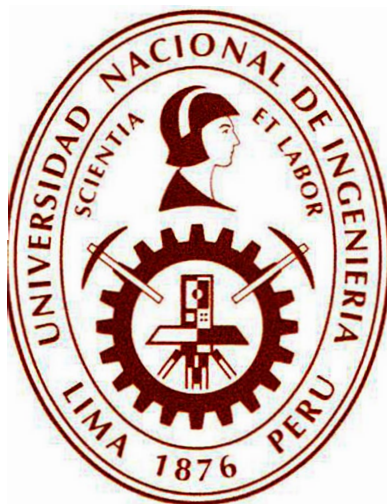


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**“GESTIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE GLP VÍA DUCTO EN UNA
REFINERÍA DE PETRÓLEO”**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO QUÍMICO

ELABORADO POR

ANGEL ORLANDO BRAVO LEÓN

ID 009-009-9931-4897

ASESOR

M.Sc. Ing. EMILIO FERMÍN PORRAS SOSA

ID 0000-0003-3227-6522

LIMA – PERÚ

2025

Citar	Bravo León [1]
Referencia	[1] A. Bravo León, “ <i>Gestión de un sistema de transferencia de GLP vía ducto en una refinería de petróleo</i> ” [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo: IEEE (2025)	
Citar	(Bravo, 2025)
Referencia	Bravo, A. (2025). <i>Gestión de un sistema de transferencia de GLP vía ducto en una refinería de petróleo</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería].
Estilo: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

El presente trabajo va dedicado:

*A Dios, mi abuela Petronila y mi papá que en paz descansan,
Por orientar mi camino, brindarme cada oportunidad de superación e iluminar cada decisión
que he tomado en toda mi etapa personal y profesional.*

*A mi madre y mi esposa,
Por confiar en mí, por sus consejos y apoyo incondicional para superar todas las dificultades
que se presentaron en mi camino. Por la motivación que siempre me brindaron y porque son mi
soporte fundamental.*

A mi hermano por todos los momentos compartidos en familia.

Agradecimiento

Debo agradecer de manera especial y sincera:

A mis primos, tíos y suegros por su cariño y consejos brindados para ser mejor cada día.

A mis compañeros de la universidad por haberme apoyado y orientado en toda mi etapa universitaria.

A mis compañeros de trabajo por enseñarme mediante su experiencia cada actividad en mi ámbito laboral.

A la universidad Nacional de Ingeniería y sus profesores por aceptar ser mi guía durante toda mi etapa universitaria.

Resumen

El presente informe se basa en mi experiencia laboral en la Refinería La Pampilla cuando me desempeñé como jefe de Área de Operaciones de Despacho luego de 2 años de operación del ducto. La gestión de un sistema de transferencia de GLP vía ducto engloba los aspectos normativos, operativos, mantenimiento y personal que enfrentamos los refinadores de petróleo como conocer la NTP 321.007.2002 para comercializar el GLP, cumplir con el D.S. 081 -2007-EM para garantizar la confiabilidad del ducto y funciones que debe desempeñar el Ingeniero químico para realizar maniobras operativas en un sistema de transferencia de GLP vía ducto. La metodología empleada fue sistemática y analítica para abordar los retos que implican continuar cumpliendo con lo estipulado en el D.S. 081 -2007-EM, como realizar por primera vez la inspección interna de las tuberías enterradas de GLP, actualizar manuales de operación y mantenimiento, realizar mediciones de potenciales de protecciones catódicas, sistema de patrullajes del ducto, capacitación del personal que opera el ducto, sistemas de telecomunicaciones, inspección interna de las tuberías enterradas y cumplir con los planes de mantenimiento que garanticen la integridad del ducto. Las anomalías encontradas de la inspección interna del ducto no requieren atención inmediata cumpliendo con lo estipulado con la norma API 1160. El sistema de protección catódica empleado cumple con la norma NACE 0169-2013. De lo mencionado, se concluye confiabilidad en el ducto para continuar operándolo.

Palabras claves — gestión, normativos, anomalías, confiabilidad.

Abstract

This report is based on my work experience at the La Pampilla Refinery when I served as Head of the Dispatch Operations Area after 2 years of pipeline operation. The management of an LPG transfer system via pipeline encompasses the regulatory, operational, maintenance, and personnel aspects that we oil refiners face, such as knowing the NTP 321.007.2002 to market LPG, complying with D.S. 081 -2007-EM to guarantee the reliability of the pipeline and functions that the chemical engineer must perform to carry out operational maneuvers in an LPG transfer system via pipeline. The methodology used was systematic and analytical to address the challenges involved in continuing to comply with the provisions of D.S. 081 -2007-EM, such as carrying out the internal inspection of buried LPG pipelines for the first time, updating operation and maintenance manuals, carrying out cathodic protection potential measurements, pipeline patrol system, training of personnel operating the pipeline, telecommunications systems, internal inspection of buried pipelines and complying with maintenance plans that guarantee the integrity of the pipeline. The anomalies found during the internal inspection of the pipeline do not require immediate attention in compliance with the provisions of the API 1160 standard. The cathodic protection system used complies with the NACE 0169-2013 standard. From the above, it is concluded that the pipeline is reliable enough to continue operating it.

Keywords — management, normative, anomalies, reliability

TABLA DE CONTENIDO

Dedicatoria	i
Agradecimiento	ii
Resumen	iii
Abstract	iv
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
Capítulo I: Datos generales de la empresa donde laboró como bachiller realizando trabajos de su especialidad	1
1.1. Actividad principal.....	1
1.2. Sector industrial al que pertenece	2
1.3. Líneas de producto.....	4
1.4. Filosofía administrativa	8
1.4.1. Misión	8
1.4.2. Visión.....	8
1.4.3. Valores	8
1.4.4. Políticas.....	8
1.5. Cultura organizacional	11
1.6. Organigrama funcional de la empresa	12
1.7. Normativa empresarial.....	13

1.8. Principios de calidad	14
1.9. Sistema de seguridad industrial	15
1.10. Gestión de impactos ambientales	18
Capítulo II: Cargos y funciones desarrolladas como bachiller	20
2.1. Contexto laboral.....	20
2.2. Descripción de cargos y funciones	20
2.3. Responsabilidades señaladas en el manual de la organización y funciones. ROF, TUPA, u otros documentos normativos de la empresa	22
2.3.1. Jefe de área de energía (Puesto que actualmente desempeño).....	22
2.3.2. Ingeniero de operaciones de despacho.....	23
2.3.3. Jefe de área de operaciones de despacho (Puesto referido a la elaboración del informe)	23
2.4. Personal a su cargo y sus responsabilidades	24
2.4.1. Operador de panel	24
2.4.2. Operador de isla	25
2.4.3. Operador de asfalto	26
2.4.4. Operador de recepción	26
2.5. Función ejecutiva y/o administrativa adicional (Detallar las labores y tareas)	27
2.5.1. Jefe de área de energía (Puesto que actualmente desempeño).....	27
2.5.2. Ingeniero de operaciones	28

2.5.3. Jefe de área de operaciones de despacho (Puesto referido para la elaboración del informe)	28
2.6. Cronograma de actividades realizadas como bachiller	29
Capítulo III: Desarrollo de la actividad técnica y aplicación profesional	30
3.1. Contexto laboral en el área de trabajo.....	30
3.1.1. Labores y tareas relacionadas con el tema específico a desarrollar.....	34
3.1.2. Conocimientos técnicos de la carrera requeridos para el cumplimiento de las tareas, labores, funciones, etc	37
3.1.3. Participación en actividades complementarias (investigación, diseño de negocios, proyectos de innovación, estandarización de normas de calidad, implementación de sistemas de seguridad u otros).....	39
3.2. Hechos relevantes de la actividad técnica.....	41
3.2.1. Descripción de la realidad problemática.....	46
3.2.2. Definición del problema general y secundarios.....	48
3.2.3. Justificación e importancia	50
3.2.4. Antecedentes nacionales e internacionales	50
3.2.5. Objetivo general y específicos	52
3.3. Marco conceptual y teórico de los conocimientos técnicos requeridos	53
3.3.1. Definición del GLP	53
3.3.2. Características del GLP.....	53
3.3.3. Propiedades fisicoquímicas del GLP	55

3.3.4.	Gas licuado de petróleo comercial	55
3.3.5.	Aplicaciones del GLP	57
3.3.6.	Procesos de refinación del crudo para la obtención del GLP	57
3.3.7.	Métodos de transporte y almacenamiento del GLP	58
3.3.8.	Descripción de un sistema de ducto de GLP	59
3.3.9.	Integridad de un sistema de ducto	60
3.3.10.	Uso del nitrógeno.....	79
3.4.	Propuesta y contribuciones de su formación profesional	81
3.4.1.	Objetivos y justificación del uso de las técnicas propuestas.....	83
3.4.2.	Cálculos y determinaciones de indicadores de gestión para evaluar y monitorear la propuesta.....	84
3.4.3.	Análisis e interpretación de resultados y aportes técnicos de la propuesta de solución96	
3.4.4.	Evaluaciones y decisiones tomadas	98
3.4.5.	Informes, reportes, instructivos, fichas técnicas y formatos, presentados como resultado de la actividad realizada.....	101
Capítulo IV: Discusión de resultados e implicancias.....		103
4.1.	Contribuciones al desarrollo de la empresa	103
4.2.	Impacto de la propuesta (económico, tecnológico, ambiental).....	104
Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones.....		106

5.1. Conclusiones.....	106
5.2. Recomendaciones	107
Capítulo VI: Bibliografía	109
Capítulo VII: Anexos	113
Anexo 1 Certificado de GLP comercial que cumple con la NTP 321.007.2002	113
Anexo 2 Fórmulas para cálculo de defectos según ASME B31G	114
Anexo 3 Formato de check list para patrullaje.....	115
Anexo 4 Medición de potenciales ON y OFF del ducto de GLP	116
Anexo 5 Detalle de la ubicación e información de la anomalía ubicada a 420.733 metros del ducto enterrado.	117
Anexo 6 Maniobras chorro de agua disipar el GLP durante venteo.....	118
Anexo 7 Recuperación de herramientas atascadas	119
Anexo 8 Lista de precios unitarios de los combustibles de oferta la refinería	120
Anexo 9 Tabla de factores de volumen de N ₂ vs volumen de gas a ciertas temperaturas y presiones.....	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Ventas de Productos(KS) del 2022 y 2023</i>	4
Tabla 2 <i>Características del ducto enterrado</i>	33
Tabla 3 <i>Condiciones de operación del ducto de GLP</i>	33
Tabla 4 <i>Propiedades fisicoquímicas del GLP</i>	55
Tabla 5 <i>Requisitos de la NTP 321.007.2002 para el GLP</i>	56
Tabla 6 <i>Propiedades físicas y químicas del nitrógeno</i>	80
Tabla 7 <i>Potenciales ON medido en cada tramo del ducto GLP</i>	85
Tabla 8 <i>Potenciales OFF medido en cada tramo del ducto GLP</i>	85
Tabla 9 <i>Medidas de una tubería de acero al carbono SCH40</i>	87
Tabla 10 <i>Diferentes de flujos masicos (t h) vs tiempos de llegada (min)</i>	89
Tabla 11 <i>Recomendaciones operativas para iniciar el lanzamiento de las herramientas</i>	89
Tabla 12 <i>Consumo de GLP (t) para el rescate de la herramienta y culminación de los lanzamientos</i>	92
Tabla 13 <i>Consumo de N₂ (m³) para el rescate de la herramienta y culminación de los lanzamientos</i>	93
Tabla 14 <i>Ubicación geográfica de las anomalías encontradas en el ducto de GLP</i>	94
Tabla 15 <i>Pérdida de espesor (%d) y ERF</i>	95
Tabla 16 <i>Costos iniciales para las pruebas de lanzamiento (US\$)</i>	104
Tabla 17 <i>Costos totales al finalizar las pruebas (US\$)</i>	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Cuota de Mercado de la Refinería (en %) del 2022 y 2023	2
Figura 2	<i>Ventas Anuales de la Refinería (en miles de Barriles) del 2022 y 2023</i>	3
Figura 3	<i>Diagrama de procesos de la refinería de crudo petrolero</i>	7
Figura 4	<i>Organigrama de la Refinería</i>	12
Figura 5	<i>Organigrama del Departamento de Operaciones de Despacho</i>	24
Figura 6	<i>Diagrama PERT de las actividades realizadas como bachiller</i>	29
Figura 7	Esfera de almacenamiento de GLP	31
Figura 8	<i>Circuito de transferencia de GLP</i>	32
Figura 9	<i>Recubrimiento y pintura del ducto</i>	36
Figura 10	<i>Medición de espesores mediante la técnica de ultrasonido</i>	37
Figura 11	<i>Facilidades para desplazamiento con N₂ y ventear el GLP</i>	43
Figura 12	<i>Ingreso de la herramienta de limpieza en la trampa de lanzamiento</i>	44
Figura 13	<i>Trampa de lanzamiento</i>	45
Figura 14	<i>Herramienta de limpieza e inteligente respectivamente.....</i>	46
Figura 15	<i>Causas de accidentes y derrames ocurridos en ductos ubicados en Canadá</i>	47
Figura 16	<i>Sensor de posición de una trampa.....</i>	49
Figura 17	<i>Restos encontrados dentro del ducto de GLP</i>	49
Figura 18	<i>Mezcla de GLP y aire que generan atmósferas explosivas</i>	54
Figura 19	<i>Proceso general de refinación del crudo para obtener el GLP</i>	58
Figura 20	<i>Cadena de comercialización del GLP</i>	59
Figura 21	<i>Probabilidad de falla, consecuencias y medidas de mitigación en un ducto</i>	61

Figura 22 <i>Criterios de aceptación de un defecto</i>	63
Figura 23 <i>Vista microscópica de una celda de corrosión</i>	65
Figura 24 <i>Celdas por concentración</i>	66
Figura 25 <i>Serie galvánica de algunos metales y aleaciones</i>	67
Figura 26 <i>Sistema de protección catódica por corriente impresa</i>	69
Figura 27 <i>Criterios de protección catódica según NACE SP0169-2013</i>	70
Figura 28 <i>Recubrimiento epóxico (FBE) y tri capa de polipropileno (3LPP)</i>	72
Figura 29 <i>Lanzadores y recibidores típicos</i>	73
Figura 30 <i>Chanchos de espuma</i>	74
Figura 31 <i>Chanchos de cepillo y copas</i>	75
Figura 32 <i>Herramienta inteligente magnético y funcionamiento</i>	76
Figura 33 <i>Herramienta de ultrasonido y funcionamiento</i>	77
Figura 34 <i>Representación de la protección catódica por corriente impresa en el ducto de GLP</i>	85
Figura 35 <i>Detector múltiple de gases y explosividad</i>	91
Figura 36 <i>Rack de 12 pallets de N₂ utilizados en las maniobras</i>	91
Figura 37 <i>Disipación del GLP durante su venteo</i>	118

Capítulo I: Datos generales de la empresa donde laboró como bachiller realizando trabajos de su especialidad

1.1.Actividad principal

La Refinería La Pampilla, ubicada en el distrito de Ventanilla, provincia del Callao, se dedica principalmente a la refinación de petróleo. Este proceso incluye desde la gestión de compra del crudo, recepción en tanques de almacenamiento, hasta la refinación del crudo, el almacenamiento de productos refinados y su comercialización mediante cisternas, ductos y buques.

- Recepción y despacho vía buque: La refinería cuenta con cuatro terminales marítimos (1 monoboya y 3 multiboyas) para la recepción de crudos y el despacho de productos refinados como gasolinas, turbo, diésel y residuos.
- Despacho vía cisterna: Se dispone de 8 islas de despacho automatizados para diferentes tipos de gasolinas, gasoholes, turbo y diésel. Además, hay 2 islas para despachar productos residuales (P.1.6 y R500) y 2 islas para asfaltos. Este sistema de despacho por cisterna permite a la refinería adaptarse rápidamente a un aumento en la demanda o a cierres de puertos por condiciones climáticas adversas.
- Despacho vía ducto de GLP: Para el suministro de gas licuado de petróleo (GLP), se cuenta con un tramo subterráneo de aproximadamente 740 metros que conecta con la planta de envasado de GLP de Solgas, con quien se mantiene un contrato marco por 20 años (iniciando el año 2017). Esta transferencia se realiza por lotes a solicitud del cliente, promediando 220 toneladas transferidas por día.

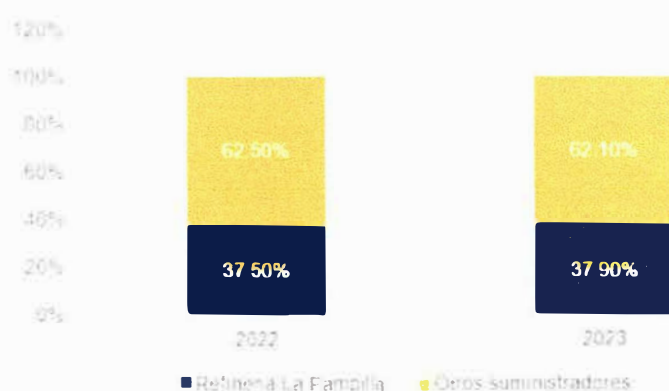
1.2.Sector industrial al que pertenece

La Refinería La Pampilla S.A.A. es una empresa con más de 50 años de operación en el sector de hidrocarburos. En el rubro de refinación del petróleo, existen numerosos productores e importadores, cada uno con diferentes cuotas de mercado.

En 2022, la Refinería La Pampilla S.A.A. alcanzó una cuota de mercado del 37.5%. En 2023, se observó un ligero incremento, alcanzando el 37.90%. Durante este periodo, la refinería vendió 30,809 miles de barriles, lo que representa un aumento de casi el 4% en comparación con los 29,554 miles de barriles vendidos en 2022. (Ver figuras 1 y 2, respectivamente).

Figura 1

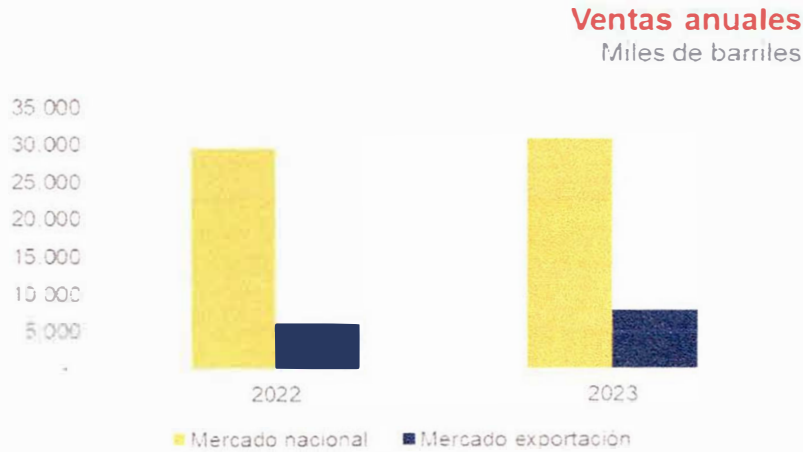
Cuota de Mercado de la Refinería (en %) del 2022 y 2023



Nota. Tomada de Memoria Anual 2023 (p.23), por Refinería La Pampilla S.A.A., 2023 (<https://www.repsol.pe/es/la-pampilla/accionistas-inversores/informacion-economica-y-financiera/memorias-anuales/index.cshtml>).

Figura 2

Ventas Anuales de la Refinería (en miles de Barriles) del 2022 y 2023



Nota. Tomada de Memoria Anual 2023 (p.24), por Refinería La Pampilla S.A.A., 2023

(<https://www.repsol.pe/es/la-pampilla/accionistas-inversores/informacion-economica-y-financiera/memorias-anuales/index.cshtml>).

Las ventas del año 2023 alcanzaron 4.2 millones de dólares, lo que representa una disminución del 13% en comparación con las ventas de 2022, que fueron de 4.8 millones de dólares. Esta caída se atribuye a los menores precios internacionales.

Tabla 1*Ventas de Productos(KS) del 2022 y 2023*

Producto	2022	2023
Mercado Nacional		
Diésel	2,640,558	2,214,482
Gasolinas	871,918	838,662
Turbo	575,260	486,560
Residuales	146,083	102,290
Asfaltos	53,918	40,767
GLP	31,146	23,941
Etanol	5,631	346
Nafta	5,244	1,850
Primaria		
Azufre	204	135
Total	4,329,962	3,709,033
Mercado de Exportaciones		
Residuales	467,979	396,059
Crudo		
Midland	66,625	77,602
Nafta Virgen	15,427	101,235
Total	550,031	574,896

Nota. Tomada de Memoria Anual 2023 (p.25), por Refinería La Pampilla S.A.A., 2023

(<https://www.repsol.pe/es/la-pampilla/accionistas-inversores/informacion-economica-y-financiera/memorias-anuales/index.cshtml>).

1.3.Líneas de producto

Refinería La Pampilla tiene un procesamiento promedio de 80 mil de barriles de petróleo crudo por día (KBD). Los productos que se obtienen de este procesamiento son: GLP, gasolina premium y regular, turbo, diésel B5 S50 (5% de biodiesel y 50 ppm de S₂ como máximo) /diésel minero (ISO 4406 18/16/13 indica la cantidad de partículas por mililitro de diésel), residuales (petróleo Industrial 6, petróleo industrial 500), asfalto líquido MC30 (curado medio), cemento asfáltico 60/70 (grado de penetración en deci milímetros), cemento asfáltico 85/100, cemento

asfáltico 120/150 y azufre sólido en pastillas.

Para procesar los diferentes crudos de petróleo y obtener los productos terminados mencionados previamente, se cuenta con diferentes unidades de proceso cuyas capacidades son:

- Dos unidades de destilación primaria: 104 KBD.
- Dos unidades de destilación al vacío: 65 KBD.
- Dos unidades de reformación catalítica: 7 KBD.
- Dos unidades de desulfuración de gasolinas: 5 KBD.
- Unidad de craqueo catalítico (FCC): 15 KBD.
- Unidad de recuperación de gases: Quema 1700 kg/h de gases.
- Unidad de visbreaking (UVB): 20 KBD.
- Unidad de desulfuración de Diésel: 35 KBD.
- Unidad de isomerización de Nafta: 4 KBD.
- Dos unidades merox de gasolinas: 10 m³/h.
- Dos unidades merox de Turbo combustible: 15 KBD.
- Unidad de hidrogenación selectiva de nafta: 5 KBD.
- Planta de preparación, almacenamiento y despacho de asfaltos.

Adicionalmente, se cuenta con unidades de proceso complementarias:

- Cuatro terminales marítimos (1 monoboya y 3 multiboyas).
- Unidad de tanques de almacenamiento de crudo y productos.
- Unidad de cogeneración eléctrica y gas natural: Produce 8.5 MW.
- Unidad de recuperación de azufre: 45 KBD.
- Unidad de aguas ácidas, sodas gastadas y aminas: 40 m³/h, 0.8 m³/h y 2500 m³/h.
- Unidad de tratamiento de efluentes líquidos: 8 KBD.

- Unidad de tratamiento de aguas: Se trata 112.5 m³/h de agua.
- Unidad de calderas: Calderas que producen vapor de 2 kg/cm², 5 kg/cm², 17 kg/cm² y 42 kg/cm².
- Unidad de aire de planta e instrumentos: Se tiene compresores que producen 4.5 kg/cm² y 7 kg/cm² respectivamente.
- Planta de H₂ operada por la contratista Praxair: Produce 7270 m³/h.

En la figura 3 muestra el diagrama de las unidades de proceso con la que cuenta la Refinería:

Figura 3

1.4. Filosofía administrativa

1.4.1. Misión

Ser una compañía energética con un mundo sostenible.

1.4.2. Visión

Ser una compañía energética basada en la eficiencia, innovación y respeto, creando valor de manera sostenible para el progreso de la sociedad.

1.4.3. Valores

- Eficiencia: Erradicar lo que no aporta valor a la compañía optimizando recursos, tiempo, trabajando de manera ágil y siendo flexibles se lograran mejores resultados.
- Respeto: Se tiene una serie de procedimientos y buenas prácticas para el respeto mutuo y ética laboral. Crear un entorno de trabajo inclusivo y de confianza, así como ser conscientes del impacto de nuestras acciones y decisiones en la sociedad y el medioambiente.
- Anticipación: Es la clave tanto para la compañía como el crecimiento personal del colaborador. Se tiene visión del futuro trabajando en el presente, para ello se analiza las necesidades del medio y largo plazo para dar respuestas hoy a los retos que se pudieran presentar en el futuro.
- Creación de valor: Es una consecuencia directa de la profesionalidad, el empeño y el desempeño de todos. Debemos identificar lo que es realmente crítico para el logro de objetivos y resultados, poniendo en valor que todos somos Repsol.

1.4.4. Políticas

Las políticas de Refinería La Pampilla se rigen en:

- Política anticorrupción: Es reiterar nuestro compromiso con el estricto cumplimiento de la normativa de prevención y lucha contra la corrupción, desarrollando los principios

recogidos en nuestro Código de Ética y Conducta y extendiendo su cumplimiento no solo a todos los empleados de las compañías en las que ejercemos el control directo o indirecto de la gestión, sino también a nuestros socios comerciales.

