento, geolocalización de fallas en la capa protectora de tuberías enterradas de hasta 1 cm², además de registrar la profundidad del ducto y ubicación del trazo de la tubería.

Como resultado de la inspección, el CONTRATISTA deberá emitir un Informe Técnico donde se registre el estado, tipo y características del revestimiento, además de determinar, sustentar y recomendar la necesidad de realizar la reparación o monitoreo del recubrimiento, de acuerdo con las recomendaciones establecidas en las normas internacionales de la NACE.

El CONTRATISTA debe disponer de todas las facilidades, equipamiento, recursos, consumibles, personal, entre otros que resulte necesarios para cumplir con el objeto contractual de esta partida, teniendo como unidad de medida el área total inspeccionada en metros cuadrados (m²) de superficie.

6.01. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Terminal Bayóvar, con un área total de 29,724 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en el Terminal Bayóvar listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.02. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 9, con un área total de 1,065 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 9 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.03. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 8, con un área total de 987 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 8 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.04. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 7, con un área total de 1,283 m² de superficie metálica.

Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 7 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.05. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 6, con un área total de 991 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 6 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.06. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 5, con un área total de 10,909 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 5 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.07. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación Morona, con un área total de 347 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación Morona listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.08. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación Andoas, con un área total de 2,427 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación Andoas listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

6.09. INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1

Inspección del revestimiento de Sistema de Tuberías expuestos a la intemperie y enterrados en Estación 1, con un área total de 6,700 m² de superficie metálica. Incluyendo los accesorios y estructuras metálicas conectadas a la tubería y ubicadas fuera del área estanca del tanque de almacenamiento.

La inspección incluye a los Sistemas de Tubería en Estación 1 listados en el **Apéndice N° 4**.

ENTREGABLES

- Registro de Inspección Visual NACE realizadas para cada Sistema de Tubería.
- Registros de Pruebas NACE realizadas para cada Sistema de Tubería, según tabla N° 1A.
- Registro de Inspección Indirecta del revestimiento, realizado con equipos de inspección digital (PCM o DCVG).
- Informe Técnico de Inspección para cada Sistema de Tubería.

- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Sistema de Tubería, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.

El CONTRATISTA debe proponer el modelo del registro de inspección del recubrimiento, tomando en consideración las evaluaciones indicadas en la Tabla 1A para cada componente, cumpliendo como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma NACE y normativa de construcción.

Los modelos de los informes de Inspección deben contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 68 del Anexo I del DS 081-2007-EM.

7. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS

Esta partida consiste en realizar la inspección en servicio del cuerpo y componentes internos de las válvulas que se encuentran ubicadas en los sistemas de tuberías dentro de las Estaciones, mediante la evaluación por Ensayos No Destructivos (END).

Esta inspección contempla, como mínimo, las siguientes actividades:

- Inspección Visual y check list a cada válvula manual, donde se indique el TAG (de acuerdo con el P&ID), tipo de válvula, condiciones de operación, último mantenimiento, condición actual (presencia de corrosión superficial, presencia de fuga por el sello/ cuerpo), entre otros.
- Inspección mediante SCANNER 3D total de la superficie metálica, con la finalidad de verificar anomalías volumétricas y geométricas.
- Inspección por Radiografía Digital en cuerpo y tapa (bonete), con la finalidad de evaluar discontinuidades internas.
- Inspección por Partículas Magnéticas fluorescentes, utilizando lámpara de luz negra, con la finalidad de descartar presencia de anomalías lineales (grietas, fisuras, laminaciones).
- Inspección por Ultrasonido, empleando un equipo que permita visualizar señales de tiempo, espectros del ultrasonido y las vibraciones.

La inspección visual directa de todas las válvulas deberá ser ejecutada por el Especialista Metalmecánico, quien deberá cumplir con las actividades indicadas en el Numeral 16.3.

Esta partida incluye el equipamiento, facilidades, recursos y personal necesario para la ejecución de las actividades detalladas, teniendo como unidad de medida la cantidad (unidad) de válvulas inspeccionadas.

7.01. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN TERMINAL BAYÓVAR

Inspección general de las 335 válvulas existente en el Terminal Bayóvar. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas del Terminal Bayóvar listados en el **Apéndice N° 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.02. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 9

Inspección general de las 94 válvulas existente en Estación 9. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 9 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resumen los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.03. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 8

Inspección general de las 67 válvulas existente en Estación 8. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 8 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.04. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 7

Inspección general de las 81 válvulas existente en Estación 7. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 7 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.05. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 6

Inspección general de las 75 válvulas existente en Estación 6. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 6 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.06. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 5

Inspección general de las 257 válvulas existente en Estación 5. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 5 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.07. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN MORONA

Inspección general de las 131 válvulas existente en Estación Morona. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación Morona listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.08. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN ANDOAS

Inspección general de las 158 válvulas manuales existente en Estación Andoas. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación Andoas listados en el **Apéndice Nº 5**

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

7.09. INSPECCIÓN DE VÁLVULAS EN ESTACIÓN 1

Inspección general de las 175 válvulas existente en Estación 1. Incluyendo el cuerpo, vástago, sellos/ uniones, accesorios, volante y toda estructura metálica relacionada.

La inspección incluye a las válvulas de Estación 1 listados en el **Apéndice Nº 5**.