- Política de gestión de riesgos: Proporcionar mayor certidumbre y seguridad en la consecución de nuestros objetivos a accionistas, clientes, empleados y demás partes interesadas, a través de la anticipación, gestión y control, en la medida de lo posible, de los riesgos a los que estamos expuestos, con visión de conjunto.
- Política de relaciones mercantiles con terceros: Desarrollar nuestras actividades empresariales en colaboración con socios, proveedores, contratistas y clientes, con los que entablamos relaciones de carácter mercantil o de negocio. Nos comprometemos a que estas relaciones estén basadas en la legalidad, los principios éticos y los valores que nos distinguen con responsabilidad, integridad, transparencia, flexibilidad e innovación.
- Política de sostenibilidad: Satisfacer la demanda creciente de energía y productos, optimizando nuestra contribución al desarrollo sostenible, para cubrir las necesidades presentes sin comprometer a las generaciones futuras. Nuestras prácticas empresariales van encaminadas a crear valor en el corto y largo plazo, maximizando los impactos positivos y minimizando los eventuales impactos negativos en la sociedad y en el medio ambiente, a lo largo de toda nuestra cadena de valor, mediante un comportamiento ético y transparente.
- Política de salud, seguridad y medioambiente: Desarrollar todas nuestras actividades considerando como valores esenciales la salud de las personas, la seguridad, y la protección del medio ambiente. Avanzar de forma progresiva hacia la excelencia, llevando a cabo acciones sistemáticas de mejora, alineadas con los retos y objetivos de cada negocio/área.
- Política de derechos humanos y relación con las comunidades: Respetar los derechos

humanos internacionalmente reconocidos. Estos derechos abarcan aquellos derechos enunciados en la Carta Internacional de Derechos Humanos y los principios relativos a los derechos establecidos en la Declaración de la Organización Internacional del Trabajo relativa a los Principios y Derechos Fundamentales en el Trabajo. El término respetar implica que realizaremos esfuerzos razonables para evitar que nuestras actividades causen impactos negativos sobre los derechos humanos y que, si se producen, hará lo posible por mitigarlos o reparar el daño.

- Política de comunicación: Desarrollar actuaciones de comunicación encaminadas a fomentar una buena reputación a través de la creación, desarrollo y difusión de la imagen de la empresa con honestidad, integridad, transparencia y responsabilidad, para brindar información veraz, clara y contrastable, manteniendo la coherencia entre los mensajes emitidos, tanto externos como internos, en cualquiera de nuestros soportes y canales, por parte de todas las áreas de nuestra organización.
- Política de gestión de personas: Una de nuestras principales ventajas competitivas reside en los colaboradores, con las que se mantiene una relación fundamentada en el respeto y la confianza mutua, algo que se considera intrínseco y fundamental de cara a obtener un rendimiento y resultados excelentes. Buscamos la sostenibilidad, y para lograrlo tratamos de armonizar de forma flexible la necesidad de capacidades en el corto, medio y largo plazo con las oportunidades de desarrollo de las personas.
- Política fiscal: Gestionar nuestros asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y actuando con transparencia, a pagar nuestros impuestos de manera responsable y eficiente y a promover relaciones cooperativas con los gobiernos, tratando de evitar riesgos significativos y conflictos innecesarios.

- Política financiera: Asegurar nuestra solvencia financiera para garantizar la continuidad de nuestros negocios y su desarrollo en el marco de nuestra estrategia, mediante la definición de la estructura financiera óptima, la utilización eficiente de los recursos y la gestión adecuada de los riesgos financieros.
- Política de protección de activos tangibles e intangibles: Protección de nuestros activos a través de nuestra normativa interna, el respeto de los activos de terceros y la creación de una conciencia de protección de los empleados.

1.5.Cultura organizacional

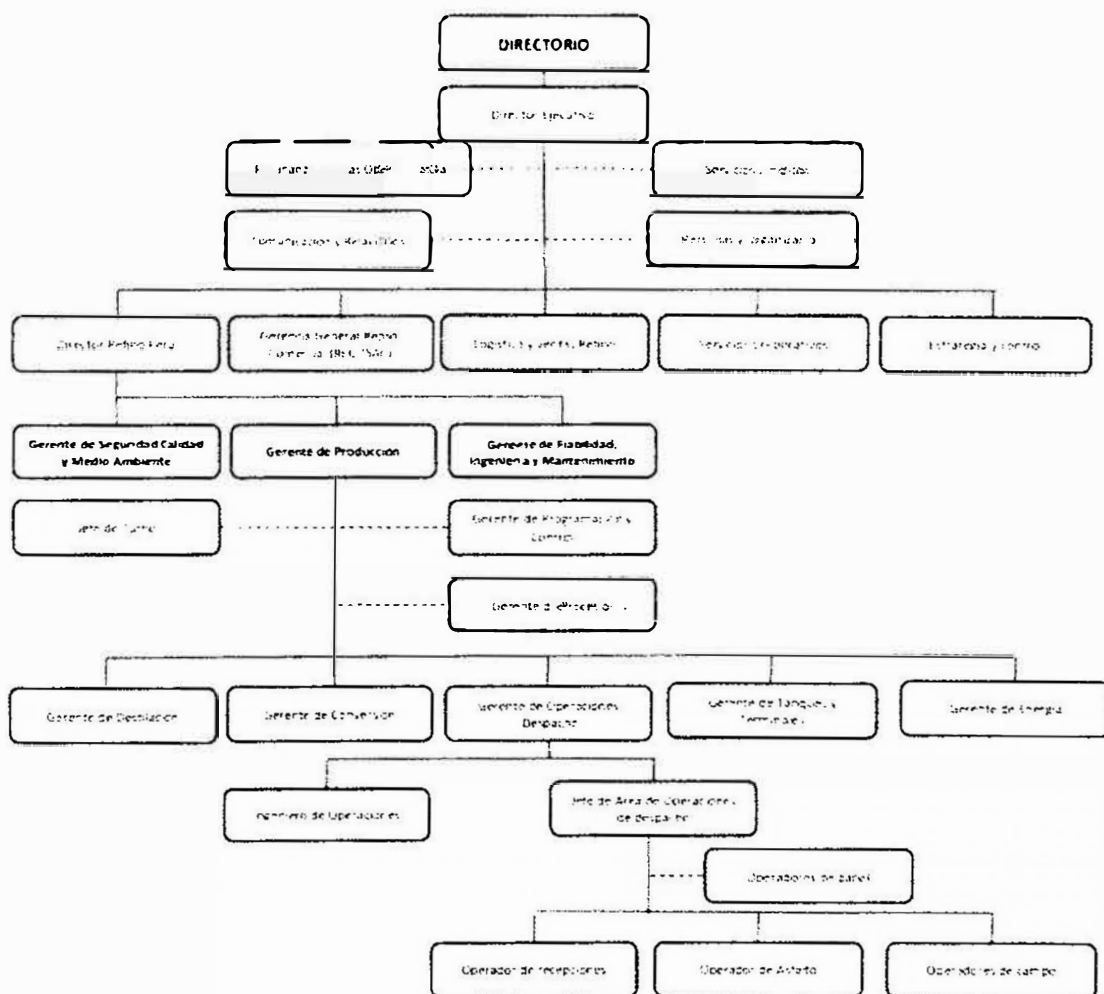
La cultura organizacional de esta refinería define quienes somos y hacia donde vamos basándose en estos principios:

- Principios de actuación: Orienta a la refinería en sus responsabilidades y decisiones teniendo en cuenta la eficacia, respecto, anticipación y creación del valor.
- Principios de conductas: Guían las acciones y forma de relacionarse de la refinería teniendo en cuenta la orientación a resultados, colaboración, actitud emprendedora y liderazgo inspirador.
- Código de ética: Es un modelo de comportamiento con bases legales y transparencia en las gestiones y actividades de la refinería.
- Responsabilidad: La refinería se hace responsable de las actividades relacionadas a la refinación del petróleo y de los riesgos que se encuentran asociadas.

1.6. Organigrama funcional de la empresa

Figura 4

Organigrama de la Refinería



Nota. Tomada de Memoria Anual 2023 (p.15), Refinería La Pampilla S.A.A., 2023

(<https://www.repsol.pe/es/la-pampilla/accionistas-inversores/informacion-economica-y-financiera/memorias-anuales/index.cshtml>).

1.7. Normativa empresarial

Los principales reglamentos, normas y leyes que regulan las operaciones de la Compañía son las siguientes:

- Ley N° 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos. Norma las actividades de hidrocarburos para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales del territorio nacional.
- Ley N° 28611: Ley General del Medio Ambiente. Menciona que todo proyecto de obra o actividad considere efectuar un estudio de impacto ambiental sujeto a la aprobación de la autoridad competente.
- Ley N° 29783: Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo. Promueve una cultura de prevención de riesgos laborales en el país.
- Ley N° 30754: Ley Marco sobre el Cambio Climático. Esta norma requiere reducir la vulnerabilidad del país frente al cambio climático y aprovechar las oportunidades de crecimiento con una menor emisión de carbono.
- D.S. N° 005-2012-TR: Reglamento de la Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- D.S. N° 014-2010-MINAM: Límites máximos permisibles para emisiones gaseosas y partículas en actividades del Sector Hidrocarburos.
- D.S. N° 015-2006-EM: Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
- D.S. N° 026-94-EM: Reglamento para el transporte de hidrocarburos.
- D.S. N° 027-94-EM: Reglamento de seguridad para instalaciones y transporte de gas licuado de petróleo.
- D.S. N° 030-98-EM: Reglamento para la comercialización de combustible líquidos y otros

productos derivados de los hidrocarburos.

- D.S. N° 037-2008-PCM: Vertido de efluentes líquidos.
- D.S. N° 039-2014-EM: Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Esta norma tiene como objetivo prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar los impactos ambientales negativos derivados de las actividades de hidrocarburos.
- D.S. N° 043-2007-EM: Reglamento de seguridad para las actividades de hidrocarburos.
- D.S. N° 045-2001-EM: Reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.
- D.S. N° 051-93-EM: Reglamentos de normas para la refinación y procesamiento de hidrocarburos.
- D.S. N° 052-93-EM: Reglamento de seguridad para almacenamiento de hidrocarburos.
- D.S. N° 54-92-EM: Reglamento de seguridad para establecimientos de venta al público de combustibles derivados de hidrocarburos.
- D.S. N° 081-2007-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

1.8.Principios de calidad

Refinería La Pampilla cuenta con los siguientes Sistemas de Gestión: Sistema de Gestión de Calidad - ISO 9001, Sistema de Gestión Ambiental - ISO 14001, Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional - ISO 45001 y Sistema de Gestión de Energía - ISO 50001. Para garantizar que se cumple con los requisitos de la calidad total Refinería La Pampilla realiza auditorías internas de manera anual. Las observaciones y oportunidades de mejora encontradas en estas auditorías son ingresadas a un portal web para asegurar seguimiento y cumplimiento de acciones de mejora.

Calidad total ISO 9001. Garantizar la plena satisfacción de las necesidades y expectativas de los clientes, aplicando la tecnología y los métodos más adecuados que permitan cumplir los requerimientos especificados y promoviendo el esfuerzo continuo para mejorar nuestra situación competitiva en el mercado. Para ello se identifica y adopta aquellos aspectos susceptibles de mejora a fin de incrementar el nivel de satisfacción de nuestros clientes y la eficacia del Sistema de Gestión de la Calidad, aumentando la capacidad competitiva en el mercado.

Sistema de Gestión de Energía ISO 50001. La certificación implica la homogeneización de criterios con el resto de las instalaciones del Grupo Repsol, apostando por el establecimiento de objetivos, metas y planes de acción que facilitarán la reducción de usos y consumos de la energía en sus operaciones.

Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001. El compromiso de Refinería La Pampilla con el medio ambiente responde a la Política de Salud, Seguridad y Medio Ambiente. Esto significa realizar sus actividades basándose en los más altos estándares internacionales, comparables con las mejores prácticas llevadas a cabo en cualquier otra refinería de Repsol en el mundo, minimizando el impacto sobre el medio ambiente.

Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional ISO 45001. Refinería La Pampilla considera la seguridad como uno de los conceptos claves en su gestión, alineados con la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de Repsol.

1.9.Sistema de seguridad industrial

Refinería La Pampilla cuenta con actividades y campañas que han integrado tanto a personal de planilla propia como a contratistas, en torno a un objetivo común como es la seguridad y el medio ambiente, fijando las bases para afianzar los criterios de disciplina operativa y gestión integral de la seguridad en todas las personas que trabajan en la Refinería La Pampilla. Se cuenta

con una política de Salud, Seguridad y Medio Ambiente en cual menciona que todas las actividades y decisiones de la compañía deben estar basados en la salud de las personas, seguridad, protección del medio ambiente e integridad de las instalaciones. Esta política debe ser cumplida por todos sus colaboradores.

También, se cuenta con una certificación ISO 45001 para la correcta gestión del sistema de seguridad. Esta norma incorpora mejoras que consolidan las condiciones de trabajo seguras y saludables de este centro operativo, al tiempo que se refuerza la cultura preventiva, eliminando los peligros y reduciendo los riesgos de manera proactiva.

Para garantizar un correcto sistema de gestión de seguridad, se llevan a cabo las siguientes actividades:

- Observaciones preventivas de seguridad: Consiste en observar el comportamiento de los colaboradores durante la ejecución de una actividad y verificar que se realicen de acuerdo con los lineamientos de seguridad establecidos por la compañía para prevenir posibles accidentes tanto para la persona como para las instalaciones (Como por ejemplo realizar un trabajo de soldadura sin la careta del soldador).
- Observaciones preventivas de trabajo: Se verifica en campo que las actividades de los colaboradores estén acorde a los procedimientos de trabajo que contempla la refinería.
- Auditorias de permisos de trabajo: Se evalúa el correcto análisis de riesgo previo, durante y después de la ejecución de los trabajos.
- Contar con procedimientos para todas las actividades rutinarias y no rutinarias que se ejecutan en planta y todas ellas tienen un plan de revisión, capacitación, formación y auditorias cada cierto tiempo.
- Contar con planes de emergencia que servirán como base de actuación ante cualquier

incidente que pudiera ocurrir.

- Comprobar el correcto funcionamiento de los sistemas de seguridad, mediante planes de inspección y mantenimiento preventivo.
- Cualquier incidente o accidente ocurridos en refinería son gestionados mediante acciones de mejora y lecciones aprendidas que pueden ser preventivas o de mitigación.
- Contar con sistemas de contención, como los cubetos de los tanques, redes de drenaje o balsas de retención.
- Contar con sistemas de detección temprana como detectores de gases, líquidos, humo o polvo, también medios de alarma y actuación, como pulsadores, panel de control, luces, sirenas o megafonía.
- Contar con sistemas contraincendios como hidrantes, monitores, rociadores, espumógenos, extintores, unidades móviles (camiones cisterna).
- Capacitación constante del personal: Se llevan a cabo capacitaciones teóricas y prácticas para concientizar a los colaboradores en temas de seguridad. Las teóricas llevan una evaluación finalizada el curso para calificar el aprendizaje del colaborador, mientras que las capacitaciones practicas se llevan a cabo en campos de entrenamiento como prácticas contraincendios.
- Realizar simulacros periódicos para que el personal pueda actuar en caso de una emergencia real.
- Realizar al personal operativo auditorias respecto a maniobras que se ejecutan en campo para verificar que se cumplan de acuerdo con los procedimientos.

1.10. Gestión de impactos ambientales

Calidad del Aire: La gestión de la calidad del aire está condicionada, principalmente, por las emisiones de tres elementos: dióxido de azufre (SO_2), los óxidos de nitrógeno (NO_x) y las partículas. Para obtener una mejor calidad de aire se toman las siguientes acciones:

- Disminuir las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV): En los procesos que pudieran generar desprendimiento de gases hacia el medio ambiente se cuenta chimeneas para reducir la emisión de estos compuestos.
- Se utiliza combustibles limpios: Para la energía que demandan los procesos se utiliza gas natural para minimizar la emisión de SO_2 .
- Se cuenta con planes mensuales de monitoreo de las emisiones de las chimeneas.

Gestión de residuos: Se cuenta con un sistema llamado disposición correcta de residuos para clasificar los residuos y con ello tener una correcta gestión de su disposición.

Gestión del agua: Se fomenta la búsqueda de nuevas soluciones operacionales para garantizar la reducción del consumo de agua.

Como parte del principio de economía circular en la gestión de impactos ambientales se tiene lo siguiente:

- Los gases obtenidos en las plantas de refinación son utilizados como fuente de combustión en los hornos de las unidades de planta.
- Se cuenta con una planta de tratamiento de azufre que utiliza el gas ácido producido en los diferentes procesos de refinación para luego transformarlo en azufre sólido, posteriormente este azufre se vende como fertilizante.
- Reemplazo del agua cruda que se utiliza en los sellos de las antorchas de campo (flare) con agua ácida tratada.

- El condensado de cada planta es recuperado y reutilizados nuevamente como alimentación para agua de calderas.
- El agua de rechazo de osmosis se utiliza para regadío de las áreas verdes en el interior y exterior de Refinería La Pampilla (jardines y parques de ventanillas).

Capítulo II: Cargos y funciones desarrolladas como bachiller

2.1.Contexto laboral

En enero del año 2016, ingresé a Refinería La Pampilla como becado de ingeniería en el departamento de ingeniería. A principios de 2017, pasé a ser asistente de proyectos en Inspectra S.A. sin embargo, a los pocos meses, culminó el contrato marco entre Refinería La Pampilla e Inspectra, lo que me llevó a asumir el cargo de supervisor on site de proyectos en GMI S.A. hasta noviembre de 2018. Durante este periodo, participé en diversos proyectos, incluyendo la instalación de una planta de tratamiento de efluentes para la Refinería La Pampilla. Al finalizar este proyecto, me uní a Taris S.A. para la puesta en servicio y supervisión de la misma planta de. A lo largo de este tiempo, trabajé para empresas contratistas dentro de las instalaciones de la refinería.

En enero de 2019, apliqué al puesto de jefe de área de operaciones de despacho, perteneciente al departamento de producción de la refinería, que abarca las áreas de destilación, conversión, tanques y terminales, energía, operaciones de despacho, programación/control y procesos. En abril de 2022, fui promovido a ingeniero de operaciones en la misma área y, finalmente, en julio de 2022, asumí el cargo de jefe de área de energía, puesto que desempeño actualmente.

2.2.Descripción de cargos y funciones

- Becado de ingeniería en Refinería La Pampilla: Apoyo en diversos requerimientos como seguimiento y control de los proyectos, participación en la migración del aplicativo máximo hacia SAP para el departamento de Ingeniería.
- Asistente de proyectos en Inspectra S.A.: Apoyar al coordinador de proyectos de la Refinería La Pampilla en la gestión y control de proyectos en el aplicativo sap.

- Supervisor on site de proyectos en GMI S.A.: Asignación de proyectos para gestionar, controlar y ejecutar. Uno de mis principales proyectos fue el desarrollo de la ingeniería para la instalación de una planta de tratamiento de efluentes.
- Supervisor de PTAR en Taris de Séché Group: Participación en el arranque y supervisión de la planta de tratamiento de efluentes. La supervisión consistía en la gestión de los insumos químicos, verificar la confiabilidad de los equipos e instrumentos de la planta y verificar que los parámetros de vertidos hacia el mar se encuentren dentro de la normativa.
- Jefe de área de operaciones de despacho en Refinería La Pampilla (puesto referido para la elaboración del informe): Durante este periodo, laboraban bajo mi supervisión 5 colaboradores por turno (4 operadores de campo y 1 operador de panel). Se tenía como función supervisar el despacho vía cisterna de productos blancos (diésel, diésel minero, gasolinas, gasoholes y turbo), productos residuales (P.I.6 y R500) y asfaltos (C.A. 60/70, C.A. 85/100, C.A. 120/15 y MC30), así como del despacho de GLP vía ducto.
- Ingeniero de operaciones de despacho en Refinería La Pampilla: Liderar iniciativas de mejora para optimizar el funcionamiento de la planta, velar por la seguridad de la instalación y cumplir con el mantenimiento de los equipos de la planta.
- Jefe de área de energía en Refinería La Pampilla (puesto que actualmente desempeño): Durante este periodo laboran bajo mi cargo a 12 colaboradores por turno (dos operadores de panel, un electricista de turno, un supervisor de jornada normal y 8 operadores de campo). Se tiene como función supervisar el correcto funcionamiento de las siguientes unidades de proceso: Planta de aminas II, azufre, servicios, tratamiento de efluentes y biológicos, calderas, aire comprimido, aceite combustible, tratamiento de aguas, tratamiento de aguas ácidas, sodas gastadas, torres de refrigeración, cogeneración, gas

natural y aminas.

2.3.Responsabilidades señaladas en el manual de la organización y funciones, ROF, TUPA, u otros documentos normativos de la empresa

Funciones y responsabilidades desempeñados en mi periodo laboral en la refinería:

2.3.1. *Jefe de área de energía (Puesto que actualmente desempeño)*

- Supervisor de turno que lidera e integra equipos multidisciplinario (12 colaboradores) para lograr los objetivos del turno.
- Supervisión y control de las operaciones de plantas operativas como aminas, azufre, servicios, tratamiento de efluentes, calderas, aire comprimido, aceite combustible, tratamiento de aguas, aguas ácidas, sodas gastadas, torres de enfriamiento, cogeneración y estación de gas natural.
- Coordinar las ventas de azufre (en pastillas) cuando se tiene campaña de procesamiento de crudo asfáltico.
- Capacitar y evaluar la formación del personal a cargo.
- Proponer ideas de mejora en la operación de las unidades de proceso.

Verificar que las operaciones se realicen de acuerdo con las normas y regulaciones de seguridad.

- Coordinar con las diferentes áreas de producción maniobras operativas a realizar de acuerdo con los procedimientos específicos del área de energía.
- Difundir al personal operativo el cumplimiento de las normas y políticas de Seguridad, Calidad, Medio Ambiente y Sistema de Gestión Energética.
- Verificar que el personal operativo cuente con los equipos de protección necesarios para la ejecución de sus actividades.

2.3.2. *Ingeniero de operaciones de despacho*

- Fijar instrucciones periódicas a los jefes de área cuando la operación lo requiera.
- Liderar el cumplimiento de objetivos a través de indicadores.
- Liderar las investigaciones de incidentes ocurridos en las instalaciones del área.
- Elaboración y control del presupuesto del área.
- Proponer modificaciones en la gestión del área, así como modificaciones en las instalaciones mejorando los procedimientos operativos basados en la seguridad de procesos y mejoramiento de la calidad.
- Liderar y coordinar la programación del mantenimiento preventivo de los equipos de la planta.
- Elaboración de procedimientos especiales para el mantenimiento de equipos, líneas y su puesta en servicio.
- Liderar los estudios de causa raíz cuando un equipo falla de manera recurrente.

. *Jefe de área de operaciones de despacho (Puesto referido a la elaboración del informe)*

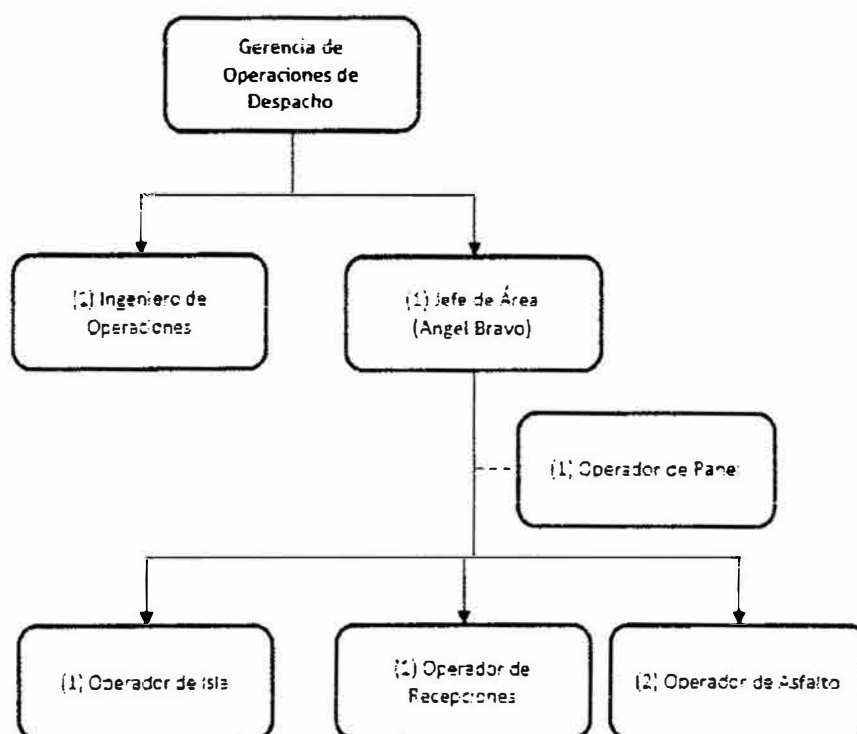
- Supervisor de turno que lidera e integra equipos multidisciplinario (5 colaboradores durante el turno) para lograr los objetivos del turno.
- Supervisar la programación y cumplimiento del mantenimiento de equipos de la planta.
- Supervisar y verificar el cumplimiento de las normas y regulaciones de seguridad, durante las operaciones de despacho.
- Coordinar y supervisar las operaciones y maniobras operativas de acuerdo con los procedimientos específicos del área de operaciones de despacho.
- Manejo de herramientas como SAP-Producción y Power BI.
- Elaboración de roles de turno y vacaciones del área.

2.4. Personal a su cargo y sus responsabilidades

En la figura 5 se muestra el organigrama del departamento de Operaciones de Despacho y la distribución que tiene a cargo el jefe de área de operaciones de despacho.

Figura 5

Organigrama del Departamento de Operaciones de Despacho



2.4.1. Operador de panel

- Ejecución en panel de las recomendaciones operativas establecidas por el jefe de área.
- Encargado de maniobrar variables como apertura de válvulas para variar presión y flujo.
- Encargado de lanzar y apagar bombas desde el panel de control.
- Mediante un aplicativo que muestra en tiempo real las variables operativas (PI Vision) se realiza seguimiento al comportamiento de variables de operación como temperatura de los tanques de asfalto, variación del nivel de los tanques de despacho y esferas de GLP para

asegurar el correcto despacho.

- Mediante un aplicativo que muestra en tiempo real el estado de despacho de las cisternas (sistema cargadero) se realiza seguimiento al correcto despacho de las cisternas verificando que se despache el volumen e inyección de aditivos indicados en la orden de despacho.
- Coordinar con Solgas el inicio y finalización del despacho de GLP vía ducto.
- Colocar boletas de seguridad a los conductores que no cumplan con las normas requeridas para el despacho.
- Apoya al jefe de área haciendo seguimiento a las indicaciones de la operación.
- Ejecutar las maniobras operativas de acuerdo con los procedimientos del área.
- Encargado de mantener el orden y limpieza dentro de sala de control de operaciones de despacho.

2.4.2. Operador de isla

- Asistir a los conductores de las cisternas que cargan productos como diésel, gasolinas, turbo y residuales.
- Encargado de realizar el alineamiento de válvulas para el despacho de GLP vía ducto.
- Encargado de realizar el alineamiento de válvulas de los filtros dependiendo si una cisterna lleva diésel minero (elemento filtrante de 0.5 μm) o diésel comercial (25 μm).
- Encargado de preparar los equipos de las islas de despacho y sus bombas relacionadas para su entrega a mantenimiento.
- Verificar que los conductores de las cisternas cumplan con los procedimientos de seguridad y medio ambiente durante su permanencia dentro de las islas de despacho.
- Verificar en campo cuando sala de control detecte algún problema durante la carga de la cisterna.

- Realizar el despacho de manera manual cuando el automatismo de algún producto de despacho este fallando.
- Realizar las inspecciones diarias en las islas de despacho para verificar el correcto funcionamiento de equipos.
- Mantener el orden y limpieza de los equipos dentro de las islas de despacho.

2.4.3. Operador de asfalto

- Encargado de realizar el alineamiento de los tanques certificados hacia las islas de despacho de asfaltos.
- Encargado de realizar el despacho de productos asfálticos.
- Encargado de verificar el correcto funcionamiento de los calentadores en los tanques de asfalto.
- Encargado de verificar el correcto funcionamiento de las bombas de asfalto.
- Encargado de verificar el correcto funcionamiento de los calentadores eléctricos (monitrace y digitrace) en las tuberías de productos asfálticos.
- Encargado de preparar los equipos de las islas de asfalto y sus bombas relacionadas para su entrega a mantenimiento
- Encargado de mantener el orden y limpieza de los equipos dentro de las islas de asfaltos.

2.4.4. Operador de recepción

- Encargado de las recepciones de cisternas de etanol y biodiesel hacia tanques seleccionados.
- Encargado de verificar el correcto funcionamiento de las bombas de recepción.
- Encargado de preparar los equipos de las islas de recepciones y sus bombas relacionadas para su entrega a mantenimiento.

- Encargado de mantener el orden y limpieza de los equipos dentro de las islas de recepciones.

2.5. Función ejecutiva y/o administrativa adicional (Detallar las labores y tareas)

Se menciona las siguientes funciones ejecutivas y/o administrativas:

2.5.1. Jefe de área de energía (Puesto que actualmente desempeño)

- Elaboración de informe de turno al finalizar cada jornada (realizados durante los turnos amanecidas).
- Elaboración diaria del balance de consumo de agua y vapor.
- Elaboración diaria, semanal y mensual del balance de productos químicos usados en Refinería.
- Generar avisos en el aplicativo sap para gestionar el mantenimiento de algún equipo o instrumento del control.
- Gestionar los requerimientos de equipos de protección personal, herramientas, materiales y químicos necesarios para la operación.
- Elaboración de informes cuando ocurren incidentes relacionados al personal y operación.
- Difundir al personal operativo las acciones de los incidentes ocurridos y acciones de mejora que involucren al área operativa.
- Formación y entrenamiento del personal operativo para que puedan desarrollarse en las diferentes plantas del área.
- Velar el cumplimiento de los indicadores de seguridad.
- Velar el cumplimiento de los indicadores medioambientales como las mediciones de gases en chimeneas, medición del DQO, NH_3 del efluente en el vertimiento al mar.

2.5.2. *Ingeniero de operaciones*

- Seguimiento a los planes analíticos del área como: Porcentaje de etanol en los gasoholes, código de limpieza para diésel B5 S50 min.
- Registrar las instrucciones periódicas a los jefes de área cuando la operación lo requiera.
- Seguimiento a los indicadores del área como tiempos de despacho e índice de reclamos.
- Coordinar la medición de gases en la chimenea del oxidador térmico.
- Coordinaciones con las áreas de compras, contratos, administración comercial, ingeniería, fiabilidad, mantenimiento y las diferentes unidades de producción para analizar problemas operativos o de gestión relacionadas al área.
- Realizar planes para la puesta en marcha y fuera de servicio del ducto de GLP.
- Seguimiento semanal al presupuesto del área.

2.5.3. *Jefe de área de operaciones de despacho (Puesto referido para la elaboración del informe)*

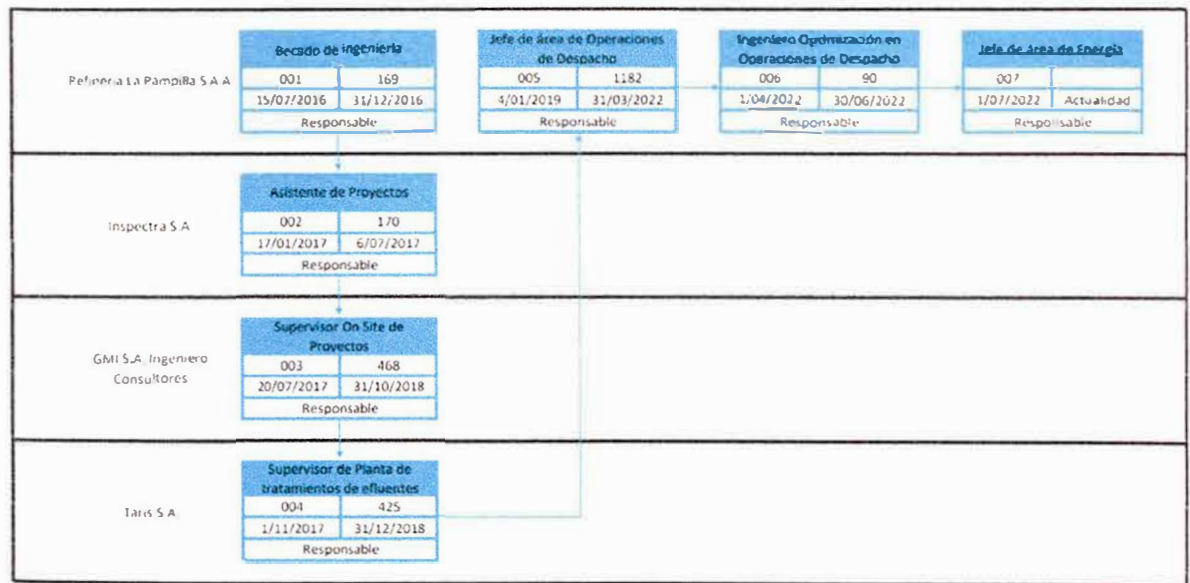
- Informar al ingeniero de operaciones las incidencias en planta que pudieran afectar los indicadores del área.
- Asistir diariamente a las reuniones de mantenimiento para programar los trabajos.
- Encargado de generar los avisos para programar trabajos correctivos.
- Realizar charla de 5 minutos al inicio de turno para informar al personal las maniobras operativas a realizar durante el turno.
- Llevar un control de las alarmas presentadas durante el despacho de cisternas.
- Llevar un control de los trabajos correctivos que se tienen pendiente en el área.

2.6. Cronograma de actividades realizadas como bachiller

En la figura 6 se muestra de manera cronológica los diferentes puestos asumidos como bachiller.

Figura 6

Diagrama PERT de las actividades realizadas como bachiller



Capítulo III: Desarrollo de la actividad técnica y aplicación profesional

3.1.Contexto laboral en el área de trabajo

Hasta finales del año 2016 se despachaba el GLP vía cisternas para la compañía Solgas, ello implicaba tener un operador dedicado para las operaciones de despacho de GLP y estar expuesto a los riesgos asociados al despacho de GLP vía cisterna. El despacho era de lunes a viernes desde las 7am hasta las 15hrs, pero era casi rutinario extender el horario de atención hasta las 19 hrs. El despacho de GLP de una cisterna se realizaba aproximadamente entre 50 - 55 minutos, al día llegaban un promedio de 10 cisternas de 20 - 25 toneladas de capacidad (Siempre se despachaba el GLP al 80% de la capacidad de la cisterna por medidas de seguridad) y se podían despachar hasta 2 cisternas en simultáneo. El gas licuado de petróleo (GLP) ofertado cumple con los requisitos técnicos de la NTP321.007.2002.

En el año 2017, Refinería La Pampilla instaló y puso en servicio un sistema de despacho de GLP vía ducto hacia la compañía Solgas con un contrato de 20 años de vigencia para despachar un promedio de 220 t/día. Este proyecto tenía la finalidad de mejorar y agilizar el proceso de despacho de GLP hacia Solgas, empresa que se encarga del envasado, distribución y comercialización a usuarios finales.

Este proyecto se basa en el marco legal del D.S. N° 081-2007-EM “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, D.S. N° 0.43-2007-EM “Reglamento de Seguridad para Actividades de Hidrocarburos” y normas técnicas internacionales como la Norma ANSI/ASME B31.4 “Sistemas de transporte de líquidos para hidrocarburos, GLP, Amoniacó anhidro y alcohol” y normas de integridad como la Norma API 1160 “Gestión de la integridad del sistema para tuberías de Líquidos Peligroso”.

El sistema del ducto de GLP consta de las siguientes características:

- Esferas de almacenamiento (Tramo A). Consta de 3 esferas de almacenamiento con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 560 m^3 , 860 m^3 y 1320 m^3 donde una de ellas recibe la producción de GLP proveniente de planta, otra esfera se encuentra en stand-by (posiblemente certificada) y la tercera esfera se encuentra certificada para ser transferido vía ducto.

Figura 7

Esfera de almacenamiento de GLP



- Tramos a la salida de las esferas de almacenamiento hacia las antiguas islas de despacho (Tramo B). Este tramo corresponde a tuberías de 6" de aproximadamente 1000 metros de longitud y comprenden desde la salida de las esferas de almacenamiento, succión y descarga de las bombas de transferencia de GLP hasta antes de llegar a la^e antiguas islas de despacho.
- Tramos desde la bifurcación de las antiguas islas de despacho hacia la trampa de lanzamiento (Tramo C). Este tramo corresponde a las tuberías 6" de diámetro de 120 metros de longitud comprendido desde bifurcación de las antiguas isla de despacho

de GLP hasta la trampa de lanzamiento donde el tramo cambia a una tubería de 8" de diámetro para luego enterrarse. Este tramo C incluye un medidor de flujo másico tipo coriolis para monitoreo en línea del flujo de transferencia (visualizado desde campo y sala de control).

- Tramo enterrado del ducto (Tramo D). Este tramo corresponde a la tubería enterrada a 1.5 metros de profundidad y consta de 740 metros de longitud desde la salida de la trampa de lanzamiento (parte enterrada) hasta la llegada hacia la trampa de recepción de la planta receptora.
- Tramo que sale del ducto enterrado hacia los tanques (blimps) de la planta receptora (E). La tubería que sale del tramo enterrado llega hacia una trampa de recepción, pero previamente se bifurca hacia unos blimps de almacenamiento de la planta receptora. Este tramo es de aproximadamente 45 metros de longitud y también cuenta con un medidor de flujo másico tipo Coriolis.

Figura 8

Circuito de transferencia de GLP



Nota. Adaptada de (Ingeniería básica del ducto de transferencia de Refinería la Pampilla a la planta de abastecimiento de GLP – Ventanilla (p.12), Refinería La Pampilla S.A.A., 2015).

Tabla 2*Características del ducto enterrado*

Detalles del ducto enterrado	
Lanzamiento	Refinería productora de GLP
Receptor	Unidad que recibe el GLP
Diámetro nominal del ducto	8" SCH40
Producto transportado en el ducto	Gas licuado de petróleo (GLP)
Longitud del ducto enterrado	740 m
Año de puesta en servicio del ducto	2017
Volumen de cada trampa	0.2587m ³
Grado de acero usado en el ducto	ASTM A 106 Gr.B

Nota. Adaptado de Inspección final ILI (p.10), por Cardozo et al., 2019.

Para la construcción del ducto se seleccionó una tubería de 8" SCH40 ASTM A 106 Gr.B debido a que es un tipo de acero al carbono que no utiliza soldaduras ni costuras durante su fabricación, el grado (Gr. B) indica la composición química y resistencia del acero (Este tipo de tubería es comúnmente usada para la construcción de refinerías, oleoductos que transportan fluidos y gases con altas presiones y temperaturas). Las condiciones de operación durante la transferencia se muestran en la tabla 3.

Tabla 3*Condiciones de operación del ducto de GLP*

Condiciones de Operación del ducto	
Presión de transferencia a la salida de Refinería	17 kg/cm ²
Presión de transferencia a la llegada de la planta receptora	12 kg/cm ²
Flujo de transferencia	30 t/h -50 t/h
Densidad del GLP a 15°C	559 kg/m ³

En el año 2019 me encontraba como jefe de área de Operaciones de despacho y debía continuar con las gestiones necesarias para mantener la confiabilidad del ducto de GLP.

3.1.1. Labores y tareas relacionadas con el tema específico a desarrollar

La elaboración del presente informe de suficiencia de experiencia laboral se basa en mi experiencia como jefe de área de operaciones de despacho que inicia en el año 2019 y las funciones relacionadas al sistema de gestión del ducto de GLP. Las cuales fueron las siguientes:

- Indicar al panelista la esfera que se encuentra certificada y la cuota de venta estimada para la jornada.
- Coordinar con las diferentes áreas operativas el alineamiento de la esfera certificadas, así como coordinar el alineamiento respectivo para la transferencia de GLP.
- Controlar las variables de operación durante la transferencia de GLP. El ducto cuenta con dos transmisores de flujo tipo Coriolis ubicados en el primer y segundo tramos aéreo del ducto (estos medidores tienen una alta precisión de lectura del flujo debido a que estas lecturas son independientes de las propiedades y tipo de fluido). Adicional a ello y cerca a estos transmisores se cuenta con transmisores de presión y temperatura. Todas estas lecturas llegan a sala de control para que los usuarios del ducto puedan monitorear estos parámetros.
- Coordinar con el personal operativo de turno las maniobras operativas que se tiene planificadas en el ducto de GLP.
- Verificar que el operador de campo realice su inspección rutinaria de los equipos e instrumentos relacionados al ducto y coordinar la corrección de las desviaciones que se reporten.
- Coordinar la ejecución de trabajos como entrega de válvulas de seguridad, calibración de instrumentos, bombas y ejecución de trabajos especiales relacionadas al ducto.
- Verificar que se disponga del equipamiento contra incendio adecuado para ser utilizado en

caso de alguna emergencia ante fugas de GLP y posibles incendios (como trajes contraincendios). Adicional a ello, verificar la disposición (en ambos extremos del ducto) de monitores (lanzadores), hidrantes y extintores para ser utilizados en caso de alguna emergencia.

- Coordinar con el área de mantenimiento la revisión de alarmas que se generen del sistema de detección de fugas estáticas. El ducto cuenta con un sistema SCADA (Sistema para controlar y supervisar data) y la instrumentación necesaria para la detección temprana de fugas de GLP, uno de ellos es el sistema de detección ATMOS (método basado en cálculos matemáticos de balance de materia que utiliza las lecturas de medición de flujo másico Coriolis y los transmisores de presión de cada extremo del ducto) y el sistema de detección FOCUS (método que controla el comportamiento de la temperatura del ducto, mediante el uso de fibra óptica). De encontrarse alguna anomalía, estos sistemas (variación en la medición del flujo másico o temperatura a lo largo del ducto) generan una alerta en sala de control para que los usuarios del ducto realicen evaluaciones y tomen acciones correctivas. Adicional al sistema de detección de fugas estáticas se dispone de un sistema de detección de gases ubicados en cada extremo del del ducto. Estos detectores del tipo infrarrojo pueden identificar gases y vapores de hidrocarburos en el rango 0-100% LIE (límite inferior de explosividad) emitiendo una señal a sala de control para alertar a los usuarios del ducto. Estos detectores de gases tienen un plan de mantenimiento anual.
- Pase de la herramienta de limpieza e instrumentado en el tramo interior del ducto enterrado.
- Coordinar las mediciones de los potenciales de protección por corriente impresa.
- Coordinar las posibles averías del sistema de recubrimientos y pinturas. Los tramos enterrados están protegidos con un revestimiento bituminoso de caucho Polyguard RD-6

que proporciona impermeabilidad y protección contra la corrosión, además cuenta con una malla geotextil que proporciona resistencia mecánica. El tramo aéreo cuenta con una aplicación de pintura para protegerla contra los rayos UV, corrosión atmosférica y aireación diferencial (originado entre un soporte y la tubería).

Figura 9

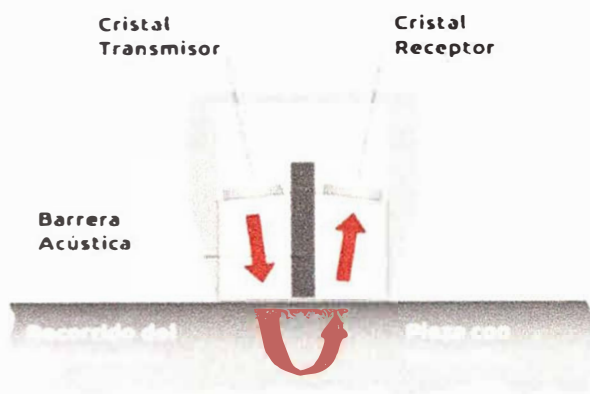
Recubrimiento y pintura del ducto



- Coordinar y cumplir con el D.S. N° 081-2007-EM y las normas que se mencionan dentro de ella.
- Coordinar la inspección interna (espesores) de la tubería aérea del ducto de GLP que se realiza mediante la técnica de ultrasonido mediante un instrumento que genera un pulso ultrasónico que recorre toda la tubería para medir su espesor. Con esta técnica también se puede predecir indicios de corrosión en el interior de la tubería aérea. Actividad que se realiza cada dos años.

Figura 10

Medición de espesores mediante la técnica de ultrasonido



Nota. Tomada de Medición de Espesores por Ultrasonido (p.1), por Zion NDT, 2022 (<https://zion-ndt.mx/medicion-de-espesores-por-ultrasonido/>).

3.1.2. Conocimientos técnicos de la carrera requeridos para el cumplimiento de las tareas, labores, funciones, etc

- Higiene y salud en el trabajo: Durante toda mi labor como bachiller he aplicado las normativas nacionales e internacionales para una correcta gestión del riesgo en la ejecución de las labores como por ejemplo asegurar el correcto uso de equipos de protección personal para cada actividad específica y elaboración de procedimientos para trabajos no rutinarios.
- Proceso Refinación de petróleo y gas: Durante toda mi labor como bachiller fue el curso esencial para comprender el funcionamiento de la Refinería.
- Instrumentos de control: Durante toda mi labor como bachiller he tenido contacto con diferentes tipos de instrumentos de control como transmisores de presión, de temperatura y flujo tanto en la selección de instrumentos durante el apoyo en el desarrollo de la ingeniería de detalle como en la lectura de estos instrumentos para el control de las operaciones.
- Corrosión: Para comprender los diferentes tipos de corrosión que se presentaban en las

tuberías y equipos de proceso.

- Planeamiento y control de la producción: Durante el puesto como jefe de área de Operaciones de despacho ocurrían situaciones (meses) de mayor demanda de combustible donde se planificaba contar con una mayor cantidad de aditivo y/o colorante que utiliza para las gasolinas y diésel.
- Costos y presupuestos: Durante el puesto como Ingeniero de optimización en operaciones de despacho estuvo a mi cargo la elaboración y control del presupuesto del área, para ello debía estimar los costos directos e indirectos relacionados a la operación de despachos y llevar un control diario para no superar el presupuesto asignado.
- Operaciones unitarias: Durante el puesto como jefe de área de energía fue de mucha utilidad para comprender los procesos de transferencia de masa, calor y cantidad de movimiento en los procesos de adsorción, desorción en las unidades de Aminas y regeneradoras.
- Tratamiento de aguas industriales: Durante el puesto como jefe de área de energía fue de mucha utilidad para comprender los diferentes procesos que implican en la planta de tratamiento de aguas y calderas.
- Tratamiento de efluentes: Durante el puesto como jefe de área de energía fue de mucha utilidad para comprender los diferentes procesos que ocurren en la planta de tratamiento de efluentes y biológicos.
- Balance de materia y energía: Como jefe de área de energía este concepto se utilizó para comprender y realizar el control del consumo de agua y vapor utilizado en toda la refinería.
- Mecánica y resistencia de los materiales: Para comprender el comportamiento de las tuberías (flexibilidad) y el porqué de la instalación de soportes.

- Química inorgánica: Para comprender las propiedades y funcionalidad de los compuestos inorgánicos utilizados durante el proceso de refinación y otros procesos secundarios.
- Materiales industriales. Para entender la funcionalidad de las diferentes clases de acero al carbono que se utilizan.
- Economía de los procesos: Como base para comprender los conceptos de VAN y TIR en un proyecto de inversión.
- Diseño de plantas: Para tener noción de la lectura de planos PID, mecánicos, eléctricos y civiles.

3.1.3. *Participación en actividades complementarias (investigación, diseño de negocios, proyectos de innovación, estandarización de normas de calidad, implementación de sistemas de seguridad u otros)*

Como parte de las actividades realizadas como bachiller se realizaron las siguientes actividades complementarias:

- Gestionar levantamiento de observaciones por parte de la reaseguradora como el reemplazo del visor ubicado en el drum separador de gases del ducto de GLP participando en la elaboración del procedimiento de entrega y posterior puesta en servicio del sistema.
- Investigaciones de causa raíz aplicando la metodología de 5 porqués para detectar los fallos de los equipos. Esta metodología busca mejorar la confiabilidad de los equipos dentro del área.
- Participación en el proyecto de optimización de los tiempos de atención de las islas de despacho mediante la teoría de colas.
- Realizar auditorías de los permisos de trabajo e indicar acciones correctivas.
- Realizar charla de 5 minutos con el personal operativo del turno y comentar incidencias

ocurridas.

- Elaboración de lecciones aprendidas para concientizar a los operadores sobre el trabajo seguro.
- Elaboración y coordinación de los simulacros de emergencia operativa y accidental.
- Seguimiento a la formación y entrenamiento al personal operativo sobre posibles situaciones de emergencias.
- Realizar investigaciones de incidentes ocurridos en el área de trabajo.
- Elaboración de la matriz de identificación de peligros, evaluación de riesgos y controles (IPERC) en las operaciones de despacho y difusión al personal.
- Se llevaron varias reuniones con el área de seguridad para validar las maniobras operativas y medidas de mitigación para tener en cuenta durante las maniobras del lanzamiento de las herramientas de limpieza e instrumentado. Los acuerdos fueron los siguientes:

Se definió que previo a ejecutar cada actividad deberá asegurarse que las válvulas de seguridad de las trampas de recepción y lanzamiento se encuentren debidamente calibradas.

Se definió que el venteo de GLP debería realizar de manera controlada y a una altura de 3 metros con referencia al nivel del piso para evitar posible contacto con el personal operativo.

Se definieron los equipos de protección personal necesarios para las maniobras de pase del pig de limpieza e instrumentado.

Se definió tener supervisión permanente para ejecutar cada maniobra indicada en los procedimientos operativos.

Previo a la apertura de las tapas de las trampas de lanzamiento y recepción se debería conectar una manguera contra incendio con el hidrante más cerca para ser utilizado en caso de emergencia.

Culminado cada desplazamiento con N₂ se procedería a medir explosividad por algún venteo de las trampas de lanzamiento y recepción.

- El procedimiento operativo de lanzamiento de las herramientas debería contar con matriz IPER y matriz de riesgo biológico (en dicho momento nos encontrábamos en época de Covid). Adicional a ello se debería mencionar los pasos a seguir para notificar una emergencia.
- Coordinaciones para elaboración de procedimiento de bloqueo de válvulas para la actividad relacionada al lanzamiento de las herramientas.
- Coordinar y realizar los análisis de riesgo de los permisos de trabajo de cada actividad.
- En coordinación con el personal de seguridad de la planta receptora se elaboró un ATS (Análisis de trabajo seguro) y reunión de 5 minutos con el personal operativo previo a iniciar cualquier maniobra operativa. La finalidad era identificar y mencionar al personal de campo los riesgos asociados a las maniobras operativas para el lanzamiento de las herramientas.

3.2.Hechos relevantes de la actividad técnica

En el año 2019 me encontraba como jefe de área de Operaciones de despacho y debiendo continuar con las gestiones necesarias para mantener la confiabilidad y operatividad del ducto de GLP ocurrieron los siguientes hechos relevantes:

- Se consolidó el Sistema de Seguridad de Procesos (Process Safety Management, PSM). Este sistema consiste en un conjunto de iniciativas diseñadas para mantener los riesgos controlados y gestionados de manera adecuada. Siendo una de las actividades la actualización de todos los procedimientos operativos del área. Uno de los procedimientos más relevantes fue actualización del manual de operaciones y

mantenimiento del ducto de GLP, que según lo estipulado en el D.S. N° 081-2007 debía actualizarse cada dos años o cuando se tengan cambios importantes y presentarse ante Osinergmin (D.S. N° 081-2007-EM, 2006, p.67).

- Se evidenció que la frecuencia del sistema de patrullaje implementado inicialmente (frecuencia diaria) supera lo establecido en el ASME B31.4 (frecuencia semanal).
- Se evidenció que la frecuencia de medición de los potenciales de protección catódica (realizada de manera bimensual mediante una empresa contratista) supera lo indicado en la normativa ASME B31.4 la cual indica que la frecuencia de medición debe realizarse de manera anual.
- Para mantener una comunicación ininterrumpida, Refinería entregó a Solgas una radio para atmósferas explosivas (ATEX) a pesar de que ellos contaban con telefonía fija y móvil. Se revisó el D.S. 0.81-2007-EM donde afirma que los usuarios que operan el ducto deben tener dos sistemas de comunicación independientes para ser utilizados en caso falle uno de ellos (D.S. N° 081-2007-EM, 2006, p.56).