ENTREGABLES

- Registro Check List de cada válvula inspeccionada.
- Registro del escaneo 3D, realizado a cada válvula.
- Registro de la inspección END (MT, RT y UT), realizado a cada válvula.
- Informe de Inspección por cada Sistema de tubería, donde se adjunten todos los Registros y resuman los hallazgos identificados y se detallen las recomendaciones de acción correctiva/ preventiva para cada válvula inspeccionada.
- Registro fotográfico, en formato PDF y editable, realizado a cada Válvula, donde se muestre el detalle de sus componentes inspeccionados.
- Data cruda de las inspecciones realizadas en formatos nativos, extraídos directamente de los equipos de inspección.

8. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL REVESTIMIENTO

Esta partida incluye la recolección, traslado y evaluación en campo o laboratorio, de una muestra de revestimiento (debe incluirse todas las capas) del sistema de tuberías en inspección. El objetivo principal es caracterizar de manera cuantitativa los componentes corrosivos que se encuentran debajo o adheridos al revestimiento y que pueden afectar la estructura metálica de la tubería.

Esta muestra deberá ser conservada y preservada hasta su llegada al laboratorio, donde se realizará los siguientes análisis:

- Análisis químico por duplicado, con la finalidad de determinar los componentes de cada una de las capas que corresponda al revestimiento.
- Caracterización de recubrimiento encontrado, estado, tipo de recubrimiento, grado de envejecimiento.
- Evaluación microscópica del estado del recubrimiento mediante el uso de un equipo magnificador con resolución 60x a 100x como mínimo.
- Registro Fotográfico.

EL CONTRATISTA será el responsable de las muestras, movilización y su preservación, además será responsable de realizar las coordinaciones necesarias para el recojo de los resultados de los análisis realizados en laboratorio.

El CONTRATISTA presentará un Informe de la Valoración del revestimiento, en el cual se adjunte el reporte del análisis del laboratorio, el cual servirá de entrada para la valoración del grado de envejecimiento del revestimiento.

Se considera un total de 20 muestras de recubrimiento que se estima ejecutar en los Sistemas de Tuberías para cada Estación, los mismos que se encuentran indicados en el **Apéndice 2**.

9. ANÁLISIS DE LABORATORIO DEL SUELO

Esta partida incluye la recolección, traslado y evaluación en campo o laboratorio, de una muestra de suelo ubicado en las inmediaciones del sistema de tuberías. El objetivo principal es caracterizar de manera cuantitativa los componentes corrosivos que se encuentran en el suelo y que pueden afectar la estructura metálica de la tubería.

Se considera un total de 20 muestras de suelo que se estima ejecutar en los sistemas de tuberías para cada Estación, los mismos que se encuentran indicados en el **Apéndice 2**.

Las muestras serán de aproximadamente 2 kg, las cuales serán preservadas adecuadamente para su posterior análisis de laboratorio, donde se realizarán los siguientes análisis: ANÁLISIS FISCOQUÍMICO y ANÁLISIS MICROBIOLÓGICO del suelo.

En el ANÁLISIS MICROBIOLÓGICO, para la medición de bacterias BSR (Bacterias Sulfato Reductoras) y APB (Bacterias productoras de ácido), el CONTRATISTA deberá realizar la incubación en campo, para lo cual deberá mantener los viales disponibles y luego deberá preservarlos de manera adecuada hasta la llegada al laboratorio, con la finalidad de asegurar una correcta y confiable cuantificación, manteniendo siempre en todo momento las mejores prácticas recomendadas por la NACE.

En caso de que la inoculación de bacterias no sea posible realizarlo en campo, el CONTRATISTA dispondrá de algún recipiente que preserve y asegure la muestra hasta la llegada al laboratorio. Esta conservación deberá estar considerada dentro del Procedimiento elaborado para esta actividad, y será validado por el especialista correspondiente.

Para el ANÁLISIS FISCOQUÍMICO, El CONTRATISTA realizará, como mínimo, los siguientes ensayos:

- Medición del pH.
- Medición del Potencial Redox.
- Acidez total
- Contenido de agua (%de humedad)
- Contenido de iones cloruro.
- Contenido de Sulfatos.
- Contenido de Sulfuros.
- Contenido de Carbonatos.
- Medición de Resistividad (medida en caja de suelos).

EL CONTRATISTA será el responsable de las muestras, movilización y su preservación, además será responsable de realizar las coordinaciones necesarias para el recojo de los resultados de los análisis realizados en laboratorio.

El CONTRATISTA presentará un Informe de la Valoración de la agresividad del suelo, en el cual se adjunte el reporte del análisis del laboratorio, el cual servirá de entrada para la valoración de la corrosividad respectiva. La valoración será realizada según la metodología ARPEL.

10. LISTADO DE EQUIPOS PARA INSPECCIÓN

Los Sistemas de Tuberías que se encuentran dentro del alcance del Servicio se encuentran listados en el **Apéndice N° 4** de la presente Condiciones Técnicas.

Las Válvulas Manuales que se encuentran dentro del alcance del Servicio se encuentran listados en el **Apéndice N° 5** de la presente Condiciones Técnicas.

11. ENTREGABLES DEL SERVICIO

EL CONTRATISTA presentará un (01) Dossier de Calidad, adjuntando a cada valorización sobre la ejecución de los trabajos realizados.

Cada Dossier estará compuesto de la siguiente información:

- I. Resumen ejecutivo en formato PPT.
- II. Registros e Informes Técnicos de las inspecciones realizadas, detalladas en las actividades del **Apéndice N° 1**.
Todos los informes Técnicos deberán incluir como mínimo lo siguiente:
 - ❖ Antecedentes del elemento a inspeccionar (registros de inspecciones y mantenimientos anteriores).
 - ❖ Fecha de la inspección.
 - ❖ Descripción de la situación actual del Sistema de Tubería inspeccionado (sustentado con los registros fotográficos y reportes de inspección).
 - ❖ Reportes de inspección de campo, debidamente firmado y aprobados.
 - ❖ Evaluación y análisis de los resultados (utilizar software especializados basado en normativas internacionales).
 - ❖ Evaluación de la Integridad Mecánica, según API 580/581/579.
 - ❖ Conclusiones de la inspección realizada.
 - ❖ Recomendaciones finales para asegurar su Integridad y correcto funcionamiento.
 - ❖ Formas de implementar las recomendaciones.
- III. Indicadores de Gestión y Cumplimiento del Servicio:
 - a. Indicadores de disponibilidad de inspección
 1. Número de días efectivamente laborados
 2. Número de días no laborados en inspección (días de parada)
 3. *Disponibilidad de inspección* $_i = \frac{\text{días totales} - \text{días de parada}}{\text{días totales}}$

Donde los días de parada puede ser causada por alguna de las siguientes condiciones:
 - Por condiciones de terreno o climatológicas.
 - Por problemas sociales/ comunitarios.
 - Incumplimiento del procedimiento
 - Recursos limitados del CONTRATISTA
 - b. Indicador de eficiencia de inspección
$$\text{Índice de eficiencia de inspección } _i = \frac{\text{metraje inspeccionado } _i}{\text{día} - \text{hombre}}$$
 - c. Indicador de avance por tipo de inspección.
 1. Metraje inspeccionado por día
$$\text{Índice de inspección } _i = \frac{\text{metraje inspeccionado } _i}{\text{días efectivamente laborado}}$$
 2. Metraje inspeccionado acumulado/ días totales

$$\text{índice de inspección acumulado}_i = \frac{\text{metraje inspeccionado total}_i}{\text{días total}}$$

d. Indicador de cumplimiento de la planificación por tipo de inspección

$$\text{Índice de cumplimiento por tipo de inspección} = \frac{\text{metraje inspeccionado}_i}{\text{metraje planificado}_i}$$

e. Indicador de cumplimiento de la planificación general

$$\text{Índice de cumplimiento del servicio} = \frac{\text{metraje inspeccionado total}}{\text{metraje planificado total}}$$

Donde i, para todos los casos se refiere a:

- Inspección Visual Integral
- Inspección de Anomalías Planares y Volumétricas
- Inspección de anomalías por END (PT, MT, UT, PAUT, HANDYSCAN)
- Inspección del revestimiento
- Inspección de válvulas manuales

El CONTRATISTA debe presentar un Reporte Diario de avance por cada partida, con frecuencia diaria, en el que se resuma el avance de los indicadores de Gestión y Cumplimiento, como parte de los documentos de control del servicio. Estos indicadores deben ser presentados en una Tablero de Control (DashBoard).

- IV. Cuadro estadísticos y gráficas que indiquen el avance real VS programado del Servicio, tanto en metraje como económico, mostrado con frecuencia diaria en el Tablero de Control.
- V. Informe de validación de procedimientos de campo utilizados durante la ejecución del servicio.
- VI. Informe de validación de procedimientos de PETROPERÚ.
- VII. Máster de control de procedimientos elaborados por el CONTRATISTA, donde se registre su estado (en elaboración, en revisión o aprobado), además de sus versiones anteriores.
- VIII. Máster de Control Documentario donde se coloquen los Registros de Inspección elaborados, deben ser clasificados para cada Sistema de Tubería, en un formato propuesto por el CONTRATISTA.
- IX. Plan de Mantenimiento y Calibración de los equipos e instrumentos de inspección. El Plan de Mantenimiento y Calibración será entregado en el primer informe. En los informes sucesivos se incluirá solo a los equipos que les corresponde calibración. El CONTRATISTA deberá elaborar un Máster de Control de Equipos donde se registre el listado de todos los equipos e instrumentos utilizados y su información de calibración, en un formato propuesto por el CONTRATISTA.
- X. Listado y/o actualización de CVs de los profesionales que participen en el Servicio, conformados por los Especialistas, inspectores ASNT, Operadores de equipos de inspección e Inspector NACE.
- XI. Elaboración de Informe Técnico relacionado a las Inspecciones, ante la advertencia de situaciones de riesgo potencial, que no cumplen estándares mínimos de las normativas relacionadas.
- XII. Reportes diarios, que describan las actividades realizadas en campo y que justifiquen el avance diario del servicio. El CONTRATISTA deberá llevar el control diario del avance del servicio, para lo cual debe actualizar diariamente los indicadores de gestión y cumplimiento del numeral III.
- XIII. Resumen operacional del movimiento de personal.
- XIV. Archivos fuente generados en el mes. Si el tamaño del archivo de mayor tamaño (por ejemplo, aquellos de extensión *.pcf) supera los 4.7 GB, la totalidad de los archivos

deberán entregarse en un medio de almacenamiento externo portátil suministrada por el CONTRATISTA (en párrafo posterior se detalla las extensiones de los archivos nativos que deben formar parte de los entregables).

- XV. Registro Fotográfico (solo comprende archivos digitales de imágenes sin editar). Los videos se incluirán dentro del grupo de archivos fuente generados en el mes).
- XVI. Entrega de archivos físicos y digitales.
- XVII. Informe de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

Cada entregable debe tener una codificación y un número correlativo que permita hacer referencia a estos en futuros informes, cartas u otros documentos por parte de PETROPERÚ.