En el año 2022 se coordinó la ejecución de la inspección del tramo enterrado del ducto de GLP con herramientas inteligentes para verificar las anomalías de la tubería interna del ducto (Inspección que debe realizarse dentro de los 5 primeros años de la puesta en servicio del ducto). Para esta inspección primero se realizó una limpieza interna del ducto mediante una herramienta de limpieza (hasta verificar que se encontrase 100% limpia), luego de ello se realizó la inspección interna mediante una herramienta instrumentada (pig inteligente) que utiliza la metodología de pérdida de flujo magnético (ILI MFL, quiere decir inspección en línea con herramienta magnética). Para realizar lo anterior, en coordinación con las diferentes áreas de la Refinería y con participación de los especialistas dueños de las herramientas se realizó un procedimiento operativo para el

lanzamiento de la herramienta (pig) la cual consistió en:

- Instalación de tuberías provisionales para desplazar con N_2 y ventear el GLP contenido en las trampas de lanzamiento y recepción del ducto de GLP. Estas facilidades se encontraban a aproximadamente 3 metros de altura con respecto al nivel del piso.

Figura 11

Facilidades para desplazamiento con N_2 y ventear el GLP



- Abrir la tapa e insertar el pig de limpieza en la trampa de lanzamiento, cerrar la tapa y desplazar con botellas o palets de nitrógeno para inertizar el ambiente de la trampa, luego llenarlo con GLP. De manera similar en la trampa de recepción también se desplazó con palets de nitrógeno para acondicionar la trampa (inertizar el ambiente) para su posterior llenado con GLP. En la figura 12 se muestra el ingreso de la herramienta de limpieza en la trampa de lanzamiento.

Figura 12

Ingreso de la herramienta de limpieza en la trampa de lanzamiento



- Una vez ingresado la herramienta de limpieza en la trampa de lanzamiento y llenado con GLP la trampa de recepción, se procedió a encender las bombas de transferencia de GLP para lanzar la herramienta de limpieza y esperar su llegada en la trampa receptora (todo el flujo de transferencia de GLP debía pasar por las trampas de lanzamiento y recepción). El flujo de transferencia fue controlado mediante los flujos másicos ubicados en cada extremo del ducto. Las trampas de lanzamiento y recepción cuentan con un sensor de posición que indica la salida y llegada de la herramienta respectivamente.

Figura 13

Trampa de lanzamiento



- Una vez llegada la herramienta de limpieza en la trampa de recepción, se aisló, venteó el GLP contenido y luego se desplazó con N_2 el remanente de GLP que pudiera contener la trampa hasta que la explosividad dentro de la trampa marque cero (medida realizada en un punto de venteo de la trampa mediante un explosímetro). Finalmente se abrió la tapa y se procedió a retirar la herramienta de limpieza. Para mayor seguridad de los operarios que realizan las maniobras se dejó instalada una manguera contra incendio en el hidrante más cercano para ser usado en caso de cualquier incidente.
- Una vez que el especialista confirmó limpio el tramo interior del ducto, se realiza las mismas actividades para el lanzamiento de la herramienta inteligente. En la figura 14 se muestra la herramienta de limpieza e inteligente respectivamente.

Figura 14

Herramienta de limpieza e inteligente respectivamente



- Culminado el lanzamiento del pig inteligente (Herramienta con inducción magnética), los especialistas de las herramientas recopilaron la información sobre los defectos a lo largo de la tubería enterrada enviando un informe con las ubicaciones de estas anomalías.

3.2.1. Descripción de la realidad problemática

Debido a las condiciones de operación, volúmenes de transferencia y ubicación del ducto que pasa a través de la propiedad pública, la operación de los oleoductos expone a las personas, las comunidades y medio ambiente a riesgos como derrames, explosiones e incendios. Estos riesgos pueden ser causados por causas externas o por una incorrecta gestión en las operaciones de transferencia. En la figura 15 se muestra un estudio realizado en las fallas de los ductos ubicados en Canadá donde se muestra las diferentes causas de los accidentes y derrames ocurridos hasta el 2008. De ella se observan que gran porcentaje de estas fallas son ocasionados por efectos de la corrosión (interna o externa), terceras personas como actos de vandalismos, terrorismo y otros que incluyen temas relacionados al diseño, factor humano como errores involuntarios durante la operación, procedimientos operativos incorrectos y de mantenimiento mal elaborados, efectos propios de la naturaleza como desastres naturales. Con la finalidad de minimizar estos riesgos y

3.2.2. Definición del problema general y secundarios

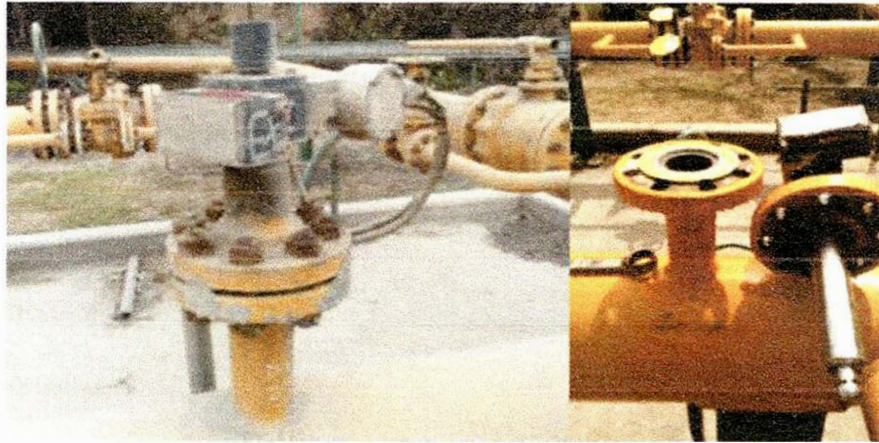
En el año 2019 el ducto que transporta gas licuado de petróleo de la refinería se encontraba en operación y mi función como jefe de área de operaciones de despacho era continuar con los planes de integridad y pautas mencionadas en el D.S. N° 081-2007-EM para garantizar la confiabilidad en la operación de transferencia de GLP. Para ello se continuo con las gestiones previamente establecidas y las que aún se encontraban pendientes de ejecutar. Las gestiones previamente establecidas fueron continuar con las rondas de patrullaje diarias del ducto, continuar con las mediciones bimensuales de los potenciales para garantizar una correcta protección catódica por corriente impresa en el tramo enterrado del ducto, continuar con los planes de mantenimiento de los instrumentos, equipos críticos y de seguridad como bombas de despacho, transmisores de presión y flujo, válvulas de alivios, detectores de explosividad, continuar verificando el estado de la pintura del ducto e inspecciones internas de los tramos aéreos del ducto mediante técnicas de ultrasonido. Los trabajos pendientes por ejecutar fueron la actualización de los manuales de operación y mantenimiento para ser presentado ante Osinergmin (luego de 2 años de operación del ducto) y realizar por primera vez la inspección interna del tramo enterrado del ducto (luego de 5 años de operación del ducto).

La inspección interna del tramo enterrado del ducto con llevo a una serie de dificultades tales como:

- Dificultad para abrir la tapa de la trampa de lanzamiento, estas tapas roscadas no cuentan con un plan de lubricación para facilitar su apertura.
- El sensor de posición de la trampa de lanzamiento se encontró inoperativo. Este sensor de posición indica la salida de la herramienta de la trampa.

Figura 16

Sensor de posición de una trampa



- Atoro de la herramienta de limpieza durante su primer lanzamiento por restos encontrados en el interior de la tubería que implicó ubicar la herramienta, excavar, cortar y posteriormente soldar la tubería enterrada para el rescate de la herramienta.

Figura 17

Restos encontrados dentro del ducto de GLP



- La cantidad de nitrógeno y gas licuado de petróleo estimado para las pruebas iniciales no contempló el atascamiento y rescate de la herramienta, tampoco la repetitividad de

limpieza en el interior del ducto (5 lanzamientos para la limpieza y posterior pase de la herramienta inteligente). Se tuvo que coordinar una cisterna que contiene N_2 .

- Los trabajos de rescate de la herramienta generaron dos días de inoperatividad del ducto.

3.2.3. *Justificación e importancia*

Continuar cumpliendo con lo estipulado en el D.S. N° 0.81-2007-EM para garantizar la integridad mecánica y operativa de transferir gas licuado de petróleo vía ducto (tuberías). Por ello, la importancia de continuar con las mediciones de los potenciales de protección catódica, inspecciones rutinarias como las rondas de patrullaje, gestiones de mantenimiento, y también actualizar por primera vez los manuales de operación, mantenimiento y gestionar la inspección interna del ducto mediante el uso de herramienta inteligente para que los usuarios del ducto prevean e identifiquen posibles indicios de corrosión a lo largo del tramo enterrado del ducto (sistemas difícilmente inspeccionables).

3.2.4. *Antecedentes nacionales e internacionales*

Para los antecedentes nacionales se mencionan algunos temas de tesis donde mencionan temas relacionados al GLP.

- Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general (Javier García-Mogollón): Este estudio presenta una herramienta informática que facilita y agiliza los cálculos hidráulicos y matemáticos en cada tramo que conforman un ducto que transporta hidrocarburo. Adicional a ello este programa computacional busca estimar los costos requeridos para la construcción del ducto diseñado (García, 2015).
- Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un

fenómeno geodinámico (Jorge Yasksetig-Castillo). Este estudio analiza la afectación de los diferentes esfuerzos ejercidos en un ducto que transporta hidrocarburo cuando ocurre un fenómeno geodinámico como deslizamiento (Yasksetig, 2011).

- Revista del gas natural emitida por Osinergmin: Sistema de integridad de ductos (Mauricio Teutónico) menciona que el D.S. 081-2007 recopila lo establecido en normas internacionales para realizar un correcto diseño, operación, mantenimiento, disposiciones de seguridad e implementación de un sistema de gestión de integridad (Teutónico, 2002).
- Tesis de sistema de protección catódica para tuberías enterradas de transmisión de gas natural (Carlo César Clavijo Cáceres). Explica las definiciones y tipos de protección catódica que existe, además explica las bases para diseñar y construir un sistema de protección en el ducto de gas de Camisea (Clavijo, 2014).
- Alternativas tecnológicas para la desulfuración del gas licuado de petróleo de la Refinería Talara Petroperú (Gloria Eslava Laiza y Aquiles Bonzano Diaz). Estudia las diferentes tecnologías para la desulfuración del GLP y en base a ello recomendar la óptima para garantizar la venta de GLP de la Refinería Talara (Eslava & Bonzano, 2002).

Para los antecedentes Internacionales se mencionan algunas tesis y revistas relacionadas a estudios de integridad del ducto.

- Tesis de maestro: La confiabilidad e integridad mecánica en sistemas de tuberías enterradas, de acero al carbono, aplicando la norma NACE SP502 (Ing. Obed Ramírez Reyes). Se analizaron datos de un oleoducto ubicado en México (Tijuana) aplicando métodos de inspección de pig de limpiezas para evaluar la integridad mecánica de las

tuberías del tramo enterrado del ducto (Reyes, 2019).

- Tesis doctoral: Estudio de la tolerancia al daño de los materiales y sistemas de pretensado (Miguel Angel Olivares Marcos-Alberca). Menciona definiciones de defectos y susceptibilidad ante la corrosión en los distintos tipos de alambres y tuberías que se tiene en Madrid (Olivares Marcos-Alberca, 2012).
- Revista Espacios de Venezuela Integridad estructural de tuberías de transporte de hidrocarburos (Farid Meléndez y Jorge Gonzales). Se menciona la importancia de garantizar la integridad de las tuberías que transportan gas para protección, monitoreo y control de los ductos (Meléndez-Pertuz et al., 2017).
- Estudio de integridad del Oleoducto en una Refinería de Ecuador (Marco Fernando Naranjo). Realiza un estudio completo de la integridad del ducto de crudos pesados (Naranjo, 2011).

3.2.5. *Objetivo general y específicos*

El objetivo general de los usuarios que operan un ducto de GLP a nivel de Perú es cumplir con todos los requisitos mencionados en el D.S. 081-2007-EM “Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos” y las normas internacionales que se mencionen en ella. Muchos de estos requisitos fueron ejecutados para iniciar la operación del ducto en el año 2017, otros requisitos debían continuarse y algunos se encontraron pendientes de ejecutar. Debido a ello se mencionan los objetivos específicos:

- Revisar y evaluar los resultados obtenidos de los potenciales del sistema de protección catódica.
- Realizar la inspección interna del tramo enterrado del ducto de GLP. En ella se deben realizar las estimaciones de volúmenes de N₂ y GLP, estimaciones de flujos de

transferencia y tiempos de llegada de la herramienta (velocidad de lanzamiento recomendada 0.5 - 1 m/s).

- Evaluar los resultados obtenidos de la inspección interna del tramo enterrado del ducto.
- Evaluar los inconvenientes que ocurrieron durante el pase de la herramienta como el atoro de la herramienta de limpieza durante su primer lanzamiento, inoperatividad del sensor de posición de la trampa de lanzamiento, la dificultad para la apertura de la tapa en la trampa de lanzamiento y la gran cantidad de material particulado color negro encontrados en las limpiezas en el interior del ducto.

3.3.Marco conceptual y teórico de los conocimientos técnicos requeridos

3.3.1. Definición del GLP

El gas licuado de petróleo es una mezcla de gases ligeros obtenidos durante el proceso de refinación del petróleo y gas natural. Está conformado principalmente por hidrocarburos parafínicos y olefínicos como butano, iso-butano, butileno, propileno y propano. A condiciones normales el GLP se encuentra en estado gaseoso, pero a ciertas condiciones de presión y temperatura puede pasar a estado líquido para facilitar su almacenamiento y transporte. Debido a su proceso de refinación el GLP puede contener impurezas como:

- Ácido Sulfhídrico H_2S provenientes del mismo crudo
- Hidrocarburos con 5 ó 6 carbonos n-pentanos, iso pentanos, hexanos.
- Agua proveniente del proceso de lavado cáustico del GLP.
- NH_3 en pocas cantidades utilizados para la corrosión en las columnas.

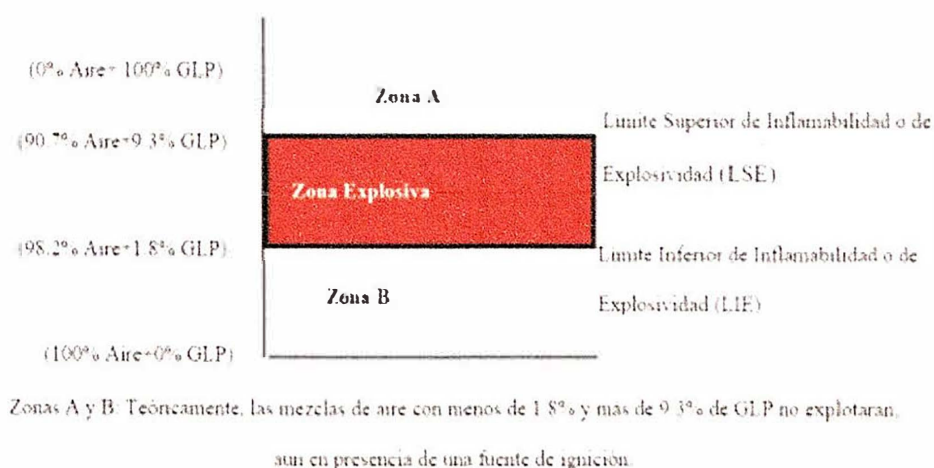
3.3.2. Características del GLP

- Gas conformado en su mayoría por propano y butano.

- Gas Incoloro: En estado líquido es transparente como el agua.
- Gas Inodoro: Debido a esta propiedad al GLP comercial se le agrega odorizantes con base de mercaptanos para identificarlos en caso de fuga.
- Gas no tóxico: Puede ocasionar asfixia e irritaciones a la piel y los ojos. La mezcla gaseosa de propano butano en sus diferentes proporciones es más densa que el aire por lo que en caso de fugas tienden a acumularse en las partes bajas desplazando al O_2 .
- Capacidad de expansión al cambiar de estado: El GLP cuando pasa de estado líquido a gaseoso se expande hasta 270 veces aproximadamente de su volumen inicial.
- El GLP mezclado a ciertas condiciones con aire genera una atmósfera explosiva.

Figura 18

Mezcla de GLP y aire que generan atmósferas explosivas



Nota. Información tomada de la (Hoja de seguridad para sustancias peligrosas Gas Licuado de Petróleo (P.4), por PEMEX, 2015).

3.3.3. *Propiedades fisicoquímicas del GLP*

En la tabla 4 se muestra las propiedades fisicoquímicas del GLP

Tabla 4

Propiedades fisicoquímicas del GLP

	Propano Comercial	Butano Comercial
Presión de vapor en kPa (presión absoluta) a:	1.000	220
20°C	1.570	360
40°C	1.760	385
45°C	2.170	580
Peso específico	0,504	0,582
Punto de ebullición inicial a 1,00 atm de presión, °C	-42	-9
Peso por metro cúbico de líquido a 15,56°C, kg	504	582
Calor específico del líquido, kilo Joules por kilogramo, a 15,56°C	1,464	1,276
Metros cúbicos de vapor por litro de líquido a 15,56°C	0,271	0,235
Metros cúbicos de vapor por kilogramo de líquido a 15,56°C	0,539	0.410
Peso específico del vapor (aire= 1) a 15,56°C	1,50	2.01
Temperatura de ignición en aire, °C	493-549	482-538
Temperatura máxima de llama en aire, °C	1.98	2.008
Límites de inflamabilidad en aire, % de vapor en la mezcla aire-gas:		
Inferior	2,15	1,55
Superior	9,60	8,60
Calor latente de vaporización en el punto de ebullición:		
Kilo Joules por kilogramo	428	388
Kilo Joules por litro	216	226
Cantidad de calor total luego de la vaporización:		
Kilo Joules por metro cúbico	92.430	121.28
Kilo Joules por kilogramo	49.920	49.140
Kilo Joules por litro	25.140	28.100

Nota. Información tomada de NFPA 58 Código del Gas Licuado del Petróleo (p.127), por NFPA

58, 2014 (<https://www.nfpa.org/es/product/nfpa-58-code/p0058code>).

3.3.4. *Gas licuado de petróleo comercial*

El GLP comercial en su mayoría está compuesto por propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀) y está basado en la Norma técnica peruana sobre especificación comercial del GLP NTP

321.007.2002. Esta norma técnica peruana surge para establecer los requisitos y métodos de ensayo que deben seguir los proveedores de GLP para su comercialización tanto como uso doméstico, comercial e industrial. Esta NTP señala que el olor del GLP debe ser desagradable (huevo podrido), para ello es responsabilidad del proveedor de gas licuado agregar los odorantes necesarios como el etil-mercaptano en una proporción de 14-20 ppm para que sea perceptible al olfato humano.

Tabla 5

Requisitos de la NTP 321.007.2002 para el GLP

NOMBRE DEL GAS LICUADO DE PETROLEO			
PROPIEDADES	Mezcla Comercial Propano-Butano		METODO DE ENSAYO
	ESPECIFICACIONES		
	Mín	Máx	
VOLATILIDAD			
Temperatura del 95% de evaporado, °C		2,2	NTP 321.036
Presión de vapor a 37,8 °C, kPa (psig)	793 -115	1430 (b) -208	NTP 321.100 ó NTP 321.098(C)
Densidad relativa o densidad a 15,6/15,6°C	Indicar	Indicar	NTP 321.098
MATERIA RESIDUAL			
Residuo de evaporación de 100 ml, ml		0,05	NTP 321.096
Prueba de la mancha de aceite	Pasa	Pasa	NTP 321.096
COMPOSICION, % mol			
Butano y más pesados			NTP ISO 7941
Pentanos y más pesados		1,8	NTP ISO 7941
Contenido de dienos (como 1,3 butadieno)		0,5	NTP ISO 7941
CORROSIVIDAD			
Azufre total, ppm		140	NTP 321.099
Corrosión lámina de cobre 1h a 37,8°C, N°		1	NTP 321.101
Sulfuro de hidrógeno	Pasa	Pasa	NTP 321.097
CONTAMINANTES			
Agua libre	Nulo	Nulo	Visual
Olor	Característico	Característico	
Humedad	-	-	NTP 321.094

Nota. Basado en (Norma técnica peruana NTP-321.007-2002 para gas licuado de petróleo -

Requisitos (p.6), por Ulloa et al., 2002).

En el anexo 1 se muestra como ejemplo un certificado de GLP que cumple con las especificaciones mencionadas en la NTP 321.007.2002.

3.3.5. *Aplicaciones del GLP*

- Residencial y doméstico. Utilizado a través de envases cilíndricos 5, 15 y 45 kg generalmente para uso en la cocina.
- Comercial. Como por ejemplo en restaurantes, bares, cafeterías, hotelería, etc,
- Agropecuaria. Usado para el control de plagas, desinfección de gallineros, invernaderos, bombas de riego, etc.
- Industrial. A nivel industrial el GLP puede utilizarse en la industria alimentaria, procesos de calentamiento, fundición y soldadura, cerámica, electricidad y energía térmica
- Petroquímica. Utilizado como materia prima para la obtención de propano, propilenos, butanos, butenos, alcoholes aldehidos, plásticos, detergentes.
- Transporte. Como combustible para el motor de automóviles, tractores, trenes y camiones.

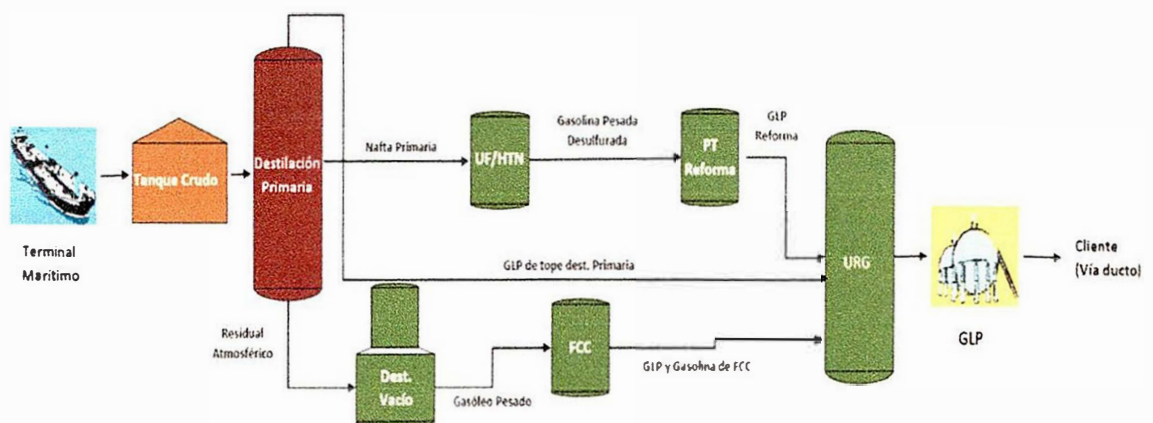
3.3.6. *Procesos de refinación del crudo para la obtención del GLP*

El gas licuado de petróleo es obtenido mediante la refinación de un crudo petrolero ó gas natural, para el presente informe en la siguiente imagen se muestra la obtención del GLP mediante la refinación de un crudo petrolero. El crudo de petróleo proviene de buques vía marítima, luego este crudo es descargado en tanques de almacenamiento donde reposan aproximadamente 24 horas para decantar el agua libre y posteriormente drenarlo hacia efluentes. Luego, el crudo ingresa a una desaladora (deshidratación) para remover las sales contenidas. Culminado el proceso de desalado ingresa a una serie de intercambiadores de calor para luego ingresar a un horno donde es

precalentado cerca de su temperatura flash, para finalmente ingresar a la columna de destilación donde se obtienen los diferentes cortes del petróleo de acuerdo a sus temperaturas de ebullición. Del tope de la columna se obtiene el GLP, pero este gas licuado es un producto no comerciable por lo que debe ser sometidos a diferentes tipos de procesos para cumplir todos los requisitos indicados en la NTP-321007-2002 (lavados con aminas y soda en la unidad recuperadora de gases URG para controlar la corrosión). Adicional a lo mencionado, otras corrientes obtenidas de la destilación pueden pasar por diferentes procesos para obtener una mayor cantidad de GLP como: Reformado catalítico, cracking catalítico (FCC), entre otros.

Figura 19

Proceso general de refinación del crudo para obtener el GLP



Nota. Basado en Descripción general de la producción del GLP (p. 3), Refinería La Pampilla S.A.A., 2020.

3.3.7. Métodos de transporte y almacenamiento del GLP

El GLP producto de la refinación del crudo petrolero puede ser almacenado en recipientes esféricos o tipo cilindros para cuando se requiera despachar vía ducto o cisterna.

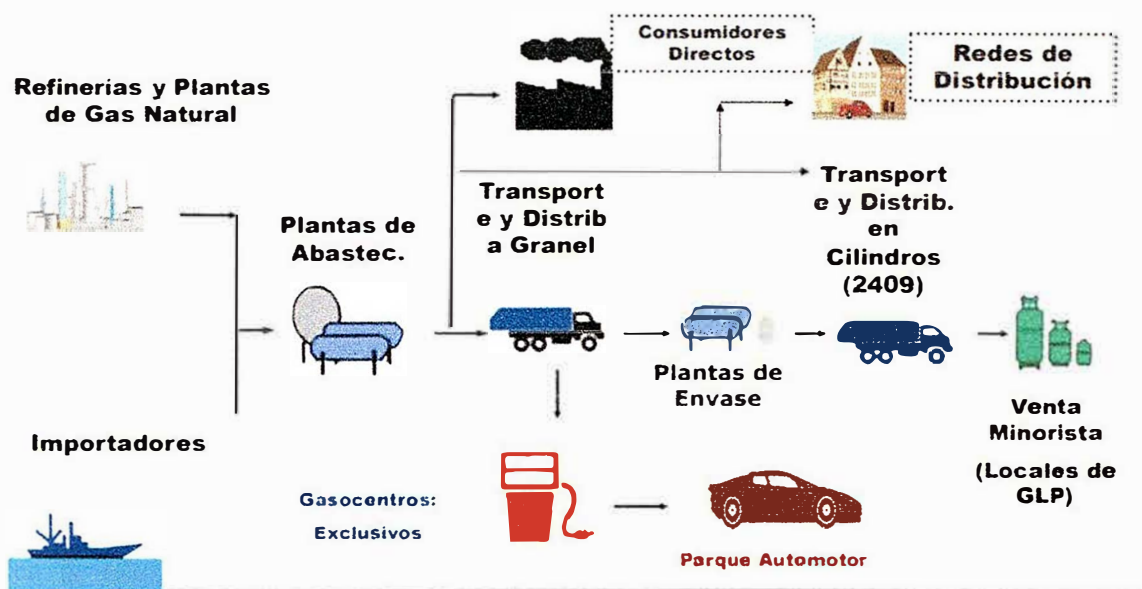
Los recipientes a presión más adecuados son las esferas debido a que reducen la

evaporación del GLP ello debido a la geometría de la esfera (genera menor superficie de contacto con la atmósfera en comparación a la superficie de otros recipientes).

El transporte para distribuir el GLP dependerá de la ubicación de las plantas productoras de GLP y la ubicación del destinatario final (cliente final). Debido a ello el transporte puede vía ducto, cisterna (carretera o cisterna) y mar.

Figura 20

Cadena de comercialización del GLP



Nota. Imagen tomada de El DME: Próximo regalo de los Yacimientos de Camisea (p.4), por MINEM, 2023.

3.3.8. Descripción de un sistema de ducto de GLP

El ducto consta de un sistema de tuberías, de bombeo, instrumentos de control como válvulas automáticas, transmisores de flujo y presión diseñadas para transportar el GLP desde la planta productora (tanques de almacenamiento) hacia una unidad receptora. Los ductos deben contar con una trampa de lanzamiento y recepción que son utilizados para las inspecciones internas

de las tuberías enterradas. Todo ducto debe contar con un sistema de inspección periódica (como inspecciones visuales, sistema de patrullaje y un plan de mantenimiento), además debe contar un sistema de protección (como protección catódica) para prevenir los ataques de corrosión a las que se encuentra expuesto como pinturas.

3.3.9. *Integridad de un sistema de ducto*

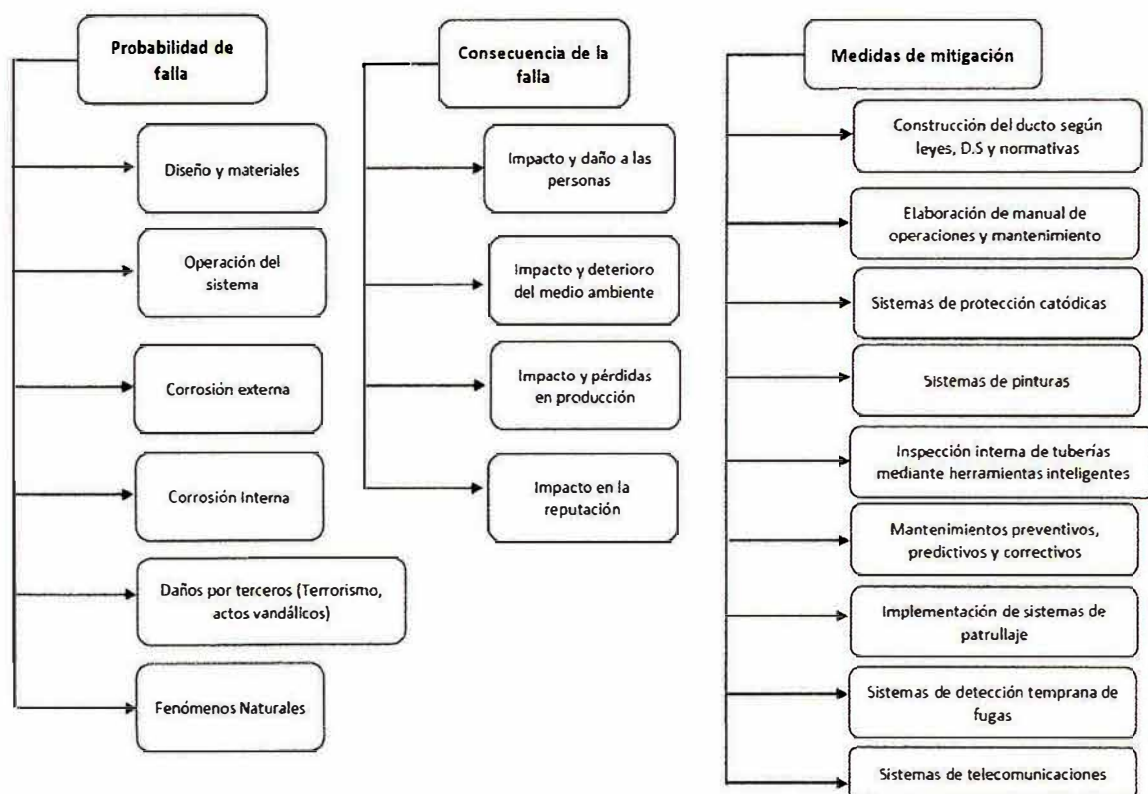
Los ductos, también conocidos como oleoductos, transportan productos peligrosos a presión (mediante un sistema de bombeo) a través de la propiedad pública, esta operación expone de ciertos riesgos a las comunidades que se encuentran a su alrededor y al medio ambiente pero el ducto también se puede ver afectado por daños causados por terceros o desastres naturales que pueden generar derrames. Mencionado lo anterior se debe tener una correcta gestión en la operación del ducto e integración con el público cercano. La integridad de la tubería se refiere a tener una operación libre de efectos adversos a las instalaciones, personas, medio ambiente y para lograr ello se deben desarrollar diferentes actividades que involucren el diseño, operación, mantenimiento e inspección (Naranjo, 2011, p. 33).

El decreto supremo N° 081-2007 menciona que un sistema de ducto debe estar sujeto a un plan de integridad basados en las normas ANSI/ASME B31.4 (Sistema de Transporte de hidrocarburos líquidos, gas licuado de petróleo, amoníaco anhidro y alcohol para transporte de hidrocarburos líquidos) y API 1160 (gestión de la integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos) en lo que fuera aplicable (Valencia, 2009, p. 16).

En la figura 21 se muestran los posibles eventos, consecuencias y medidas de mitigación que se deben tener en cuenta para una correcta gestión de integridad del ducto.

Figura 21

Probabilidad de falla, consecuencias y medidas de mitigación en un ducto



Nota. Elaboración basada en (Estrategia de control de corrosión interior en ductos de gas (p.25), por Valencia, 2009).

3.3.9.1. Construcción del ducto según leyes, D.S. y normativas. La construcción y operación del ducto de GLP se basa en el D.S. 081-2007-EM “Transporte de hidrocarburos por ducto”: En este decreto supremo se incluyen disposiciones internacionales referidas a construcción, integridad, requisitos para otorgar permisos de funcionamiento y normas seguridad para transporte de hidrocarburos.

Norma ANSI/ASME B31.4 “Sistemas de Transporte de Líquidos para Hidrocarburos, gas licuado de petróleo, amoníaco anhidro y alcohol”: En esta norma menciona los requisitos para diseño (materiales), construcción, inspección de tuberías para el transporte de líquidos.

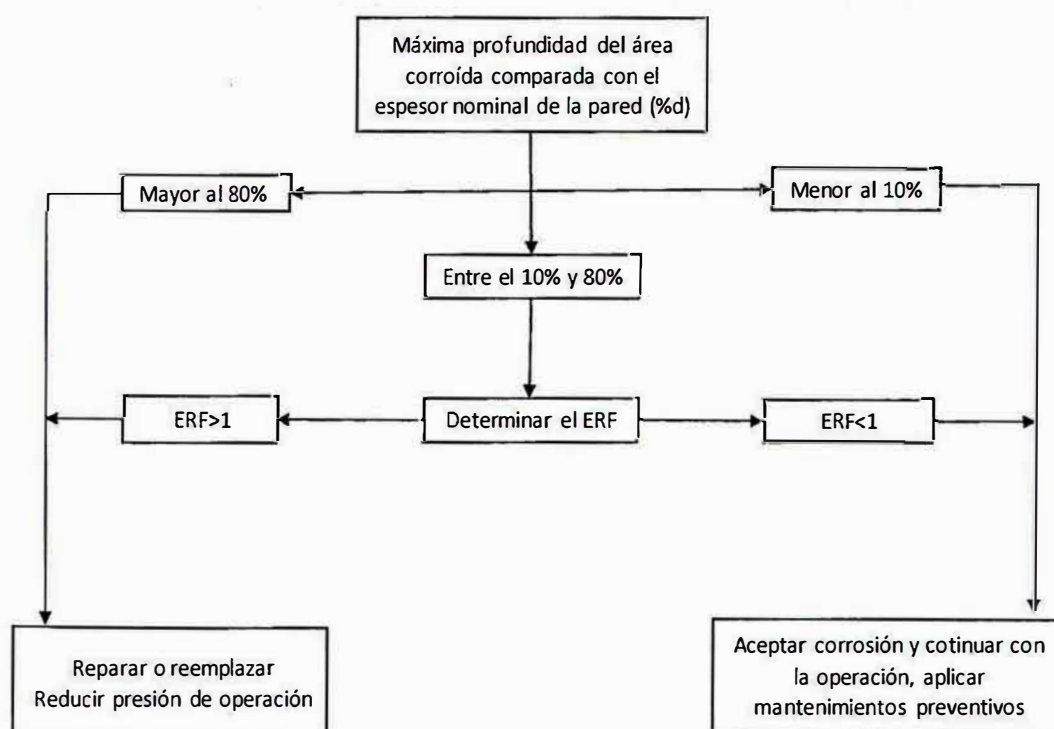
API 1160 “Gestión de la integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos”: Esta norma API son practicas recomendadas (RP) que mencionan principios de integridad en todos los sistemas de tuberías. Siendo las más resaltantes los criterios para evaluación de defectos (anomalías), donde indica que luego de culminar la inspección interna de un ducto enterrado mediante el uso de herramientas inteligentes se debe emitir un informe alertando al usuario (dueño del ducto) sobre las anomalías que requieren atención inmediata para que puedan tomar acción en un plazo no menor a 5 días de ser informados. Las anomalías de respuesta inmediata generan condiciones potencialmente graves para la integridad del ducto por lo que es importante que el usuario elimine estas anomalías y de no poder realizarlo deberá evaluar reducir temporalmente la máxima presión de operación o cerrar el ducto hasta que sea reparada. Para que una anomalía sea considerada como respuesta inmediata debe cumplir con ciertos criterios, los cuales son:

- Una abolladura en cualquier parte de la tubería que indique posible fisura.
- Una anomalía a criterio del evaluador basada en los datos obtenidos de la prueba con la herramienta inteligente.
- Pérdida de metal superior al 80% del espesor de la pared de la tubería. Si el defecto es menor al 10% del espesor de la tubería no representa ninguna amenaza para la integridad del ducto. Si la pérdida de metal es menor a 80% y mayor a 10% el defecto no requiere atención inmediata, pero es necesario calcular el ERF (factor estimado de reparación o resistencia restante de la tubería en la pérdida del metal), este factor estimado se obtiene del cociente de la presión de operación máxima admitida en el ducto MAOP y la presión segura a la que se puede operar con un defecto o anomalía (calculados según ASME B31G) sin ser una amenaza para la integridad del ducto (Naranjo, 2011, p. 85).
- $ERF > 1$, caso contrario si $ERF < 1$ el defecto es aceptable.

Si la anomalía detectada no cumple con el criterio de anomalía con respuesta inmediata se tiene entre 270 días y 540 días para reparar la anomalía detectada (API 1160, 2019, p. 47). En la figura 22 se resumen los criterios de aceptación de defecto.

Figura 22

Criterios de aceptación de un defecto



Nota. La máxima profundidad de área corroída y el ERF se calcula con las fórmulas y tablas mencionadas en ASME B31G. Elaboración basado en el Manual para determinar el esfuerzo remanente de líneas corroídas (p.9), por ASME B31G, 1991.

ASME B31G "Manual para determinar el esfuerzo remanente de líneas corroídas". Este manual está basado en una serie de pruebas de laboratorio y pruebas experimentales a escala real donde se evaluó el comportamiento de diferentes defectos a lo largo de una tubería y con ello se desarrollaron expresiones matemáticas (formulas semi empíricas), estas fórmulas se basaron en el

principio de la mecánica de fractura donde indica que la resistencia de un material a fracturarse varía en presencia de algún defecto, relacionándose con el tamaño del defecto y la dureza del material). Estas fórmulas ayudan a determinar si el área corroída puede afectar a una ruptura en la tubería (Para mayor detalle sobre las fórmulas matemáticas ver anexo 2) y los criterios de aceptación se resumen en lo mencionado en las normas API 1160. Cabe mencionar que estos cálculos son realizados por la herramienta inteligente luego pasar por el interior de la tubería.

3.3.9.2.Sistema de protección catódica. Los materiales metálicos usados para la construcción son aleaciones que fueron obtenidos a través del procesamiento de minerales (estado natural del metal), con el paso del tiempo estos tratan de alcanzar su estado natural (estado energético de menor potencial que le permite estabilizarse termodinámicamente). Mencionado lo anterior se puede definir a la corrosión como el desgaste (deterioro) de los materiales metálicos y sus aleaciones, producidas generalmente por reacciones electroquímicas para alcanzar un estado energético de menor potencial (Salazar-Jiménez, 2015, p. 2).

3.3.9.3.Corrosión electroquímica. La corrosión electroquímica involucra un flujo de corriente eléctrica entre electrodos (cátodos y ánodos) donde ocurren las reacciones oxidación/reducción y una solución llamada electrolito (medio conductor) capaz de conducir corriente. El ánodo se oxida, libera electrones (elemento donde ocurre la corrosión) y el cátodo se reduce, gana electrones.

$\text{Metal} \rightarrow \text{Metal}^{n+} + ne^{-}$ Reacción de oxidación que ocurre en el ánodo (corrosión)

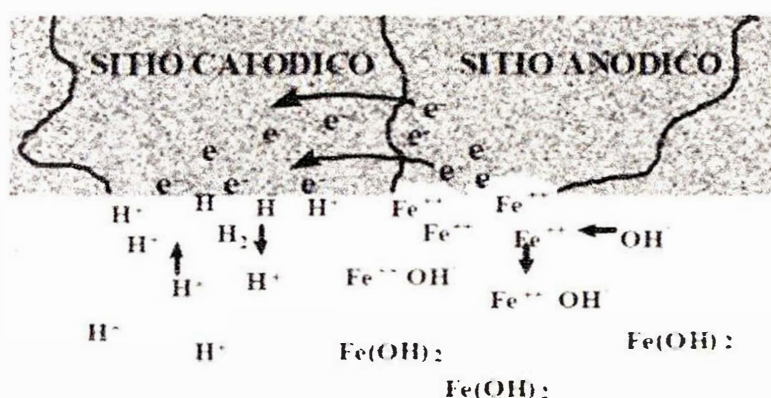
$\text{Metal}^{n+} + ne^{-} \rightarrow \text{Metal}$ Reacción de reducción que ocurre en el cátodo

En una misma superficie metálica (tubería enterrada, por ejemplo), donde el medio conductor es el suelo (electrolito) con el que está en contacto, pueden existir muchos sitios

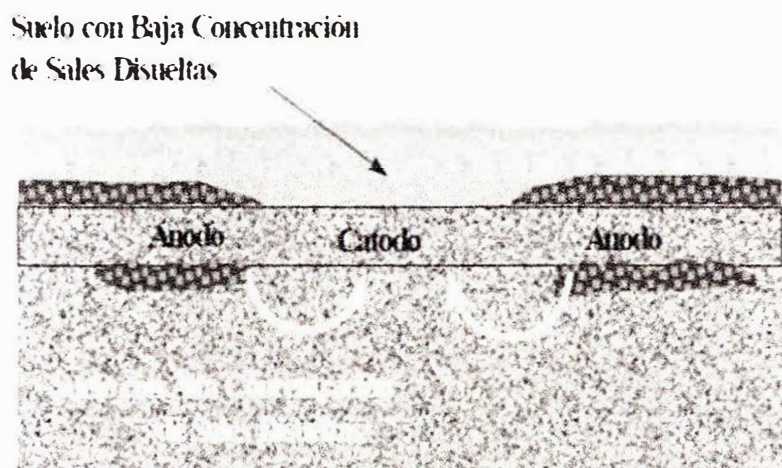
anódicos y catódicos microscópicos (diferencias de potencial debido a la distribución desigual en la tubería, soldaduras, contaminantes y distintos medios a los que está expuesta la tubería) el cual se puede generar una transferencia de electrones y dar lugar al proceso de corrosión (Coronado, 2021, p. 20 y 21). En las figuras 23 y 24 se muestra una vista microscópica de una celda de corrosión y celda por diferencias de concentración de una tubería enterrada.

Figura 23

Vista microscópica de una celda de corrosión



Nota. Tomada de Diseño de sistema de protección catódica para tubería en campo de producción de petróleo (p.16), por Coronado, 2021 (<http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/8422>).

Figura 24*Celdas por concentración*

Nota. Tomada de Diseño de sistema de protección catódica para tubería en campo de producción de petróleo (p.18), por Coronado, 2021 (<http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/8422>).

3.3.9.4. El potencial electroquímico. El potencial electroquímico de un metal indica su resistencia a la corrosión. Mientras sea más positivo el valor del potencial, más resistente (noble) es el metal, mientras sea más negativo su valor, más reactivo es el metal y tiende a corroerse (Salazar-Jiménez, 2015, p. 3). En la figura 25 se puede observar el orden de los potenciales electroquímicos de ciertos metales, de dicha figura se entiende que un mismo medio (electrolito) el zinc, magnesio y aluminio tienen mayor velocidad de corrosión en comparación que el hierro, este criterio es utilizado para las protecciones catódicas de algunos materiales metálicos (Velez, 2020, p. 1).

Figura 25

Serie galvánica de algunos metales y aleaciones



Nota. Se muestra el potencial electroquímico (resistencia de un metal a la corrosión). Tomada de Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores y control para la protección de materiales (p.4), Salazar-Jiménez, 2015 (http://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/2417).

3.3.9.5. Protección catódica. Protección catódica es la metodología usada para reducir y eliminar la corrosión de un metal a proteger, lo que se busca es que el potencial electroquímico del metal a proteger se vuelva más electronegativo y esto se logra mediante la aplicación de corriente impresa o mediante el uso de un material de sacrificio de menor potencial químico como el zinc, magnesio y aluminio (Clavijo, 2014, p. 42). Se sabe que una tubería puede tener tramos catódicos y anódicos donde en esta última se lleva a cabo la corrosión, la protección catódica hace que toda la estructura de la tubería funcione como cátodo para disminuir la velocidad de corrosión.

Protección Catódica por ánodos de sacrificio consiste en proteger a un metal que inicialmente se comportaba como ánodo, esto se logra usando un metal de menor potencial electroquímico para que éste último funcione como nuevo ánodo (tienda a corroerse). Quiere decir que, debido a la diferencia de potencial de ambos metales, los electrones fluyen desde el nuevo

ánodo hacia el material a proteger, funcionando ahora como cátodo. Estos metales que se sacrifican suelen llamarse ánodos de sacrificio, siendo los más comunes y usados el zinc, aluminio y magnesio.

Protección Catódica por corriente impresa, este tipo de protección se utiliza cuando se tenga un suelo con resistividad elevada (dificulte el flujo de electrones) o cuando la cantidad de ánodos de sacrificio no brinda la cantidad de corriente necesaria para la protección del metal. Este tipo de protección tiene un proceso similar a la protección catódica por ánodo de sacrificio, la diferencia consiste en transmitir corriente continua para garantizar la celda electrolítica. Para lograr lo anterior es necesario tener en cuenta 4 elementos:

- La estructura por proteger, puede ser tramos de tuberías
- Una fuente de alimentación de corriente
- Un rectificador para transformar la corriente alterna en continua.
- Ánodos para garantizar un diferencial de potencial (chatarras de hierro, carbón, grafito).

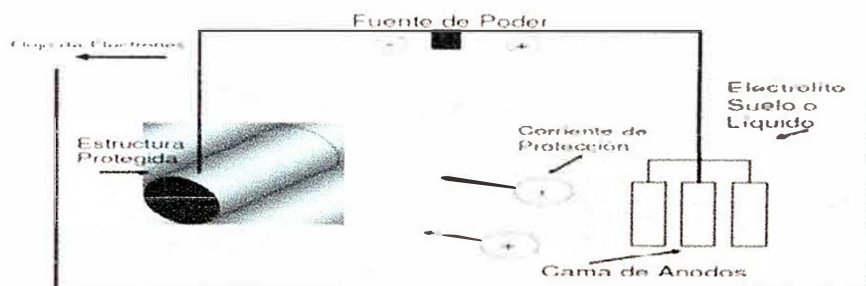
Estos ánodos tienen menor tasa de consumo en comparación los ánodos de sacrificio convencionales (zinc, magnesio, aluminio), ello genera larga vida al sistema.

Para descargar tanta corriente de protección como sea deseada el polo negativo de la fuente de corriente debe estar conectado a la estructura a proteger (tubería), mientras que su polo positivo debe ser conectado al conjunto de ánodos (para que sea corroído). En la figura 26 se muestra el funcionamiento de un sistema de protección por corriente impresa.

Para asegurar un correcto funcionamiento de la protección catódica se debe cumplir con inspecciones periódicas tales como calibración y revisión de los rectificadores e interruptores de corriente cada dos meses, inspección de las camas anódicas cada 6 meses y medición de los potenciales ON/OFF de manera anual (ASME B31.4, 1992, p. 109).

Figura 26

Sistema de protección catódica por corriente impresa



Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.11), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

La normativa de la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión NACE SP 0169-2013 “Control de la corrosión externa en tuberías metálicas enterradas o sumergidas” menciona que de manera anual se debe verificar la eficacia del sistema de protección catódica, también indica los criterios de protección catódica para tuberías enterradas y sumergidas de acero al carbono y fundido dúctil, para ello se debe cumplir con uno o más de los siguientes criterios:

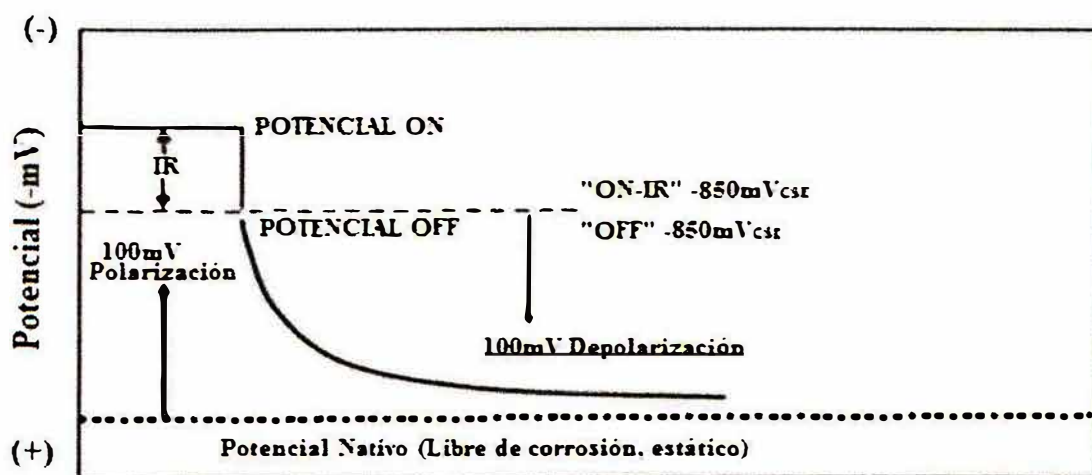
- Criterio N°1 (Potencial O₂): Un potencial estructura-electrolito (catódico) mínimo de -850 mV o más negativo con la protección catódica aplicada (encendida). Este potencial debe se medido con respecto a un electrodo de referencia como Cu/CuSO₄ (CSE) en contacto con el electrolito como por el ejemplo el suelo (Clavijo, 2014, p. 47).
- Criterio ° 2 (Potencial Instant OFF): Un potencial polarizado mínimo de -850 mV o más negativo cuando haya transcurrido unos segundos de haber apagado el sistema de protección catódica. Este potencial debe se medido con respecto a un electrodo de referencia como Cu/CuSO₄ (CSE) en contacto con el electrolito (Clavijo, 2014, p. 49).
- Criterio N° 3: Un mínimo de -100 mV de polarización entre la superficie protegida y un

electrodo de referencia como Cu/CuSO₄ (CSE) en contacto con el electrolito (Clavijo, 2014, p. 50).

Estos criterios mencionados aplican en ciertas condiciones de temperatura (20°C-25°C) y amplia variedad de tipos de suelos, pero en condiciones como elevadas temperaturas, presencia de suelos con alto contenido de sulfuros, bacterias (ambientes ácidos) se deben aplicar otros criterios. Los potenciales mencionados en el criterio N° 1 y N° 2 se deben ajustar a -950mV y el potencial de polarización mencionado en el criterio N° 3 se debe ajustar a -250mV para suelos con temperaturas superiores a 60°C, para el caso suelos con presencia de bacterias sulfo-reductoras y elevadas temperaturas (mayores de 60°C) se conserva el criterio de -950mV mas no el tercer criterio donde el potencial mínimo de polarización debe ser -300mV (Naranjo, 2011, p. 40).

Figura 27

Criterios de protección catódica según NACE SP0169-2013



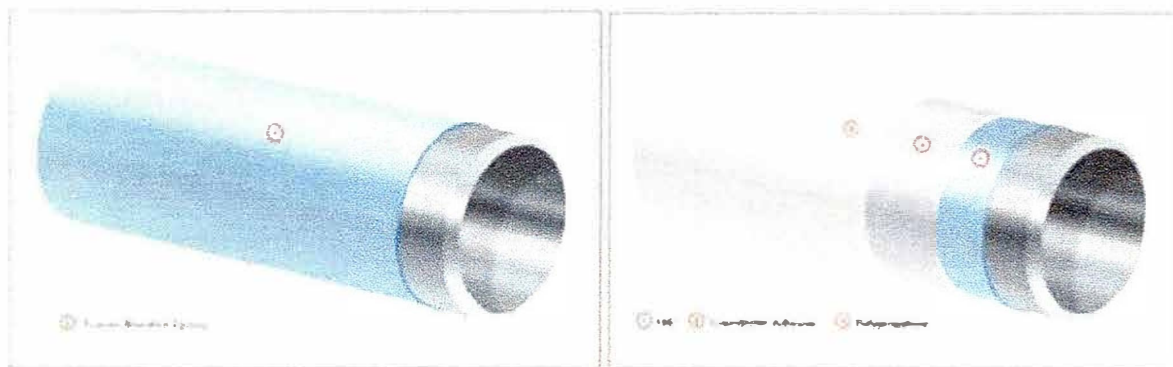
Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.40), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

3.3.9.6. Sistemas de protección mediante recubrimientos y pinturas. El sistema de recubrimiento se usa para aislar la estructura (tubería) a proteger del medio electrolítico (suelo) para evitar la formación de una celda electrolítica (prevenir la corrosión). Adicionalmente los recubrimientos deben resistir tensión mecánica (producto del movimiento de suelos debido sismos, movimiento de rocas), humedad y cambios de temperatura (Naranjo, 2011, p. 12). La norma NACE RP 0169-2013 en su sección 5 menciona las propiedades y características que deberían tener los recubrimientos:

- Aislante eléctrico para prevenir el flujo de electrones entre el electrolito (suelo) y el medio protegido (tubería).
- No debe absorber el agua o humedad provenientes del electrolito (suelo).
- Su imprimación no debe afectar a las propiedades de la estructura a proteger (tubería). Además, debe tener una afinad para adherirse a la tubería a proteger y tener resistencia a su desprendimiento.
- Resistencia a tensión mecánica del medio electrolítico (suelo).
- Alta capacidad para soportar los rayos UV, almacenamiento y manipulación previo a uso.