El CONTRATISTA presentará por carta los entregables del Servicio del mes anterior en los cinco (05) días hábiles de cada mes. Se considera como fecha de entrega aquella consignada en la carta enviada al Administrador de Contrato de PETROPERU. La información digital será presentada en Memoria USB o disco duro externo. El Administrador de Contrato procederá con la revisión de la información, quien tendrá quince (15) días hábiles de plazo para formular observaciones o dar su aprobación para impresión.

En caso de adjuntar lista de observaciones, el CONTRATISTA tiene cinco (05) días hábiles para subsanar y volver a emitir los entregables del mes en formato digital para la aprobación del Administrador de Contrato. La revisión de la información y la verificación del levantamiento de observaciones serán requeridas las veces que sean necesarias, hasta lograr la conformidad del Administrador de Contrato.

Una vez obtenida la aprobación se procederá a la impresión, archivado en Bender oficio blanco, sellado, firmado y foliado de la documentación adjuntando la memoria USB o el disco duro externo con los entregables en última revisión. El CONTRATISTA remitirá el entregable impreso en un (01) original y una (01) copia.

Los archivos que deben ser suministrados como parte de los entregables incluyen sin carácter limitativo, aquellos de extensión: *.doc, *.docx, *.csv, *.xls, *.xlsx, *.ppt, *.pptx, *.dwg, *.dxf, *.shp, *.kmz, *.kml, *.gif, *.jpg, *.tif, *.bmp, *.xml, *.xps, *.xyz, *.mpp, *.opd, *.oud, *.csf, *.dae, *.fbx, *.ma, *.obj, *.ply, *.stl, *.txt, *.wrl, *.x3d, *.x3dz, *.zpr, *.pcf, entre otros.

Para la liquidación del Servicio, el CONTRATISTA deberá presentar un (01) Dossier de Calidad final, conteniendo como mínimo los siguientes documentos:

- Dos (02) juegos en físico (2 original) y en formato digital del Dossier de Informes de Inspección en última revisión, realizadas para cada Sistema de Tubería.
 - ❖ Informe Técnico de Inspección Estructural Mecánica de cada Sistema de Tubería,
 - ❖ Informe Final de Evaluación de la Integridad Mecánica del Sistema de Tubería, en cumplimiento de la norma API 570.
 - ❖ Plano 3D de inspección ejecutada detallando la ubicación de las anomalías identificadas.
 - ❖ Data cruda en formato nativo de las inspecciones ejecutadas.
- Todos los documentos generados deberán ser firmados y sellados por cada especialista responsable de la inspección y el Informe Final de cada tanque deberá ser firmado por el Inspector API 570.
- Tres (03) pendrives tipo USB con información digital y en formato nativo (*.doc, *.docx, *.xls, *.xlsx, *.ppt, *.pptx, *.dwg, *.pdf, *.jpeg, *.jpg, *.gif, *.png, *.mpp, *.avi, *.mp4, *.mp3, *.ppt, etc), a incluir en su respectivo Informe en original: Documentación, registro fotográfico en formato original, vídeos del Drone, video de la inspección interna (en caso se realice) y del barrido laser 3D (modelos digitales de cada tanque (1) antes del post procesamiento – RAW data y (2) después del post procesamiento con los resultados finales.

- Presentación del Informe Final del Servicio en Microsoft PowerPoint para su exposición ante personal de PETROPERÚ en sus oficinas de Operaciones Oleoducto – Piura, en fecha acordada previamente con el CONTRATISTA

APÉNDICE N° 02: FORMATO DE PROPUESTA ECONÓMICA DETALLADA

Lugar, de de 2024

Señores

JEFATURA TÉCNICA Y CONTRATACIONES OLEODUCTO**GERENCIA DEPARTAMENTO OLEODUCTO****Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.**Presente. -**Ref.: "SERVICIO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN"**

ÍTEM	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL (S/.)
1	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN DE PERSONAL, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS				
1.01	MOVILIZACIÓN DEL LUGAR DE ORIGEN A INSTALACIONES DEL TERMINAL BAYÓVAR	1	GB		
1.02	MOVILIZACIÓN DEL TERMINAL BAYÓVAR A ESTACIÓN 9	1	GB		
1.03	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 9 A ESTACIÓN 8	1	GB		
1.04	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 8 A ESTACIÓN 7	1	GB		
1.05	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 7 A ESTACIÓN 6	1	GB		
1.06	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 6 A ESTACIÓN 5	1	GB		
1.07	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 5 A ESTACIÓN MORONA	1	GB		
1.08	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN MORONA A ESTACIÓN ANDOAS	1	GB		
1.09	MOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN ANDOAS A ESTACIÓN 1	1	GB		
1.10	DESMOVILIZACIÓN DE ESTACIÓN 1 A LUGAR DE ORIGEN	1	GB		
2	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO				
2.01	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	1	GB		
2.02	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	1	GB		
2.03	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	1	GB		
2.04	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	1	GB		
2.05	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	1	GB		
2.06	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	1	GB		
2.07	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	1	GB		

2.08	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	1	GB		
2.09	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	1	GB		

ÍTEM	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL (S/.)
3	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL				
3.01	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	11,843	m ²		
3.02	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	19	m ²		
3.03	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	37	m ²		
3.04	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	23	m ²		
3.05	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	39	m ²		
3.06	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	2,288	m ²		
3.07	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	34	m ²		
3.08	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	207	m ²		
3.09	INSPECCIÓN VISUAL INTEGRAL DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	3,414	m ²		
4	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS				
4.01	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	29,724	m ²		
4.02	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	1,065	m ²		
4.03	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	987	m ²		
4.04	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	1,283	m ²		
4.05	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	991	m ²		
4.06	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	10,909	m ²		
4.07	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	347	m ²		