Figura 28

Recubrimiento epóxico (FBE) y tri capa de polipropileno (3LPP)



Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.14), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

3.3.9.7. Inspección de tuberías mediante herramientas inteligentes. Este sistema de detección de fugas dinámica (llamada así porque se puede ser usado con el ducto en funcionamiento) permite conocer las anomalías internas, externas y ubicación a lo largo de la tubería para tomar decisiones de mantenimiento y así evitar futuras rupturas.

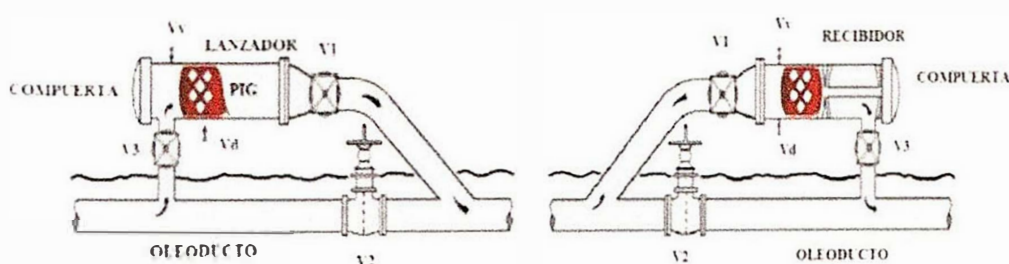
El movimiento de la herramienta a través del interior del ducto se logra por la aplicación de la presión que ejerce el fluido que transporta el ducto (pudiendo ser GLP, agua, nitrógeno, vapor). La herramienta (conocido también como pig, marrano y en inglés Pipeline Internal Gauge -SPIG) viaja por el interior a lo largo de la longitud del ducto siendo su punto inicial una trampa de lanzamiento (llamada también trampa de envío) diseñada para la inserción del pig en la tubería y a su vez mediante juego de válvulas no detener la operación del ducto. Luego de culminar todo su recorrido el pig es recibido en una trampa de recepción (llamado también trampa de recibo) que de igual manera que la trampa de recepción, mediante un juego de válvulas permite retirar el pig sin necesidad de detener la operación del ducto.

La inspección de la tubería enterrada inicia con corridas de pig de limpieza para remover los contaminantes, sedimentos, impurezas adheridas que pueden existir en el interior del ducto (como por ejemplo restos de soldadura producto de su construcción) ello con la finalidad de no generar lecturas erróneas o daños cuando se introduzca el pig inteligente, dependiendo de la cantidad de contaminantes en el interior de la tubería se puede realizar varias corridas con el pig de limpieza para asegurar la correcta inspección del ducto. Culminada con la limpieza en el interior del ducto, por la trampa de lanzamiento también ingresa el pig instrumentado (herramienta inteligente) para ser transportado por el interior del ducto y durante su recorrido tomar lectura de las anomalías como pérdida de metal (corrosión), deformaciones y tener la ubicación exacta de estas anomalías a lo largo del ducto. El recorrido final tanto de las herramientas de limpieza e inteligentes culminan en la trampa de recepción donde es retirado para la lectura y análisis de datos.

En la figura 29 se muestra los esquemas típicos de un lanzador y receptor de un ducto.

Figura 29

Lanzadores y recibidores típicos



Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.34), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

3.3.9.8. Tipos de herramientas de limpieza (herramientas de limpieza). Son herramientas que se encargan de la limpieza interna en el interior de la tubería. En muchos casos sirven para preparar la superficie y no distorsione las lecturas cuando se pase una herramienta inteligente.

- Chanchos de espuma son fabricadas de poliuretano, en caso de atascamiento se desintegran con el paso del tiempo para evitar obstrucciones en el ducto. Su diseño le permite no acumular sólidos frente a la herramienta y conducirlos hacia la trampa de recepción.

Figura 30

Chanchos de espuma

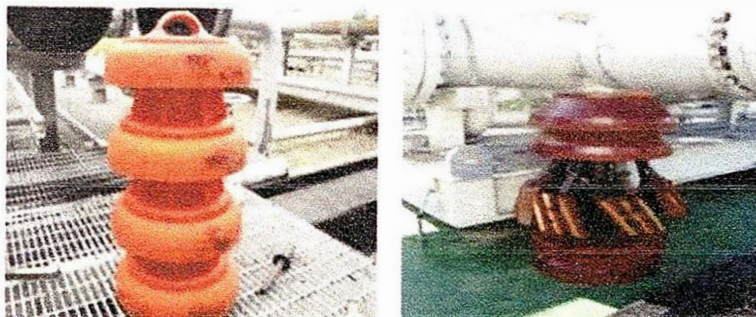


Nota. La figura muestra la acción de limpieza de un chanco. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.32), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

- Chanchos de cepillo utilizan cepillo de alambre para remover la mayor cantidad de sólidos impregnados en el interior del ducto.
- Chanchos de copas utilizan como elemento de sellado y limpieza copas o discos fabricados de elastómeros (se deforman al someterse a una fuerza, pero finalizada la fuerza aplicada regresan a su estado inicial).

Figura 31

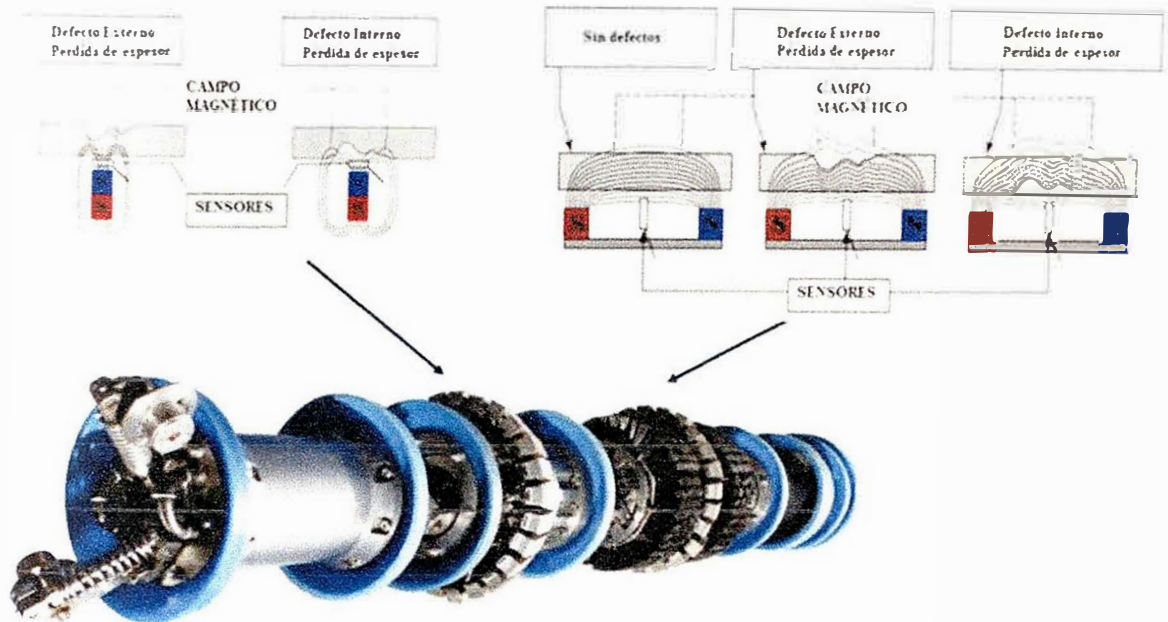
Chanchos de cepillo y copas



Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.33), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

- 3.3.9.9. Tipos de herramientas inteligentes (herramientas instrumentadas).** Son instrumentos utilizados para las lecturas de los defectos internos en las tuberías. En muchos casos se requiere pasar primero una herramienta de limpieza para posteriormente pasar la herramienta inteligente con la finalidad de descartar lecturas erróneas.
- Herramientas inteligentes que utilizan el principio de campo magnético MFL cuentan con imanes para introducir un campo magnético orientado hacia la pared de la tubería. La presencia de algún defecto causa desviación en el campo magnético pudiendo así determinar la ubicación y porcentaje de pérdida de espesor interna o externa en el ducto. En la figura 32 se ilustra el funcionamiento de una herramienta inteligente usando el principio de campos magnéticos.

Figura 32

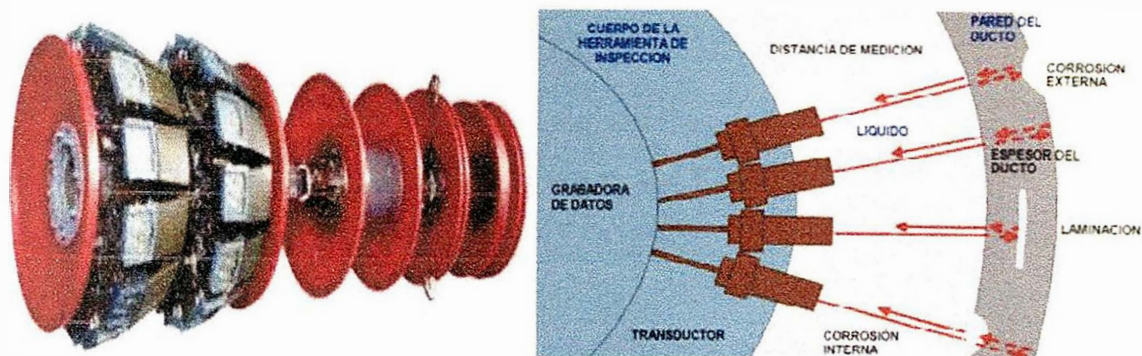
Herramienta inteligente magnético y funcionamiento

Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.27), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

- Herramientas inteligentes que utilizan el principio de ultrasonido utilizan transductores que emiten el pulso de ultrasonido. El pulso emitido por los transductores de la herramienta inteligente viaja a una velocidad conocida, choca con la pared del ducto, se refleja y regresa a los transductores, el tiempo que demora en regresar indica la presencia de algún defecto sea externo o interno. En la figura 33 se muestra el funcionamiento de una herramienta inteligente usando el principio de ultrasonido.

Figura 33

Herramienta de ultrasonido y funcionamiento



Nota. Tomada del Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados) (p.28), Naranjo, 2011 (<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>).

3.3.9.10. **Mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos.** De acuerdo con el D.S.

N°081-2007-EM el usuario del ducto debe implementar planes de mantenimiento para garantizar la integridad del ducto. Estos planes implican un sistema de patrullaje a lo largo del ducto, mantenimiento y calibración de válvulas de alivio, transmisores de flujo y presión, mantenimiento y monitoreo al sistema de protección catódica, inspecciones visuales del estado de pintura del ducto y medida de espesores mediante tecnologías como ultrasonido e inspecciones internas.

El usuario del ducto debe presentar anualmente (cada mes de marzo) los resultados obtenidos del plan de mantenimiento del ducto, así mismo cada mes de noviembre presentar los planes de mantenimiento del siguiente año. Todos estos planes deben presentarse ante Osinergmin (D.S. N° 081-2007-EM, 2006, p. 68).

3.3.9.11. **Implementación de sistemas de patrullaje.** Los sistemas de patrullaje consisten en realizar inspecciones periódicas para observar el estado y acciones que ocurren en las cercanías del ducto para tomar acciones correctivas sobre factores existentes o que pudieran afectar la integridad del ducto (actos vandálicos causados por terceros como robo de producto e invasiones, estado del ducto luego de un fenómeno natural, posibles fugas de producto y actividades de construcción cercanas como excavaciones).

En sistemas que transportan GLP la periodicidad del sistema de patrullaje no debe superar el tiempo de una semana y deben guardarse los registros del sistema de patrullaje que tengan un tiempo no mayor a 5 años (ASME B31.4, 1992, p. 85). Si de la inspección de patrullaje se detecta alguna anomalía debe aumentar la frecuencia de la inspección y tomar acciones para garantizar la integridad del ducto (D.S. N° 081-2007-EM, 2006, p. 66 y 73).

3.3.9.12. **Sistema de protección temprana de fugas.** También llamados sistemas de detección de fugas estáticos son instrumentos de control que detectan la ubicación de la fuga producida en un ducto mediante diferentes mecanismos como métodos basados en balance de materia y diferencia de temperatura (Meléndez-Pertuz et al., 2017, p. 6).

3.3.9.13. **Sistema de telecomunicaciones.** Se debe garantizar la comunicación ininterrumpida entre el usuario que opera el ducto y el usuario que recibe el producto del ducto para coordinar acciones operativas abastecimiento de producto y actuación en caso detectar alguna anomalía, debido a ello se debe estar equipado con dos sistemas de comunicación independientes para ser utilizados en caso uno de ellos falle, pudiendo ser radios de comunicación, teléfonos celulares o fijos (D.S. 081-2007-EM, 2006, p. 57).

3.3.10. *Uso del nitrógeno*

El nitrógeno es el gas más común usado para inertización en la industria, pero existen otros casos en los que podrían ser utilizados otros gases como: Dióxido de carbono, Vapor de agua e incluso gases de combustión se han utilizado como gases inertes cuando se ha podido establecer que en las condiciones operativas dadas tienen un comportamiento inerte.

El nitrógeno líquido al pasar a estado gaseoso se expande 697 su volumen líquido y debido a ello se comercializa en estado líquido -195.8°C (Halliburton, s. f., p. 10).

En plantas industriales el nitrógeno es utilizado para los siguiente:

- Inertizar tramos de tuberías o equipos
- Desplazar el oxígeno y prevenir la formación de atmosferas inflamables (El nitrógeno puro no mantiene la combustión; por lo tanto, se usa para desplazar el oxígeno en la atmósfera por encima de un material inflamable hasta el punto en que se considera inerte).
- Usado como sistemas de blanketing (método usado para mantener constantemente una capa protectora en la parte superior de la superficie de un recipiente y evitar degradación de sustancias sensibles).

El nitrógeno líquido es tan frío que puede causar quemaduras y debido a su gran capacidad de expansión puede desplazar al oxígeno gaseoso, debido a ello se debe tener precaución al manipular nitrógeno debido a que desplaza al oxígeno pudiendo provocar asfixia al personal que encuentre alrededor. Tener en cuenta las siguientes medidas de seguridad de tener algún evento indeseado con el uso de nitrógeno:

- Utilizar equipos de respiración autónoma
- Ventilar la zona
- Evacuar al personal cercano

- Bloquear válvulas raíces para erradicar la fuga de N_2
- En caso de incendio no agregar agua directamente debido a que chorro de agua se puede solidificar por las bajas temperaturas del N_2 .
- Utilizar los equipos de protección personal adecuados para la manipulación de envases o sistema de N_2 .

Tabla 6*Propiedades físicas y químicas del nitrógeno*

Estado físico	Gas
Apariencia	Líquido Incoloro
Masa molecular	28 g/mol
Color	Líquido Incoloro
Olor	Sin olor que advierta de sus propiedades
Punto de fusión	-210 °C
Punto de solidificación	No hay datos disponibles
Punto de ebullición	-195.8 °C
Temperatura crítica	-149.9 °C
Temperatura de autoignición	No aplica
Temperatura de descomposición	No hay datos disponibles
Inflamabilidad (sólido, gas)	No hay datos disponibles
Presión de vapor	No aplica
Presión crítica	3390 kPa
Densidad relativa de vapor a 20 °C	No hay datos disponibles
Densidad relativa	0.8
Densidad	808,5 kg/m ³ de densidad de líquido en el punto de ebullición y 1 atm
Densidad de gas relativa	0.97
Solubilidad	Agua: 20 mg/l

Nota. Tomada de la (Hoja de seguridad de nitrógeno (p.4), Linde, 2022).

3.4.Propuesta y contribuciones de su formación profesional

Líneas abajo se muestran los aportes realizados durante la gestión de un sistema de transferencia de GLP:

- Se actualizó el manual de operaciones y mantenimiento del ducto de transferencia de GLP cumpliendo el plazo estipulado en el D.S. N°81-2007 (cada 2 años) presentándose ante Osinergmin. Finalizado la actualización del manual de operaciones y mantenimiento se instruyó al personal operativo indicándoles los cambios realizados en los manuales. El manual inicial contenía la descripción de las instalaciones del ducto (tramos aéreos y enterrados), características del fluido a transportar (GLP), organización y funciones, filosofía de operación y planes de mantenimiento del ducto. Con el nuevo plan Sistema de Seguridad de Procesos (PSM) este manual se dividió en 4 partes siendo bases de diseño, descripción de la unidad, operación normal y mantenimiento.
- Por primera vez en la compañía se realizó la actividad de inspección interna del ducto de GLP cumpliendo con lo estipulado en el D.S. N°081-2007 (cada 5 años). Previo a realizar la actividad se realizaron procedimientos operativos, cálculos estimados de consumos de GLP y N₂ para cada lanzamiento de la herramienta. Se coordinó la instalación de facilidades para el venteo de GLP y desplazamiento con N₂ en las trampas de lanzamiento y recepción, se coordinaron los permisos necesarios para realizar actividades dentro de las instalaciones de la compañía receptora de GLP, se evaluaron los riesgos implicados en las maniobras a realizar y se gestionaron todos los implementos necesarios para que el personal operario realice las maniobras con la mayor seguridad posible como mascarilla de filtro de gases, detectores portátiles de gases y explosímetros, extintores, mangueras contra incendios, traje completo para bomberos para actuar en caso de algún incidente e

instalación de facilidades para los venteos de GLP y desplazamientos con N₂.

- Para los inconvenientes presentados durante el lanzamiento de la herramienta de limpieza en el interior del ducto se contribuyó realizando nuevos procedimientos operativos para su rescate (cuando esta se atoro), se realizaron nuevos estimados de la cantidad de GLP y N₂ a utilizar para su rescate y finalizar los lanzamientos de la herramienta.
- Se contribuyó al seguimiento y cumplimiento del plan de mantenimientos e inspecciones del ducto de GLP (calibración de PSV realizados cada dos años, detectores de gases realizado de manera anual, instrumentos de presión y flujo realizado cada dos años), mantenimiento de bombas, revisión del recubrimiento de pintura, realización de la medición de espesores del tramo aéreo del ducto de GLP y medición del sistema de protección catódica.
- Se revisaron y evaluaron los resultados de las pruebas del pase de la herramienta inteligente y en base al API 1160 se evaluaron si los defectos requieren atención inmediata o constante monitoreo.
- De manera bimensual se contribuyó a la coordinación de la medición y evaluación de los potenciales del sistema de protección catódica del ducto enterrado (En cumplimiento de la norma NACE SP0169-2013).
- Se contribuyó en la coordinación y revisión de los informes diarios del sistema de patrullaje del ducto de GLP, así como revisión de la normativa ASME B31.4 verificándose que la frecuencia de inspección debería semanal mas no diaria como se venía realizando (En el anexo 3 se muestra el formato de una inspección de patrullaje).

3.4.1. *Objetivos y justificación del uso de las técnicas propuestas*

- La lectura de los potenciales de protección catódica del tramo enterrado del ducto se basa en la normativa NACE SP-0169-2013 “Control de la corrosión externa en sistemas de tuberías metálicas enterradas o sumergidas”, donde se miden los potenciales ON (protección encendida) e instant OFF (1.6 segundos ON y 0.4 segundos OFF) en ciertos tramos de la tubería enterrada y de no cumplir con los criterios de aceptación mencionadas en la normativa se toman acciones correctivas.
- En el título VI y anexo 2 del DS. N° 081-2007-EM “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos” menciona los lineamientos a seguir para las actividades relacionadas actualización de los manuales de operación y mantenimiento, programas de inspección, patrullaje y mantenimiento que garanticen la integridad del ducto de GLP.
- El procedimiento operativo para la inserción, lanzamiento y retiro de la herramienta se realizó siguiendo las recomendaciones del dueño de las herramientas para respetar la velocidad de lanzamiento: 0.5 m/s – 1 m/ y, el diferencial de presión de lanzamiento y movimiento de mínimo 4 bar y 2 bar respectivamente. En este procedimiento se estimaron los volúmenes utilizados como nitrógeno y GLP para el lanzamiento de dos herramientas (una para el pig de limpieza y otra para el pig inteligente).
- La lectura de los defectos obtenidos por la herramienta inteligentes se basó en la normativa ASME B31G “Manual para determinar el esfuerzo remanente de líneas corroídas”. Esta normativa es una base para examinar el comportamiento de las fallas (defectos) de distintos tamaños causados por la corrosión en una tubería relacionados a la presión que se encuentran expuestas que podrían causar una ruptura del metal.
- La normativa API1160 “Gestión de integridad del sistema de tuberías de líquidos

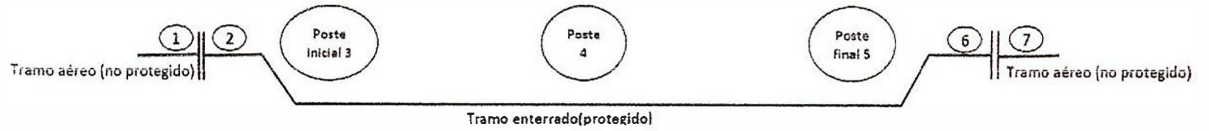
peligrosos”, brinda criterios y recomendaciones para evaluar la anomalías o defectos encontrados luego de la inspección interna del tramo enterrado del ducto.

3.4.2. *Cálculos y determinaciones de indicadores de gestión para evaluar y monitorear la propuesta*

3.4.2.1. Datos tomados de la protección catódica. El sistema de protección catódica que utiliza en esta refinería es la protección catódica por corriente impresa y se utiliza para proteger el tramo enterrado del ducto de GLP. Este sistema se comprende de un transformador, rectificador, postes para la medición de potenciales y camas anódicas enterradas (ánodos de titanio), estos cuentan con un plan anual de mantenimiento. Para verificar el correcto funcionamiento de este sistema de protección y debido a que no se tiene un sistema de medición de visualización remota, se tiene un contrato con una empresa contratista que mide los potenciales a lo largo del ducto, esta medición se realiza cada 2 meses. La protección catódica de un sistema enterrado se basa en la normativa NACE SP 0169-2013 donde se miden los potenciales ON e instant OFF y de no cumplir con los criterios de la normativa se toman acciones correctivas. Estas mediciones de los potenciales se realizaron en el tramo 1 previo al entierro de la tubería (no protegido), diferentes puntos del ducto enterrado protegido con corriente impresa (2, 3, 4, 5 y 6) y un tramo aéreo saliente 7 (no protegido). En cada tramo se realizaron tres mediciones de potenciales ON (protección encendida) y OFF (1.6segundos ON y 0.4 segundos OFF). En la figura 34 se muestra un diagrama de los puntos donde se tomaron los potenciales (En el anexo 4 se muestra mayor detalle de las lecturas de los potenciales tomados) y en las tablas 7 y 8 se muestran las lecturas de los potenciales ON y OFF en cada tramo del ducto.

Figura 34

Representación de la protección catódica por corriente impresa en el ducto de GLP



Nota. Tomada del (Monitoreo de potenciales de protección catódica en el ducto GLP de RELAPASAA a SOLGAS, por Inoñan, 2022).

Tabla 7

Potenciales ON medido en cada tramo del ducto GLP

POTENCIALES "ON"				
Puntos de medición	Potencia N° 1 (V)	Potencia N° 2 (V)	Potencia N° 3 (V)	Potencia promedio (V)
1	-0.579	-0.578	-0.581	-0.579
2	-1.533	-1.531	-1.534	-1.533
3	-1.547	-1.549	-1.549	-1.548
4	-1.585	-1.587	-1.589	-1.587
5	-1.538	-1.541	-1.541	-1.540
6	-1.504	-1.509	-1.511	-1.508
7	-0.297	-0.298	-0.296	-0.297

Nota. Tomada del (Monitoreo de potenciales de protección catódica en el ducto GLP de RELAPASAA a SOLGAS, por Inoñan, 2022).

Tabla 8

Potenciales OFF medido en cada tramo del ducto GLP

POTENCIALES "INSTANT OFF"				
Puntos de medición	Potencia N° 1 (V)	Potencia N° 2 (V)	Potencia N° 3 (V)	Potencia promedio (V)
1	-0.567	-0.564	-0.563	-0.565
2	-1.155	-1.149	-1.153	-1.152
3	-1.139	-1.136	-1.134	-1.136
4	-1.177	-1.171	-1.179	-1.176
5	-1.131	-1.139	-1.137	-1.136
6	-1.128	-1.126	-1.126	-1.127
7	-0.256	-0.257	-0.256	-0.256

Nota. Tomada del (Monitoreo de potenciales de protección catódica en el ducto GLP de

RELAPASAA a SOLGAS, por Inoñan, 2022).

3.4.2.2. Cálculos previos para realizar la actividad de lanzamiento de las herramientas de

limpieza e inteligente. Los cálculos previos comprenden la estimación del diámetro interno de la tubería enterrada de 8", estimación del volumen requerido y tiempo de llegada de la herramienta desde la trampa de lanzamiento hasta la trampa de recepción y estimación de la cantidad de nitrógeno para desplazar el contenido de GLP remanente en las trampas.

Estimación del diámetro interno de la tubería del ducto de GLP. De la siguiente tabla 2 se sabe que la tubería enterrada del ducto de GLP es 8" SCH40 ASTM A 106 Gr.B y en la tabla 9 se muestra los pesos y espesores de la tubería SCH40 por cada diámetro nominal. Ello quiere decir que para un diámetro nominal de la tubería de acero al carbono SCH40 se tiene un espesor de pared único, por ejemplo, para una tubería de acero al carbono SCH40 de diámetro nominal 8" se tiene un espesor de 0.32". Mencionado lo anterior se puede calcular el diámetro interno de una tubería y para ello debemos restar el diámetro externo (8") menos dos veces el espesor (0.32") de la tubería de acero al carbono del ducto.

$$D_{interno} = D_{externo} - 2D_{espesor}$$

Tabla 9*Medidas de una tubería de acero al carbono SCH40*

SCH 40								
	N.D.	O.D.	WALL THICKNESS		NOMINAL WEIGHT		Presión	
Item	(inch)	(mm)	(inch)	(mm)	(inch)	(kg/mtrs)	(lbs/ft)	PSI
1	6"	168.3	6.625	7.11	0.28	28.26	18.97	1780
2	8"	219.1	8.625	8.18	0.322	42.55	28.55	1570
3	10"	273	10.75	9.27	0.365	60.29	40.48	1430
4	12"	323.8	12.75	10.31	0.406	79.7	53.52	1340
5	14"	355.6	14	11.13	0.438	94.55	63.44	1310

Nota. Basado en la (Ficha técnica de tubería de acero al carbono ASTM A-53 SCH40, por F. Eberhardt S.A., 2014) (<https://www.studocu.com/pe/document/universidad-catolica-los-angeles-de-chimbote/mecanica-de-suelos/fichatecnica-sch-40-ficha-tecnica/37995296>).

De lo mencionado anteriormente se obtiene:

$$D_{\text{interno}} = 7.981 \text{ pulg} < > 0.2027 \text{ m}$$

Estimación del volumen de transferencia de GLP requerido y tiempo de llegada de la herramienta desde la trampa de lanzamiento hasta la trampa de recepción. Debido a que el proceso de transferencia tiene varios años de operación se cuenta con datos de operación como longitud del tramo aéreo, enterrado, dimensiones de las trampas de lanzamiento y recepción, flujo másico, densidad del GLP y diámetro interno del ducto del cálculo anterior, en base a ello se estimó el tiempo de llegada de las herramientas (Este tiempo de llegada depende mucho del flujo másico de transferencia de GLP).

$$A_{\text{transferencia}} = \pi * \frac{D_{\text{interno}}^2}{4}$$

$$A_{\text{transferencia}} = 0.0323 \text{ m}^2$$

Calculado el área de transferencia y teniendo como datos la longitud del tramo enterrado (740 metros), volumen de cada trampa (0.2587 m³) y densidad de GLP (559 kg/m³) obtenidos en las tablas 2 y 3 respectivamente se puede calcular al volumen de GLP contenido en el tramo

enterrado del ducto.

$$Masa\ tramo\ enterrado_{GLP}(t) = \frac{Densidad_{glp}}{1000} * (Longitud_{enterrado} * Area_{transferencia})$$

De lo anterior se calcula 13.35 toneladas de GLP dentro del tramo enterrado del ducto.

$$Masa\ de\ GLP\ requerido\ para\ cada\ trampa(t) = \frac{Densidad_{glp}}{1000} * Volumen_{trampa}$$

De lo anterior se calcula 0.1446 toneladas de GLP para llenar cada trampa, para iniciar el lanzamiento de la herramienta se requiere llenar con GLP las trampas y finalizado el lanzamiento se requiere ventear el GLP contenido en las trampas para el retiro de la herramienta, ello hace un total de 0.2892 toneladas de GLP para cada lanzamiento. Sumando la cantidad de GLP contenido dentro del ducto más la cantidad de GLP requerido en cada trampa por lanzamiento se obtiene el volumen de 13.64 toneladas de GLP por cada lanzamiento.

Debido a que inicialmente los especialistas y dueños de la herramienta mencionaron que se realizaría 1 o 2 lanzamiento de la herramienta de limpieza y un instrumentado estimó tener en stock 42 t de GLP para las pruebas.

El flujo másico se obtiene desde los transmisores de flujo ubicado en el ducto de GLP, asumiendo un flujo másico de 30 t/h relacionado con la densidad del GLP ($0.559\ t/m^3$) podemos calcular el flujo volumétrico ($53.667\ m^3/h$) y ello relacionado con el área de transferencia calculada anteriormente ($0.0323\ m^2$) se obtiene la velocidad de transferencia ($0.462\ m/s$).

$$Flujo\ Volumétrico = \frac{Flujo\ másico}{Densidad_{GLP}}$$

$$Velocidad_{transferencia} = \frac{Flujo\ Volumétrico}{Área_{transferencia}}$$

Con los datos anteriores se puede obtener el tiempo de llegada de la herramienta.

$$tiempo_{llegada\ herramienta} = \frac{Longitud_{tramo\ enterrado}}{Velocidad_{transferencia}}$$

$$tiempo_{llegada\ del\ pig} = 26.707\ min$$

En la tabla 10 se muestra los diferentes valores de flujo másico y tiempos de llegada para alcanzar el rango de la velocidad de lanzamiento recomendada por el especialista (tabla 11).

Tabla 10

Diferentes de flujos masicos (t/h) vs tiempos de llegada (min)

Flujo másico (t/h)	Velocidad lanzamiento (m/s)	Tiempo de llegada (min)
25	0.384828769	32.048886
30	0.46179452	26.707405
32	0.492580824	25.03819219
33	0.507973975	24.27945909
34	0.523367125	23.56535735
35	0.53876028	22.8920614
40	0.61572603	20.03055375
50	0.769657537	16.024443
60	0.923589045	13.3537025
65	1.000554798	12.32649461
66	1.015947949	12.13972954
70	1.077520552	11.44603071

Tabla 11

Recomendaciones operativas para iniciar el lanzamiento de las herramientas

Recomendación del especialista para el uso de las herramientas	
Velocidad recomendada para la herramienta	0.5-1m/s
ΔP de lanzamiento	Mínimo 4 bar
ΔP de movimiento	Mínimo 2 bar

Estimación de la cantidad de nitrógeno para desplazar el contenido de GLP remanente

en las trampas. Por buenas prácticas de la compañía el volumen a utilizar para desplazar cualquier remanente de producto contenido en un recipiente (luego de ventearlo) es 5 veces el volumen del recipiente que lo contiene (de lo calculado anteriormente se obtuvo 0.1446 t de GLP en cada trampa), por lo tanto, la cantidad de nitrógeno requerido para cada desplazamiento en cada trampa

es de 0.7231 toneladas (5 veces el volumen del GLP contenido en la trampa).

De lo mencionado anteriormente, se sabe que el volumen inicialmente contenido en las trampas de lanzamiento y recepción fueron desplazadas con N_2 previo al ingreso de la herramienta y llenado con GLP respectivamente, luego del llenado con GLP, lanzamiento de la herramienta y venteo de GLP se procede a desplazar nuevamente a desplazar con N_2 cada trampa (para retirar la herramienta) haciendo un total de 4 desplazamiento con N_2 por lanzamiento y por ende se requiere 2.90 t de N_2 por cada lanzamiento de la herramienta. De lo mencionado anteriormente y haciendo uso de la densidad del nitrógeno (810 kg/m^3) se requiere utilizar un total de 3.58 m^3 de N_2 equivalente a 1 botella de N_2 de 10 m^3 para cada lanzamiento (cada botella de nitrógeno utilizado contiene 10 m^3). Debido a que inicialmente los especialistas y dueños de la herramienta mencionaron que se realizaría 1 o 2 lanzamiento de la herramienta de limpieza y un instrumentado (se debía utilizar 10.74 m^3) pero se optó por colocar un rack de 12 botellas de N_2 en cada trampa (era lo que se disponía en el almacén en dicho momento), ello hace un total de 240 m^3 de N_2 .

Cabe mencionar que los cálculos mencionados anteriormente son aproximados porque al culminar cada desplazamiento con N_2 se procede a medir explosividad en los diferentes puntos de venteo que tiene por diseño cada trampa. Si estos detectores de explosividad marcan cero se da por finalizado el desplazamiento con N_2 caso contrario se continuaría con el lanzamiento.

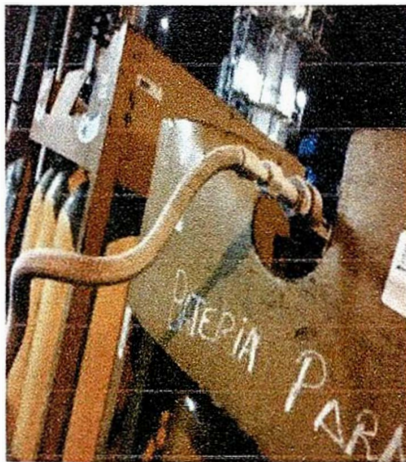
Figura 35

Detector múltiple de gases y explosividad



Figura 36

Rack de 12 pallets de N_2 utilizados en las maniobras



3.4.2.3. Cálculos realizados durante las pruebas de lanzamiento de las herramientas de limpieza e inteligente. Se sabe que uno de los inconvenientes durante el primer lanzamiento de la herramienta de limpieza fue su atoro en el interior del ducto de GLP (la herramienta fue detectada a aproximadamente 600 metros de su recorrido debido a la batería con la que cuenta la herramienta se pudo monitorear en línea y para su rescate (corte de tubería) se realizaron maniobras operativas (procedimientos) para enviar los

13.35 toneladas de GLP contenido en el interior del ducto hacia antorcha o flare (para ser quemado), mientras se realizaba dicha actividad se coordinó la excavación en el lugar donde fue ubicada la herramienta, luego se desplazó el remanente con N₂ para proceder a cortar la tubería (se realizó corte en frío con sierra, en todo momento se midió explosividad y se refrescaba la tubería para evitar formación de puntos calientes), culminado el rescate y soldada la tubería se vuelve a llenar el ducto con GLP. Culminado el rescate de la herramienta se encontró abundante material particulado color negro por lo que los especialistas recomendaron continuar con la limpieza del ducto hasta dejarlo totalmente limpio, se realizaron 5 lanzamientos de la herramienta de limpieza para posteriormente lanzar la herramienta inteligente (en total se realizaron 6 lanzamientos).

Estimación del GLP requerido para el rescate de la herramienta y culminación de las pruebas de lanzamiento. En la tabla 12 se muestra el consumo de GLP para el rescate de la herramienta y finalización de la inspección del ducto.

Tabla 12

Consumo de GLP (t) para el rescate de la herramienta y culminación de los lanzamientos

Consumo de GLP por maniobras realizadas durante las pruebas	Volumen de GLP (t)
GLP utilizado en las trampas de lanzamiento y recepción para el 1er lanzamiento	0.289
Transferencia de GLP previo al atoro de la herramienta (1er lanzamiento)	11.120
Envío de GLP hacia el flare para el rescate de la herramienta (ducto enterrado)	13.350
Consumo de GLP para 1er lanzamiento y rescate de herramienta	24.76
Llenado de GLP luego del rescate de la herramienta (ducto)	13.350
GLP utilizado en las trampas de lanzamiento y recepción para los 5 lanzamientos adicionales	1.446
Transferencia de GLP para los 5 lanzamientos adicionales	66.768
Consumo total de GLP	106.330

Estimación del N₂ requerido para el rescate de la herramienta y culminación de las pruebas de lanzamiento. Se sabe que se quemó en el flare 13.35 t de GLP contenido en el interior del ducto enterrado, se venteó 0.2892 toneladas de GLP en las trampas de lanzamiento y recepción, debido a ello se estimó utilizar 68.196 t (equivalentes a 84.20 m³ de N₂ o 9 botellas que contienen 10 m³ de N₂). Adicional a ello, se sabe que se utilizó casi una botella de 10 m³ de N₂ para acondicionar el sistema e iniciar con las maniobras en el primer lanzamiento. En la tabla 13 se muestran los consumos de N₂.

Finalmente, luego de utilizar todos los palets de N₂ y verificar que aún se tenía explosividad en el interior del ducto se procede a alquilar una cisterna que contiene N₂ para desplazar la tubería hasta que la explosividad en su interior llegue a cero.

Tabla 13

Consumo de N₂ (m³) para el rescate de la herramienta y culminación de los lanzamientos

Consumo de N ₂ por maniobras realizadas durante las pruebas	Volumen de N ₂ (m ³)
Desplazamiento con N ₂ con palets previo al atoro de la herramienta (1er lanzamiento)	10
1er intento desplazando con N ₂ con palets para el rescate de la herramienta	230
Desplazamiento con cisterna que contiene N ₂ para el rescate de la herramienta	1,200
Consumo de N₂ para 1er lanzamiento y rescate de herramienta	1,440
Desplazamiento con N ₂ para lanzamiento de la herramienta posterior al rescate (5 lanzamientos adicionales)	240.00
Consumo total de N₂ para las pruebas	1,680.00

3.4.2.4. Datos recopilados de la herramienta inteligente. La detección de defectos en el interior del ducto de GLP se realizó mediante una herramienta inteligente que utiliza la metodología de pérdida de flujo magnético (ILI MFL, quiere decir inspección en línea con herramienta magnética) que genera un pulso ultrasónico que recorre toda la tubería para medir su espesor y detectar las anomalías. En el siguiente curado se muestra las anomalías obtenidas. En el anexo 5 se ilustra una porción de tubería donde se muestra la ubicación e

información de la anomalía número 10 que se encuentra ubicada a 432.832 m de longitud del inicio de la tubería enterrada.

Tabla 14

Ubicación geográfica de las anomalías encontradas en el ducto de GLP

Anomalia	Distancia (m)	Zona geográfica	Este (m)	Norte(m)	Altura(m)	Posición horaria	Comentario
1	91.349	18	267886.158	8680500.844	7.411	07:02	Hendidura circunferencial
2	117.876	18	267883.98	8680474.446	8.027	02:05	Picadura
3	149.043	18	267899.713	8680449.478	8.321	10:29	Surco axiales
4	204.084	18	267934.943	8680407.907	8.607	05:39	General
5	232.216	18	267953.434	8680386.835	8.904	06:29	Picadura
6	278.163	18	267950.43	8680341.093	9.56	10:39	Hendidura circunferencial
7	420.733	18	267940.85	8680199.114	11.245	05:25	Surcos circunferenciales
8	431.554	18	267940.11	8680188.34	11.36	06:18	Picadura
9	431.616	18	267940.10	8680188.278	11.361	05:15	Picadura
10	432.832	18	267940.02	8680187.067	11.381	02:38	surcos circunferenciales
11	501.056	18	267934.75	8680119.175	12.488	04:19	Picadura
12	501.15	18	267934.74	8680119.081	12.489	04:36	Picadura
13	501.64	18	267934.70	8680118.593	12.492	06:53	Hendidura circunferencial
14	545.64	18	267930.94	8680074.837	12.977	02:38	Picadura
15	558.359	18	267929.75	8680062.198	13.097	04:46	Hendidura circunferencial
16	558.464	18	267929.74	8680062.094	13.098	07:14	Picadura
17	560.031	18	267929.60	8680060.536	13.121	06:40	Picadura
18	560.675	18	267929.54	8680059.896	13.13	05:31	Picadura
19	570.212	18	267928.66	8680050.418	13.204	06:33	Hendidura circunferencial
20	584.798	18	267927.33	8680035.919	13.455	07:52	Picadura
21	613.93	18	267924.74	8680006.961	13.552	08:34	Picadura
22	616.695	18	267924.49	8680004.213	13.556	09:18	Picadura
23	681.095	18	267905.82	8679952.759	12.674	05:15	Picadura

Nota. Basada en la (Inspección final ILI (p.39, 40, 41, 42 y 43), por Cardozo et al., 2019).

Adicional a ello en la siguiente tabla se muestran las dimensiones, pérdidas del espesor del metal de las anomalías a lo largo del tramo enterrado (%d) y el factor estimado de falla o reparación (ERF) de la pérdida de metal más considerable encontrada en el interior del ducto enterrado.

Tabla 15

Pérdida de espesor (%d) y ERF

Número de anomalía	Distancia (m)	Dimensiones de la anomalía			ERF
		Largo(mm)	Ancho (mm)	d%	
1	91.349	9	15	10	0.09
2	117.876	31	17	10	
3	149.043	35	16	12	
4	204.084	55	48	10	
5	232.216	15	15	11	
6	278.163	9	15	10	
7	420.733	17	234	17	
8	431.554	14	18	11	
9	431.616	15	18	10	
10	432.832	18	155	23	
11	501.056	12	17	12	
12	501.15	12	20	10	
13	501.64	8	15	10	
14	545.64	11	15	10	
15	558.359	9	15	10	
16	558.464	10	15	16	
17	560.031	11	15	11	
18	560.675	13	15	12	
19	570.212	9	15	10	
20	584.798	14	16	10	
21	613.93	10	15	10	
22	616.695	26	16	11	
23	681.095	12	15	10	

Nota. Basada en la (Inspección final ILI (p.39, 40, 41, 42 y 43), por Cardozo et al., 2019).

3.4.3. *Análisis e interpretación de resultados y aportes técnicos de la propuesta de solución*

- Las mediciones de los potenciales de protección catódica se realizaron en 7 puntos distintos del ducto. El punto inicial (1) y final (7) son los tramos aéreos no protegidos por el sistema de protección catódica mientras que los demás puntos son tramos protegidos por corriente impresa (tramos enterrados), en cada tramo se realizaron tres mediciones de potenciales ON (protección encendida) y posteriormente mediciones de potenciales Instant OFF (1.6 segundos ON y 0.4 segundos OFF), en las tablas 7 y 8 se muestran las lecturas de los potenciales ON e Instant OFF de la protección catódica por corriente impresa del ducto enterrado de GLP. Para los tramos inicial (1) y final (7) los potenciales ON e Instant OFF promedio son -0.579 mV, -0.297 mV y -0.565 mV, -0.256 mV respectivamente, todos menores a -850 mV y el promedio de los potenciales ON e Instant OFF de los demás tramos (2,3,4,5 y 6) son -1.533 mV, -1.548 mV, -1.587 mV, -1.540 mv, -1.508 mV y -1.152 mV, -1.136 mV, -1.176 mV, -1.136 mV, -1.127 Mv, todos mayores a -850 mV
- Del mantenimiento realizado a los instrumentos del ducto de GLP (previo a iniciar los trabajos) se evidenció que el sensor de posición de la trampa de lanzamiento se encontraba inoperativo y requería cambio (estos sensores no fueron revisados desde la construcción del ducto y no contaban con un plan de inspección ni mantenimiento). Debido a lo anterior, la salida y ubicación de la herramienta se garantizó mediante la batería interna que contaba la herramienta, esta batería tiene una autonomía de 10 días para monitorear la ubicación de la herramienta en tiempo real.
- Previo a realizar el lanzamiento de la herramienta se estimó tener un stock de 42 t de GLP y 240 m³ de N₂ (1 rack de 12 palets de N₂ ubicado en cada trampa) porque no se tenía contemplado realizar 5 lanzamientos de la herramienta de limpieza y un lanzamiento de la

herramienta inteligente, para los cálculos preliminares tampoco se contempló el atoro de la herramienta de limpieza durante el primer lanzamiento. En las tablas 12 y 13 se muestran el consumo de GLP (24.76 t y 106.33 t) y N₂ (1440 m³ y 1680 m³) para el rescate de la herramienta y culminación de la inspección interna del ducto de GLP respectivamente.

- Finalizado el rescate de la herramienta (corte de tubería) se evidencia acumulación de material particulado color negro (24 kg) y un imán de gran tamaño. Estos restos encontrados fueron producto de la soldadura realizada durante la construcción del ducto (evidenciados por los análisis de laboratorio). De la segunda limpieza se recopiló 8 kg, de la tercera limpieza 3 kg, de la cuarta limpieza se recopiló 1 kg y de la quinta limpieza se recopiló 0.5 kg (Estos restos fueron recopilados durante el retiro de la herramienta de limpieza, en la trampa de recepción).
- Los especialistas recomiendan que para garantizar una correcta lectura de las anomalías en el interior del ducto se deben alcanzar velocidades de lanzamiento entre 0.5 m/s y 1 m/s. En la tabla 10 se muestran los rangos de flujo que debe operar el ducto durante el lanzamiento de las herramientas para alcanzar las velocidades recomendadas por el especialista donde mínimo se debe operar a 33 t/h para obtener una velocidad de 0.51 m/s y máximo hasta 65 t/h para obtener una velocidad de lanzamiento de 1.0 m/s.
- En la tabla 14 se muestra la geolocalización de los defectos encontrados y en la tabla 15 Pérdida de espesor (%d) se muestran las anomalías (defectos) encontradas de la inspección interna del ducto, en ella se muestran 23 anomalías a lo largo del ducto. La primera y última anomalía se ubican a 91.349 y 681.095 metros de longitud del ducto enterrado de GLP (longitud total del ducto 740m) encontrándose para ambos casos una pérdida de metal del 10% del espesor de la tubería. Del total de anomalías 13 de ellas presentan una pérdida de

metal del 10% del espesor de la pared del ducto, y el resto (10 defectos) presentan una pérdida de metal superior al 10%, siendo la mayor de ellas la anomalía N° 10 ubicada a 432.832 m del ducto presentando una pérdida de metal del 23% (siendo su factor estimado de falla 0.09).

3.4.4. Evaluaciones y decisiones tomadas

- Para garantizar la seguridad del personal se estableció lo siguiente:

Si se abren las tapas de las trampas, luego de ventear el GLP, el operador debería utilizar mascarilla de filtros de gases y otro operador deberá estar con su traje de bombero (equipamiento contra incendio) para rociar agua en caso la situación lo amerite.

Utilizar detectores de gases y exposímetros para asegurar un correcto de desplazamiento de GLP con N₂.

Utilizar protección auditiva cada vez que se realice desplazamientos al ambiente con N₂ debido al ruidos que genera al pasar de estado líquido a gaseoso superando los 80 decibeles indicados en el estándar nacional de calidad ambiental para ruido en zona industrial (D.S. 085-2003-PCM, 2016, p. 11).

- Se decidió no realizar un cálculo de caída de presión debido a que el diseño original del ducto garantiza el diferencial de lanzamiento mínimo de 4 bar recomendada por los especialistas para el lanzamiento de la herramienta (mencionadas en la tabla 11). La presión a la descarga de las bombas del ducto es de 17 kg/cm² y la presión de llegada al destino final es de 12 kg/cm² (mencionadas en la tabla 3).
- Se decidió instalar tuberías provisionales a cierta altura (aproximadamente 3 m con respecto al nivel piso) en las trampas de lanzamiento y recepción para el venteo de GLP y desplazamiento con N₂, ello para garantizar el menor contacto de estos gases con el

personal operativo (N_2 desplaza al oxígeno contenido en el aire y el GLP es asfixiante). En el ítem 3.3.10 se muestran las medidas de seguridad para tener en cuenta al manipular N_2 .

- Previo al primer lanzamiento de la herramienta de limpieza no se logró abrir la tapa de la trampa de lanzamiento porque la rosca de la tapa se encontraba impregnada con pintura utilizada en la construcción del ducto (las tapas roscadas de las trampas de lanzamiento y recepción no fueron lubricados desde la construcción del ducto). Debido a ello se decidió llenar con N_2 la trampa de lanzamiento (presionado hasta 7 kg/cm^2) y sopletear la tapa de la trampa hasta facilitar su apertura.
- Durante los venteos de 0.144 t de GLP contenido en cada trampa se decidió disipar el GLP mediante chorros de agua. Ver imagen en anexo 6.
- Se decidió utilizar un flujo de transferencia de 40 t/h para el pase del pig de limpieza e instrumentado. Este valor garantiza la velocidad de desplazamiento de la herramienta (0.5 m/s - 1 m/s) y a su vez se brinda margen para aumentar el flujo de transferencia en caso se requiera (tabla 10 y 11). El flujo de 40 t/h es el valor típico utilizado para la transferencia de GLP.
- Durante el primer lanzamiento, la herramienta de limpieza se quedó atascada dentro del ducto, ello se evidencio porque no se tenía flujo en el medidor transmisor tipo coriolis ubicado al final del ducto (receptor final) pero si al inicio del ducto. La herramienta de limpieza contaba con una batería de autonomía de 10 días para monitorear su ubicación en tiempo real durante su pase dentro de la tubería ubicándola a 600 m de su recorrido inicial. Se aplicaron procedimientos operativos para el rescate de la herramienta de limpieza como aumento de presión al inicio del ducto (hasta 20 kg/cm^2) y disminución de la presión al final del ducto (hasta 10 kg/cm^2) para generar mayor diferencial en el ducto,

también se aumentó el flujo de transferencia de 35 t/h hasta 50 t/h, sin éxito alguno. En el anexo 7 se muestran las recomendaciones que se siguieron para la recuperación de la herramienta atascada donde también recomienda como última medida realizar excavar, cortar y soldar para rescatar la herramienta.

- Para el rescate de la herramienta de limpieza se decidió enviar los 13.35 t GLP contenido en el interior del ducto hacia el flare (para ser quemado).
- Para el rescate de la herramienta y desplazamiento del GLP remanente contenido en el ducto se estimó utilizar el nitrógeno disponible en campo (aproximadamente 230 m³ equivalente a 23 botellas porque previamente se había utilizado casi 1 botella para el acondicionamiento de las trampas), pero culminado el desplazamiento con las 23 botellas de N₂ se evidenció que dentro de la tubería aún marcaba explosividad por lo que se debía continuar desplazando. Por lo anterior se procedió a utilizar una cisterna que contenía N₂ (esta cisterna se había coordinado previamente para ser usado como medida de contingencia en caso falte mayor cantidad de N₂), de la cisterna en total se utilizaron aproximadamente 1200 m³ de N₂ hasta que la explosividad dentro de la tubería del ducto marcó cero, luego se procedió con el corte, rescate de la herramienta y posterior soldadura de la tubería. Finalmente, culminado el rescate de la herramienta se continuó con la limpieza del ducto para ello se dispuso a utilizar un total de 24 botellas de N₂ ubicados en los extremos de cada trampa los palets de N₂ (12 botellas en cada trampa).
- Culminado el rescate de la herramienta de limpieza se decidió continuar limpiando el interior del ducto para garantizar una correcta lectura cuando se pase la herramienta instrumentada (se realizaron 5 limpiezas del ducto previo a lanzar la herramienta de limpieza), en total 6 lanzamientos.