4.08	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	2,427	m ²		
4.09	INSPECCIÓN DE ANOMALÍAS PLANARES Y VOLUMÉTRICAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	6,700	m ²		

ÍTEM	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL (S/.)
5	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS				
5.01	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	5,945	m ²		
5.02	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	213	m ²		
5.03	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	197	m ²		
5.04	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	257	m ²		
5.05	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	198	m ²		
5.06	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	2,182	m ²		
5.07	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	69	m ²		
5.08	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	485	m ²		
5.09	INSPECCIÓN END COMPLEMENTARIAS DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	1,340	m ²		
6	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO				
6.01	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	29,724	m ²		
6.02	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	1,065	m ²		
6.03	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	987	m ²		
6.04	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	1,283	m ²		
6.05	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	991	m ²		
6.06	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	10,909	m ²		
6.07	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	347	m ²		
6.08	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	2,427	m ²		
6.09	INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	6,700	m ²		

ÍTEM	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL (S/.)
7	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES				
7.01	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN TERMINAL BAYÓVAR	335	UNIDAD		
7.02	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 9	94	UNIDAD		
7.03	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 8	67	UNIDAD		
7.04	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 7	81	UNIDAD		
7.05	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 6	75	UNIDAD		
7.06	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 5	257	UNIDAD		
7.07	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN MORONA	131	UNIDAD		
7.08	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN ANDOAS	158	UNIDAD		
7.09	INSPECCIÓN DE VÁLVULAS MANUALES DE TUBERÍAS EN ESTACIÓN 1	175	UNIDAD		
8	ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL REVESTIMIENTO	180	MUESTRAS		
9	ANÁLISIS DE LABORATORIO DEL SUELO	180	MUESTRAS		
		COSTO DIRECTO			
		UTILIDAD	%		
		GASTOS GENERALES	%		
		TOTAL SIN IGV			
		IGV	%		
		TOTAL GENERAL			

NOTA 1: Los porcentajes de Gastos Generales y Utilidad se establecerán sobre el costo directo y son indicados por EL CONTRATISTA.

NOTA 2: El costo total incluye la generación de Entregables y la entrega de archivos digitales en formato nativo y/o editable obtenidos desde los dispositivos electrónicos a usarse en el presente Servicio.

APÉNDICE N° 03: ESQUEMA REFERENCIAL DE ESTRUCTURA DE COSTOS DIRECTOS

NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3 (*)	NIVEL 4 (**)	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	SUB TOTAL	COSTO PARTIDA
COSTO TOTAL DEL SERVICIO	1. PARTIDA 1	1.1. PERSONAL	1.1.1 Profesión 1.1				
			1.1.2 Profesión 1.2				
			1.1.3 				
			1.1.n Profesión 1.n				
		1.2. EQUIPOS	1.2.1 Equipo 1.1				
			1.2.2 Equipo 1.2				
			1.1.3. 				
			1.1.n Equipo 1.n				
		1.3. MATERIALES	1.3.1 material 1.1				
			1.3.2 material 1.2				
			1.3.3. 				
			1.3.n material 1.n				
	2. PARTIDA 2	2.1. PERSONAL	2.1.1 Profesión 2.1				
			2.1.2 Profesión 2.2				
			2.1.3 				
			2.1.n Profesión 2.n				
		2.2. EQUIPOS	2.2.1 Equipo 2.1				
			2.2.2 Equipo 2.2				
			25. 				
			2.2.n Equipo 2.n				
		2.3. MATERIALES	2.3.1 material 2.1				
			2.3.2 material 2.2				
			2.3.3 				
			2.3.n material 2.n				
	3. 	3.1 	3.1.1. 				
	N. PARTIDA "N"	N.1 PERSONAL	N.1.1 Profesión "N".1				
			N.1.2 Profesión "N".2				
			N.1.3 				
			N.1.n Profesión "N".n				
		N.2 EQUIPOS	N.2.1 Equipo "N".1				
			N.2.2 Equipo "N".2				
			N.2.3 				
			N.2.n Equipo "N".n				
		N.3 MATERIALES	N.3.1 material "N".1				
			N.3.2 material "N".2				
			N.3.3 				
			N.3.4 material "N".n				
				TOTAL COSTO DIRECTO			

NOTAS.

(*) El Nivel 3 podrá incluir otros rubros o clasificación de costos.

(**) El Nivel 4 debe incluir el desglose según disciplina profesional, tipo de equipo y consumible de uso directo en el servicio.

Los gastos generales y utilidad deben presentarse de manera separada a la estructura de costos respectiva.

APÉNDICE N° 04: LISTADO DE SISTEMA DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN

Ítem	Estación	Servicio	Diámetro (plg)	Longitud Total (m)	Longitud enterrada (m)	Longitud en Intemperie (m)	Producto que transporta
1	Estación 1	Sistema Crudo	4	1487	200	1287	Petróleo Crudo
2	Estación 1	Sistema Crudo	8	1522	200	1322	Petróleo Crudo
3	Estación 1	Sistema Crudo	10	2974	400	2574	Petróleo Crudo
4	Estación 1	Sistema Crudo	12	70	0	70	Petróleo Crudo
5	Estación 1	Sistema Crudo	16	6	0	6	Petróleo Crudo
6	Estación 1	Sistema Crudo	20	200	190	10	Petróleo Crudo
7	Estación 1	Sistema Crudo	24	597	590	7	Petróleo Crudo
8	Estación 1	Sistema Drenaje	4	60	60	0	Drenaje
9	Estación 1	Sistema Drenaje	6	30	30	0	Drenaje
10	Estación 1	Sistema Diesel	4	230	230	0	Diesel
11	Estación 1	Sistema Contra Incendio	8	242	240	2	Agua
12	Estación 1	Sistema Contra Incendio	10	1110	1110	0	Agua
13	Estación 1	Sistema Contra Incendio	12	205	205	0	Agua
14	Estación Andoas	Sistema Crudo	6	12	0	12	Petróleo Crudo
15	Estación Andoas	Sistema Crudo	8	55	43	12	Petróleo Crudo
16	Estación Andoas	Sistema Crudo	10	100	100	0	Petróleo Crudo
17	Estación Andoas	Sistema Crudo	12	450	424	26	Petróleo Crudo
18	Estación Andoas	Sistema Crudo	14	248	248	0	Petróleo Crudo
19	Estación Andoas	Sistema Crudo	16	177	175	2	Petróleo Crudo
20	Estación Andoas	Sistema Drenaje	4	72	72	0	Drenaje
21	Estación Andoas	Sistema Drenaje	6	42	42	0	Drenaje
22	Estación Andoas	Sistema Diesel	3	549	540	9	Diesel
23	Estación Andoas	Sistema Diesel	4	310	240	70	Diesel
24	Estación Andoas	Sistema Contra Incendio	8	1722	1500	222	Agua
25	Estación Morona	Sistema Crudo	4	59	59	0	Petróleo Crudo
26	Estación Morona	Sistema Crudo	8	36.5	16.5	20	Petróleo Crudo
27	Estación Morona	Sistema Crudo	10	51.3	51.3	0	Petróleo Crudo
28	Estación Morona	Sistema Crudo	12	30	30	0	Petróleo Crudo
29	Estación Morona	Sistema Crudo	16	10	10	0	Petróleo Crudo
30	Estación Morona	Sistema Drenaje	2	60	55	5	Drenaje

Ítem	Estación	Servicio	Diámetro (plg)	Longitud Total (m)	Longitud enterrada (m)	Longitud en Intemperie (m)	Producto que transporta
31	Estación Morona	Sistema Diesel	2	360	357	3	Diesel
32	Estación Morona	Sistema Diesel	4	165	162	3	Diesel
33	Estación Morona	Sistema Contra Incendio	3	150	150	0	Agua
34	Estación Morona	Sistema Contra Incendio	6	107	100	7	Agua
35	Estación Morona	Sistema Contra Incendio	10	20	0	20	Agua
36	Estación 5	Sistema Crudo	6	145	140	5	Petróleo Crudo
37	Estación 5	Sistema Crudo	12	145	140	5	Petróleo Crudo
38	Estación 5	Sistema Crudo	16	353.5	348	5.5	Petróleo Crudo
39	Estación 5	Sistema Crudo	20	83	75	8	Petróleo Crudo
40	Estación 5	Sistema Crudo	24	370	365	5	Petróleo Crudo
41	Estación 5	Sistema Crudo	30	107	100	7	Petróleo Crudo
42	Estación 5	Sistema Crudo	36	2592	2029	563	Petróleo Crudo
43	Estación 5	Sistema Drenaje	2	40	0	40	Drenaje
44	Estación 5	Sistema Drenaje	4	150	140	10	Drenaje
45	Estación 5	Sistema Drenaje	6	50	50	0	Drenaje
46	Estación 5	Sistema Diesel	2	50	40	10	Diesel
47	Estación 5	Sistema Diesel	4	55	10	45	Diesel
48	Estación 5	Sistema Diesel	6	63	9	54	Diesel
49	Estación 5	Sistema Diesel	3	150	150	0	Diesel
50	Estación 5	Sistema Diesel	4	40	40	0	Diesel
51	Estación 5	Sistema Contra Incendio	8	498	250	248	Agua
52	Estación 5	Sistema Contra Incendio	10	1511	1000	511	Agua
53	Estación 6	Sistema Crudo	24	94	91	3	Petróleo Crudo
54	Estación 6	Sistema Crudo	30	163	162	1	Petróleo Crudo
55	Estación 6	Sistema Drenaje	4	60	55	5	Drenaje
56	Estación 6	Sistema Drenaje	6	80	70	10	Drenaje
57	Estación 6	Sistema Diesel	2	50	40	10	Diesel
58	Estación 6	Sistema Diesel	6	98	95	3	Diesel
59	Estación 6	Sistema Contra Incendio	4	50	0	50	Agua
60	Estación 6	Sistema Contra Incendio	6	611.7	600	11.7	Agua
61	Estación 7	Sistema Crudo	4	180	180	0	Petróleo Crudo

Ítem	Estación	Servicio	Diámetro (plg)	Longitud Total (m)	Longitud enterrada (m)	Longitud en Intemperie (m)	Producto que transporta
62	Estación 7	Sistema Crudo	6	370	365	5	Petróleo Crudo
63	Estación 7	Sistema Crudo	24	155	151	4	Petróleo Crudo
64	Estación 7	Sistema Crudo	30	135	132	3	Petróleo Crudo
65	Estación 7	Sistema Drenaje	4	66	65	1	Drenaje
66	Estación 7	Sistema Drenaje	6	66	65	1	Drenaje
67	Estación 7	Sistema Diesel	2	50	40	10	Diesel
68	Estación 7	Sistema Diesel	6	98	95	3	Diesel
69	Estación 7	Sistema Contra Incendio	6	670	665	5	Agua
70	Estación 8	Sistema Crudo	24	94	91	3	Petróleo Crudo
71	Estación 8	Sistema Crudo	30	163	162	1	Petróleo Crudo
72	Estación 8	Sistema Drenaje	4	60	55	5	Drenaje
73	Estación 8	Sistema Drenaje	6	70	65	5	Drenaje
74	Estación 8	Sistema Diesel	2	50	40	10	Diesel
75	Estación 8	Sistema Diesel	6	98	95	3	Diesel
76	Estación 8	Sistema Contra Incendio	4	50	0	50	Agua
77	Estación 8	Sistema Contra Incendio	6	611.7	600	11.7	Agua
78	Estación 9	Sistema Crudo	6	180	180	0	Petróleo Crudo
79	Estación 9	Sistema Crudo	24	216	215	1	Petróleo Crudo
80	Estación 9	Sistema Crudo	30	110	108	2	Petróleo Crudo
81	Estación 9	Sistema Drenaje	4	184	180	4	Drenaje
82	Estación 9	Sistema Drenaje	6	71	70	1	Drenaje
83	Estación 9	Sistema Diesel	2	86	85	1	Diesel
84	Estación 9	Sistema Diesel	4	100	90	10	Diesel
85	Estación 9	Sistema Diesel	6	90	80	10	Diesel
86	Estación 9	Sistema Contra Incendio	4	378	370	8	Agua
87	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	6	288	0	288	Petróleo Crudo
88	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	12	2965	0	2965	Petróleo Crudo
89	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	24	786	70	716	Petróleo Crudo
90	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	30	140	140	0	Petróleo Crudo
91	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	36	810	558	252	Petróleo Crudo
92	Terminal Bayóvar	Sistema Crudo	42	4760	3120	1640	Petróleo Crudo

Ítem	Estación	Servicio	Diámetro (plg)	Longitud Total (m)	Longitud enterrada (m)	Longitud en Intemperie (m)	Producto que transporta
93	Terminal Bayóvar	Sistema Drenaje	4	410	0	410	Drenaje
94	Terminal Bayóvar	Sistema Drenaje	6	60	0	60	Drenaje
95	Terminal Bayóvar	Sistema Diesel	2	91	80	11	Diesel
96	Terminal Bayóvar	Sistema Diesel	3	58	55	3	Diesel
97	Terminal Bayóvar	Sistema Diesel	4	45	40	5	Diesel
98	Terminal Bayóvar	Sistema Diesel	6	992	900	92	Diesel
99	Terminal Bayóvar	Sistema Contra Incendio	8	1583	0	1583	Agua
100	Terminal Bayóvar	Sistema Contra Incendio	16	3843.7	3800	43.7	Agua
101	Terminal Bayóvar	Sistema Contra Incendio	20	20	20	0	Agua

APÉNDICE N° 05: LISTADO DE VÁLVULAS MANUALES EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN

APÉNDICE N° 06: EXPERIENCIA DEL POSTOR

Lugar, de de 2024

Señores
JEFATURA TÉCNICA Y CONTRATACIONES
GERENCIA DEPARTAMENTO OLEODUCTO
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.
Presente. -

Ref.: PROCESO SELECTIVO
“SERVICIO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN”

N°	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	EMPRESA (CLIENTE)	DOCUMENTO	FECHA DE EJECUCION		MONTO TOTAL EN SOLES (S/ Sin Incluir el IGV)
				INICIO	TÉRMINO	
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
MONTO TOTAL FACTURADO DE SERVICIOS S/ (Sin IGV)						

(Nombre/ Razón Social) POSTOR
Ruc / DNI
Firma del Representante Legal

APÉNDICE N° 07: EXPERIENCIA DEL PERSONAL PROPUESTO POR EL POSTOR

Lugar, de de 2024

Señores
JEFATURA TÉCNICA Y CONTRATACIONES
GERENCIA DEPARTAMENTO OLEODUCTO
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.
Presente. -

Ref.: PROCESO SELECTIVO
“SERVICIO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN ESTACIONES DEL ONP Y ORN”

NOMBRE DEL PROFESIONAL	ESPECIALIDAD	NOMBRE DE LA EMPRESA	CARGO	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	TIEMPO DE EXPERIENCIA EN MESES
				TOTAL MESES	
				TOTAL AÑOS	

(Nombre/ Razón Social) POSTOR
Ruc / DNI
Firma del Representante Legal

Nota 1: El POSTOR deberá presentar este formato por cada personal propuesto, de acuerdo con el numeral 8.2.
Nota 2: El POSTOR deberá convertir el tiempo de experiencia contabilizado en meses a años.

APENDICE Nº 08: ESTRUCTURA GENERAL DEL INFORME TÉCNICO

- 1. CARÁTULA:** Con la Codificación, versión y Nombre del Documento
- 2. RESUMEN**
- 3. REFERENCIAS** (Base Legal, Documentos, Normas, Otros)
- 4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS**
- 5. OBJETIVO DEL SERVICIO**
- 6. ALCANCE**
- 7. MARCO NORMATIVO**
- 8. RESPONSABILIDADES**
- 9. RESUMEN EJECUTIVO**
- 10. DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES**
- 11. ANÁLISIS**
- 12. PROBLEMAS DETECTADOS**
- 13. CONCLUSIONES**
- 14. RECOMENDACIONES**
- 15. ANEXOS** (MAPAS, GRÁFICAS, ESQUEMAS, SECCIONES, PERFILES Y FOTOGRAFÍAS)

APENDICE Nº 09: DECLARACIÓN JURADA DE CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD DE PETROPERÚ



DECLARACIÓN JURADA DE CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD PETROPERÚ

JEFATURA INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD

Fecha:

DATOS DE LA(S) EMPRESA(S) CONTRATISTA(S)			
Razón Social/Nombre Comercial:			
RUC:		Dirección SUNAT:	
Razón Social/Nombre Comercial:			
RUC:		Dirección SUNAT:	
DATOS DEL SERVICIO U OBRA			
Título:		Contrato/OTT N°:	
Lugar:	Monto:	Inicio:	Fin:
DATOS DEL DECLARANTE			
Nombre:		DNI:	
Cargo:		Otro:	
INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD - www.petroperu.com.pe > Inicio > ¿Quiénes somos? > Políticas > Sistema de Integridad			
<p>PETROPERÚ S.A. tiene implementado un Sistema de Integridad, el cual tiene como objetivo establecer las directrices de la estrategia con relación al fraude, corrupción, conflictos de intereses, aceptación y otorgamiento de regalos y/o atenciones, e implementación de la cultura de "tolerancia cero", a fin de desarrollar acciones preventivas y detectar actos inapropiados, dando adecuado cumplimiento a la normativa nacional vigente y a los estándares internacionales.</p> <p>El Sistema de Integridad comprende el Código de Integridad, Lineamientos del Sistema de Integridad y la Política Corporativa Antifraude y Anticorrupción</p> <p>PETROPERÚ S.A. rechaza cualquier tipo de acto de corrupción y soborno actuando con rectitud, honradez y honestidad, procurando satisfacer los intereses legítimos de nuestra Empresa, desechando el provecho o ventaja personal, obtenido de forma directa o indirectamente, a fin de tener especial cuidado en evitar que ocurran ofrecimientos de pago o algún tipo de beneficio a funcionarios públicos durante las negociaciones, gestiones o trámites vinculados a las operaciones de PETROPERÚ.</p> <p>Esta terminantemente PROHIBIDO que personal de PETROPERÚ (trabajadores y/o personas contratados para representar a PETROPERÚ) reciban/ soliciten/exijan: dinero, regalos, atenciones especiales o algún beneficio especial a su persona, familiares o personas cercanas.</p>			
INFORMACIÓN LINEA DE INTEGRIDAD- www.lineaintegridadpetroperu.com			
<p>La línea de Integridad PETROPERÚ permite reportar potenciales irregularidades o incumplimiento al Código de Integridad, Política Corporativa Antifraude y Anticorrupción, Lineamiento del Sistema de Integridad de PETROPERÚ, y demás normas vigentes, a través de una plataforma confidencial proporcionada por EY en donde clientes, usuarios, colaboradores o proveedores pueden reportar casos relacionados a conductas no éticas, violaciones a la legislación, regulaciones o políticas internas.</p> <p>En el caso que personal de PETROPERÚ S.A (trabajadores y/o personas contratados para representar a PETROPERÚ) reciban/ soliciten/exijan: dinero, regalos, atenciones especiales o algún beneficio especial a su persona, familiares o personas cercanas, USTED deberá reportarlo inmediatamente a la través de la Línea de Integridad. Estas denuncias pueden realizarse en cualquiera de los siguientes canales de atención.</p>			
1. Formulario Web	Reporte Nuevo: https://www.lineadeintegridadpetroperu.com/formulario.html Consulta del Estado de Reporte: https://www.lineadeintegridadpetroperu.com/consulta.html		
2. Buzón de correo.	Enviar correo a: reporte@lineadeintegridadpetroperu.com		
3. Buzón de voz.	Dejar mensaje de voz a 0-800-1-8136 o (01) 219-7136.		
4. Dirección Postal.	Puedes remitir tu reporte a Av. Victor Andres Belaunde 171, San Isidro, Lima 27- Perú. Atención Sr. Rafael Huaman: Sistema Confidencial de Denuncias.		
5. Línea Telefónica.	Llamar a 0-800-1-8136 o (01) 219-7136, en el horario L-V (8:30 a 18:30)		
6. Entrevista Personal.	En Av. Victor Belaunde 171- San Isidro, Lima- Perú, Preguntar por Sr. Rafael Huamán (L-V de 8:30 -18:30)		
<p>Yo, _____, DECLARO, CONOCER Y CUMPLIR las condiciones establecidas por el Sistema de Integridad de PETROPERÚ S.A., por lo cual firmo la presente.</p> <p style="text-align: right;">Comunicado/ Recibido</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 20px;"> <div style="width: 45%;"> <p>.....</p> <p>Nombre Empresa Contratista</p> </div> <div style="width: 45%; text-align: right;"> <p>.....</p> <p>Administrador del Contrato PETROPERÚ S.A.</p> </div> </div> <p style="text-align: center; font-size: small;">Este formato es individual y deberá presentarse mensualmente al Administrador del Contrato</p>			

**APENDICE Nº 10: 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

APENDICE Nº 11: 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

**APENDICE N° 12: PROCEDIMIENTO PROA1-350 – MEDIDAS DE SEGURIDAD Y SALUD
OCUPACIONAL PARA RETORNO A LABORES EN LAS INSTALACIONES DE PETROPERÚ**

APENDICE N° 13: PLAN PARA LA VIGILANCIA, PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA COVID-19