- La estimación de inicial de GLP de 42 t no fue suficiente debido al atoro de la herramienta, debido a ello se decidió certificar mayor cantidad de volumen de GLP (aproximadamente 200 t) para cubrir el llenado del ducto enterrado y culminar con los 5 lanzamientos que se tenía pendiente de la herramienta (en total se utilizaron 81.56 t).

3.4.5. *Informes, reportes, instructivos, fichas técnicas y formatos, presentados como resultado de la actividad realizada*

Durante las actividades realizadas como bachiller se elaboraron procedimientos, se modificaron hojas de control de reportes y se generaron informes investigación de incidentes de procesos y no procesos ocurridos en el área de operaciones de despacho.

- Se elaboraron reportes diarios de conciliación del despacho de GLP vía ducto. Este reporte tomaba las lecturas de los transmisores de flujo finalizadas las transferencias de GLP y con ello se daba conformidad de la cantidad de GLP despachado.
- Se participó en la elaboración del procedimiento de operación normal de transferencia de GLP vía ducto. En este procedimiento se establecen los lineamientos operativos para realizar la transferencia de GLP vía ducto.
- Se participó en la elaboración de los procedimientos de entrega de las bombas, válvulas de seguridad e instrumentos de control del sistema de transferencia de GLP para su mantenimiento preventivo y correctivo, así como su posterior normalización del sistema (puesta en servicio).
- Se participó en la elaboración de procedimiento especiales y matrices IPERC (identificación de peligros, evaluación de riesgos, y medidas de control) para la puesta fuera de servicio de tramos de tuberías para el rescate de la herramienta durante su atoro en el interior del ducto, así como un procedimiento para su puesta en servicio.

- Se actualizaron los reportes de la hoja de ruta de inspección del ducto de GLP realizada por el operador de campo como rutina diaria donde se verifica y reporta estado de las bombas, válvulas de seguridad, transmisores de control, pintura de la tubería, detectores fijos de explosividad y sistema contra incendio.
- Se elaboraron informes de incidentes relacionados al ducto de GLP como fuga de GLP por gland de válvula de compuerta de 4” en el ducto y relevo de válvula de seguridad en algún tramo del ducto por encontrarse descalibrada.

Capítulo IV: Discusión de resultados e implicancias

4.1. Contribuciones al desarrollo de la empresa

- Se actualizaron los manuales de operaciones y mantenimiento en un plazo menor a los dos años indicados en el D.S N°081-2007-EM. Luego de ello difundir al personal operativo.
- Se realizó por primera vez el lanzamiento de las herramientas de limpieza e inteligente en un plazo menor a los 5 años indicados en el D.S. N°81-2007-EM.
- Se revisó y evaluó los resultados de las pruebas del pase de la herramienta inteligente y en base al API 1160 evaluar si los defectos requieren atención inmediata o constante monitoreo.
- Se revisó y evaluó los resultados del monitoreo y medición de potenciales de protección catódica (En cumplimiento de la norma NACE SP0169-2013).
- Se evaluó el sistema de patrullaje implementado inicialmente y este supera a lo mencionado en la normativa ASM B31.4 (semanal).
- Se supervisaron las inspecciones diarias que se realizan los operadores de campo y tomar acciones en caso de tener alguna observación.
- Se coordinaron la ejecución de actividades para garantizar la confiabilidad del ducto de GLP como calibración de válvulas de seguridad ubicadas en el ducto de GLP, mantenimiento preventivo de bombas, calibración de instrumentos de medición (presión y flujo), detectores de gases, medición de potencial de protección catódica.
- Se coordinó y cumplió con la cuota de transferencias de GLP vía ducto con la empresa receptora.
- Se cumplió y ejecutó los simulacros relacionados a alguna fuga en el ducto de GLP, de acuerdo con las actividades del programa anual de actividades de seguridad (PAAS).

- Tomaron acciones inmediatas cuando se pronuncien las alarmas relacionadas al sistema de detección temprana de fugas (atmos y focus) para descartar posible presencia de fuga de GLP.

4.2. Impacto de la propuesta (económico, tecnológico, ambiental)

De acuerdo lo cotizado por los especialistas de las herramientas y los proveedores de nitrógeno los costos incurridos fueron \$/ 16,000.00 y \$/ 0.68 (por cada metro cúbico) respectivamente. Adicional a lo mencionado, se sabe que la densidad del GLP se consideró 559 kg/m³ y su volumen contenido en cada trampa y ducto enterrado fue de 0.1446 y 13.35 toneladas respectivamente. En la tabla 16 se muestra la estimación inicial de los gastos incurridos para el pase de las herramientas (se consideró 3 lanzamientos) y en la tabla 17 se muestra los gastos totales incurridos para el pase de la herramienta considerando el rescate de la herramienta, los 6 lanzamientos y los dos días de inoperatividad del ducto de GLP.

Tabla 16

Costos iniciales para las pruebas de lanzamiento (US\$)

Servicio	Monto unitario	Cantidad inicial	Costo total inicial (US\$)
Nitrógeno	0.68 US\$/m ³	240 m ³	163.2
Servicio por el pase de la herramienta	16,000.00 US\$	1	16,000.0
Venteo de GLP para 3 lanzamientos	2.80 US\$/kg	867.73 kg	2,429.6
Costo total	-	-	18,592.8

Nota. Los precios no incluyen IGV. Anexo 8 para visualizar la lista de precios de combustibles.

Tabla 17*Costos totales al finalizar las pruebas (US\$)*

Servicio	Monto unitario (US\$)	Cantidad total	Costo total (US\$)
Nitrógeno	0.68	1,680 m ³	1,142.4
Servicio por el pase de la herramienta	16,000.00	1.0	16,000.0
Venteo de GLP para los 6 lanzamientos	2.80	1,735.5 kg	4,859.3
Venteo de GLP para el rescate de herramienta	2.80	13,353.7 kg	37,390.4
Coste total por los 6 lanzamientos			59,392.1

Nota. Ningún precio incluye IGV.

Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

- El mínimo y máximo flujo para alcanzar el rango de velocidades de lanzamiento de 0.5 m/s y 1.0 m/s (recomendado por el especialista) fue de 33 t/h y 65 t/h respectivamente decidiéndose operar a 40t/h para las pruebas (flujo de transferencia habitual).
- Los resultados del análisis de laboratorio concluyeron que los restos que ocasionaron el atascamiento de la herramienta dentro del ducto fueron restos de soldadura, escoria y un imán producto de la construcción inicial del ducto.
- De la inspección interna del ducto se concluye que el mayor desgaste de la tubería se encuentra a 432.832 m del ducto presentando una pérdida de metal del 23% del espesor de la tubería (ERF: 0.09)
- Del total de 23 anomalías se concluye que ninguna de ellas requiere atención inmediata ya que cumplen con el criterio de aceptación de defecto mencionadas en la normativa API 1160 (el desgaste del metal no supera el 80% del espesor de la tubería ni tampoco se tiene un $ERF > 1$).
- El sistema de protección catódica por corriente impresa del ducto enterrado de GLP cumple con criterios de protección mencionados en la normativa NACE 0169-2013 (los potenciales ON e instat OFF del sistema de protección catódica se encuentran con valores más negativos que -850 mV).
- Debido al atoro de la herramienta y gran cantidad de lanzamiento de las herramientas para su limpieza, el costo inicial para la inspección interna del ducto (US\$/ 18,592.8) se triplicó (US\$/ 59,392.1).
- Para el rescate de la herramienta se tuvo retrasos de 2 días de ventas de GLP que se

almacenaron en las esferas (aproximadamente 220 t/día).

5.2.Recomendaciones

- Para las futuras inspecciones a realizar se debe tener en cuenta los inconvenientes ocurridos durante las pruebas para estimar un correcto volumen de GLP y N₂ (atoro de la herramienta y gran cantidad de lanzamientos para la limpieza del ducto).
- Culminado la construcción del ducto se debe evaluar realizar una limpieza interna de las tuberías para evitar atoramientos y futuros problemas, esto como medida preventiva.
- Registrar las 23 anomalías identificadas durante estas pruebas y repararlas en un plazo no menor a 560 días según recomendación del API 1160.
- Evaluar implementar un sistema para que las lecturas de los potenciales del sistema de protección catódica se realicen de manera remota y no sea necesario realizarlo con un contratista cada dos meses, adicional a ello ampliar los intervalos de medición de potenciales de protección catódica para que se realicen anualmente (indicados en la norma ASME B31.4) y no bimensual como actualmente se realiza.
- Evaluar ampliar los intervalos de inspecciones de patrullaje para que se realicen semanalmente (indicados en el DS081-2007 y ASME B31.4) y no a diario como actualmente se realiza.
- Incluir en el plan de mantenimiento, lubricar las roscas de las tapas de las trampas para facilitar su apertura.
- Incluir en el plan de mantenimiento, realizar calibración periódica al sensor de posición ubicadas en cada trampa para asegurar su correcta lectura ya que se encontraron inoperativos al iniciar con las pruebas de lanzamiento.

- El ingeniero químico que labora en ductos de GLP debe estar familiarizado con el D.S. 081-2007-EM (Reglamento de transporte de Hidrocarburo por ductos), ASME B31.4 (Sistema de transporte de hidrocarburos líquidos a presión por ductos), API1160 (Gestión de integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos) y NACE SP 0169-2013 (Control de la corrosión externa) para cumplir con los lineamientos indicados, gestionar y operar de manera correcta el ducto. Adicional a ello, para la venta de GLP comercial se debe conocer la NTP 321.007.2002 y con ello evitar futuros reclamos relacionados a su calidad.
- Para realizar algún procedimiento operativo relacionado al ducto de GLP el ingeniero químico debe conocer y estar familiarizado con las propiedades y medidas de seguridad del GLP y N_2 en caso se realice algún inertizado. Adicional a ello, es recomendable realizar análisis de riesgos en donde se indiquen los pasos a seguir y medidas de mitigación a utilizar en caso falle alguna maniobra operativa.
- Previo a realizar las maniobras de lanzamiento de la herramienta se debe verificar que se tenga completamente cargado la batería de la herramienta para que facilite su ubicación dentro del ducto.
- Tener constante coordinación con los proveedores de nitrógeno para estimar su consumo o revisar el manual Nitrogen data Oil Well Service Sección IV para realizar cálculos de volúmenes de N_2 para desplazar gases. En ella se detallan factores de volumen de N_2 versus volumen gas a desplazar en función de la presión y temperatura. Ver anexo 9.

Capítulo VI: Bibliografía

- API 1160. (2019). *Gestión de la integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos API 1160 3era edición* (Versión 3er edición). <https://aspgastehran.ir/wp-content/uploads/2021/05/API1160.pdf>
- ASME B31.4. (1992). *Sistemas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos por Ductos de Tubería* (1992; Versión Edición 1992). https://corgasa.pe/wp-content/uploads/2024/08/ASME-B31.4-2022-Tuberia-Transporte-Sistemas-para-Liquidos-y-Lodos.pdf?srltid=AfmBOorpH49O4gC06mzt_yBVWuwUBs2bpbonB2jEqHesGKQmm3qBVUge
- ASME B31G. (1991). *Manual para determinar el esfuerzo remanente de líneas corroídas* (52). <https://www.asme.org/getmedia/ec6264ae-c245-4596-a904-fac007261206/35500.pdf>
- Cardozo, F., Silva, D., & Knüpfer, O. (2019). *Inspección final ILI* (p. 65). Refinería La Pampilla.
- Clavijo, C. (2014). *Sistemas de protección catódica para tuberías enterradas de transmisión de gas natural* [Universidad Nacional Mayor de San Marcos]. <https://hdl.handle.net/20.500.12672/3788>
- Coronado, J. (2021). *Diseño de sistema de protección catódica para tubería en campo de producción de petróleo* (p. 48). Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia. v
- D.S. 085-2003-PCM, S. (2016). Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido. *Paideia*, 2(3). <https://doi.org/10.31381/paideia.v2i3.462>
- Eslava, G., & Bonzano, A. (2002). *Alternativas Tecnológicas para la Desulfurización del Gas Licuado de Petróleo de la Refinería Talara—Petroperú* [Universidad Nacional de Trujillo]. <https://hdl.handle.net/20.500.14414/9119>

- F. Eberhardt S.A. (2014). *Ficah técnica de tubería de acero al carbono ASTM A-53 SCH40*.
<https://www.studocu.com/pe/document/universidad-catolica-los-angeles-de-chimbote/mecanica-de-suelos/fichatecnica-sch-40-ficha-tecnica/37995296>
- García, J. (2015). *Diseño de gasoductos mediante el uso de herramientas computacionales de propósito general* (p. 159). <https://hdl.handle.net/11042/2410>
- Halliburton. (s. f.). *Manual de estudiante Nitrógeno I*.
- Inoñan, C. (2022). *Monitoreo de potenciales de protección catódica en el ducto GLP de RELAPASAA a SOLGAS*.
- Linde. (2022). *Hoja de seguridad de nitrógeno*. <https://assets.linde.com/-/media/global/south-latam/peru/documents/hojas-de-datos-de-seguridad/nitrogeno-comprimido-2020-es-pe.pdf>
- Mattos, J. (2021). *Supervisión de puesta en servicio de equipos de conversión en una unidad de recuperación de azufre*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Meléndez-Pertuz, F., Coneo, J. G., Comas-Gonzalez, Z., Nuñez-Perez, B., & Molinares, V. (2017). *Integridad estructural de tuberías de transporte de hidrocarburos: Panorama actual*. <https://www.revistaespacios.com/a17v38n17/a17v38n17p01.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2023). *El DME: Próximo regalo de los Yacimientos de Camisea*. Educación En Ingeniería Química. <http://ssecoconsulting.com/i---dme-nuevo-regalo-de-camisea--parte-i.html>
- Naranjo, M. (2011). *Estudio de integridad del oleoducto principal de Repsol – YPF Ecuador, desde el campo SPF (facilidades de producción del sur) hasta el OCP (oleoducto de crudos pesados)* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL].
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4434>

NFPA 58. (2014). *NFPA 58 Código del Gas Licuado del Petróleo* (152).

<https://www.nfpa.org/es/product/nfpa-58-code/p0058code>

Norma técnica peruana NTP-321.007-2002 para gas licuado de petróleo - Requisitos, 18 (2002).

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Osinergmin-382-2008-OS-CD.pdf

Olivares Marcos-Alberca, M. Á. (2012). *Estudio de la tolerancia al daño de los materiales y sistemas de pretensado* [PhD Thesis, Universidad Politécnica de Madrid].

<https://doi.org/10.20868/UPM.thesis.13744>

PEMEX. (2015). *Hoja de seguridad para sustancias peligrosas Gas Licuado de Petróleo*.

Refinería La Pampilla S.A.A. (s. f.). *Lista de precios de combustibles*. Recuperado 12 de marzo de 2025, de <https://relapasaa.cloudapp.repsol.com/Reportes/PrecioLima>

Refinería La Pampilla S.A.A. (2015). *Ingeniería básica del ducto de transferencia de Refinería la Pampilla a la planta de abastecimiento de GLP - Ventanilla*.

Refinería La Pampilla S.A.A. (2020). *Descripción general del proceso de producción de GLP*.

Refinería La Pampilla S.A.A. (2023). *Memoria Anual 2023*. <https://www.repsol.pe/es/la-pampilla/accionistas-inversores/informacion-economica-y-financiera/memorias-anuales/index.cshhtml>

Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos, Pub. L. No. D.S. 081-2007-EM, 89

(2006). <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/732290-081-2007-em>

Reyes, O. (2019). *La confiabilidad e integridad mecánica en sistemas de tuberías enterradas, de acero al carbono, aplicando la norma NACE SP502* [Centro de Investigación y Asistencia Técnica CIATEQ].

<https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1020/343>

- Salazar-Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: Tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). *Revista Tecnología en Marcha*, 28(3), 127. <https://doi.org/10.18845/tm.v28i3.2417>
- Teutónico, M. (2002). *Sistema de Integridad de Ductos*. 10.
- Valencia, A. (2009, septiembre 18). *Estrategia de control de corrosión interior en ductos de gas*. http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/1_Integridad_Ductos.pdf
- Yaksetig, J. (2011). *Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico* [Universidad de Piura]. <https://hdl.handle.net/11042/1852>
- Zion NDT. (2022, febrero 17). *Medición de Espesores por Ultrasonido—Zion NDT*. <https://zion-ndt.mx/medicion-de-espesores-por-ultrasonido/>

Capítulo VII: Anexos

Anexo 1 Certificado de GLP comercial que cumple con la NTP 321.007.2002

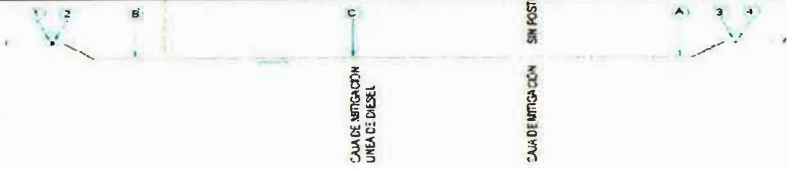
Cametara a Ventanilla km 25 S/N Ventanilla		02/07/2024 07:30:03		02/07/2024 12:10:30	
PRODUCTO GLP		TANQUE E-4		DESTINO DE PRODUCTO Operaciones de Despacho	
PROCEDENCIA Almacenamiento		VOLUMEN CERTIFICADO, m³ 622		BUQUE TANQUE	
PROPIEDADES	MÉTODO	RESULTADO	PROPIEDADES	MÉTODO	RESULTADO
	ASTM / OTROS			ASTM / OTROS	
VOLATILIDAD			COMPOSICIÓN		
Gravedad Específica a 60°F/60°F	D 2508	0.550	Cromatografía	D 2163	
Presión de Vapor, psig	D 2508	191	Ecano, % Mol		0.82
Temperatura 95% evaporado, °C	D 1937	-1.4	Etileno, % Mol		0.00
Residuo de Evaporación	D 2158		Propano, % Mol		15.28
Mancha de Aceite		Falsa	Propileno, % Mol		03.46
Residuo de Evaporación, mL/100mL		0.00	i-Butano, % Mol		15.91
			n-Butano, % Mol		7.28
CORROSIVIDAD			Propadieno, % Mol		0.00
Corrosión lámina Cobre 1h a 37.8°C	D 1838	1a	trans-2-Buteno, % Mol		6.32
			1-buteno, % Mol		6.98
			iso-buteno, % Mol		11.29
			Neo-pentano, % Mol		0.00
			iso-2-Buteno, % Mol		2.58
			Ciclo-pentano, % Mol		0.00
			i-Pentano, % Mol		0.18
			n-Pentano, % Mol		0.03
			1,3-butadieno, % Mol		0.09
			2,2-dimetilbutano, % Mol		0.00
			2,3-dimetilbutano, % Mol		0.00
			2-metil-pentano, % Mol		0.00
			3-metil-pentano, % Mol		0.00
			Hexanos, % Mol		0.00
			Agua Libre	Visual	Falsa
			Azufre Total como S, ppm	D 6657	135.0
			CONTAMINANTES		
			Sulfuro de hidrógeno	D 2420	
			Sulfuro de hidrógeno		Negativo

Anexo 3 Formato de check list para patrullaje

FORMATO CHECK LIST PARA PATRULLAJE												
Fecha												
Hora de Inspección												
Personal del grupo												
Tramo del Ducto	AEREO EN RELAPA				ENTERRADO				AEREO EN ZONA CEDIDA POR SOL GAS			
ASPECTOS	Comentarios				Comentarios				Comentarios			
	SI	NO	N/A	N°	SI	NO	N/A	N°	SI	NO	N/A	N°
Oleas a GLP (marcapiños)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Presencia de personas, vehículos o maquinaria, no controlada por REPSOL o sus contratistas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Presencia de objetos / materiales abandonados	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Presencia de hundimiento del terreno o excavaciones. Presencia de escombros	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Presencia de manchas de aceite o de líquidos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fuegos o incendios cercanos al derecho de vía	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Iluminaria ausente / no funciona	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Señalización ausente / afectada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Poste medición de potencia: ausente / afectado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Enmallado ausente o afectado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
N° Comentarios												
1. _____												
2. _____												

Agente a cargo					Supervisor							
Nombres y Apellidos					Nombres y Apellidos							
DNI					Cédul							
Firma					Firma							

Anexo 4 Medición de potenciales ON y OFF del ducto de GLP



1 No protegido
2 Protegido inicial
B Poste Relapasa
C Poste Pucu 9
A Poste Solapas
3 Protegido final
4 No protegido

Rectificador 3B3PC 11.1	
Modelo	TECNA
Entrada	400V 3 4A 1F 60Hz
Salida	40VDC 20A/20V

Parámetros en el rectificador	
tipo	G1-F4
Tensión (VAC)	3.70
Corriente (A/C)	0.40

MEDICIONES CON ELECTRODO PORTÁTIL:

Puntos	POTENCIALES "ON"			
	Med. 1° (V)	Med. 2° (V)	Med. 3° (V)	PROM. (V)
1	-0.579	-0.578	-0.581	-0.579
2	-1.533	-1.531	-1.534	-1.533
B	-1.547	-1.549	-1.549	-1.548
C	-1.585	-1.587	-1.589	-1.587
A	-1.538	-1.541	-1.541	-1.540
3	-1.504	-1.509	-1.511	-1.508
4	-0.297	-0.298	-0.298	-0.297

POTENCIALES "INSTANT OFF"			
Med. 1° (V)	Med. 2° (V)	Med. 3° (V)	PROM. (V)
-0.567	-0.564	-0.563	-0.565
-1.155	-1.149	-1.153	-1.152
-1.139	-1.136	-1.134	-1.136
-1.177	-1.171	-1.179	-1.176
-1.131	-1.130	-1.137	-1.136
-1.128	-1.126	-1.129	-1.127
-0.256	-0.257	-0.256	-0.256

Equipos de medición utilizados:		Criterios SPC. potencial Instant Off:	
Interrupción ON / OFF Cath-Tech CI-200 1.6 seg. ON / 0.4 seg. OFF	Multímetro Fluke 288 EX, certificado N° LE-699-2022 del 15/11/2022	NACE SP0159-2013, 6.2.1.2 para puntos: $Z=0.556V$ $B=0.568V$ $C=0.697$	NACE SP0169-2013, 6.2.1.3 Para tubos de acero al carbono: $-0.850V$
Electrodo portátil Mc. Miller Cu/CuSO4			

Realizado por:
Firma: _____
Nombre: Carlos Inoñan Sandoval
Inspector de ADEMINSAC

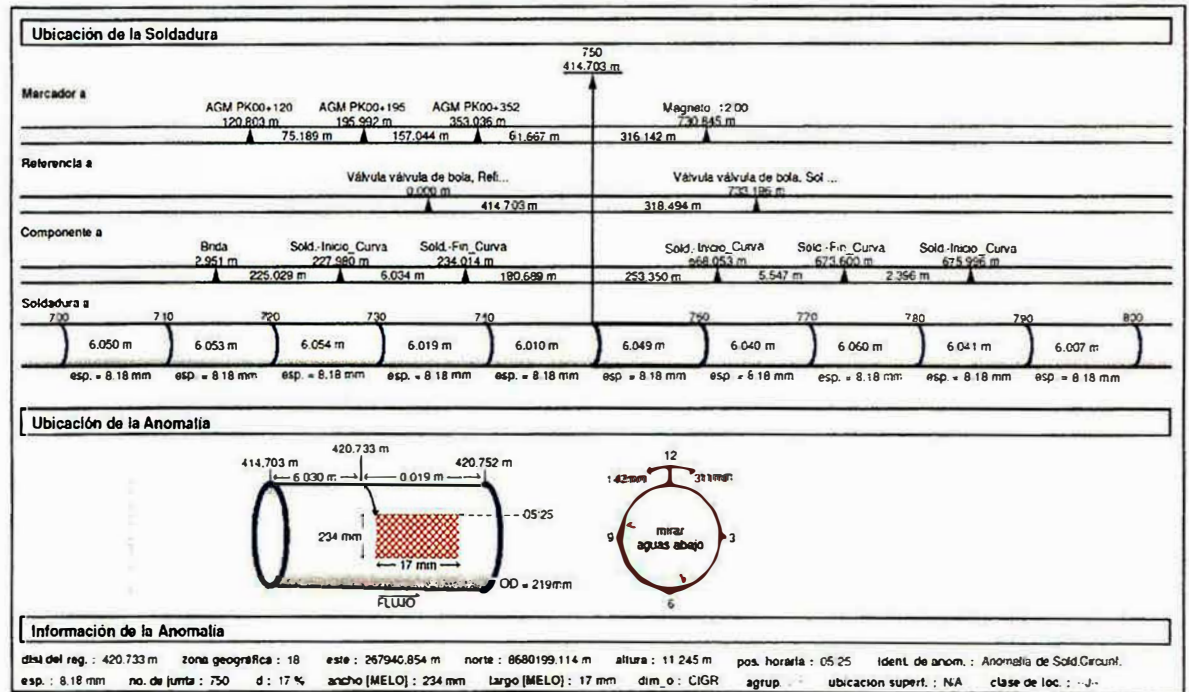
Revisado por RELAPASA:
Firma: _____
Nombre: Brayan Humberto Gutiérrez Cueto
Ingeniero de Fiabilidad Eléctrica
Refinería La Pampa S.A.

Fecha: 11/12/2023

Resultados y observaciones:	Recomendaciones:
Potenciales Instant Off en ducto GLP cumplen el criterio NACE SP0169 2013, 6.2.1.2 y 6.2.1.3	Ninguna

Nota. Tomada de (Inoñan, 2022).

Anexo 5 Detalle de la ubicación e información de la anomalía ubicada a 420.733 metros del ducto enterrado.

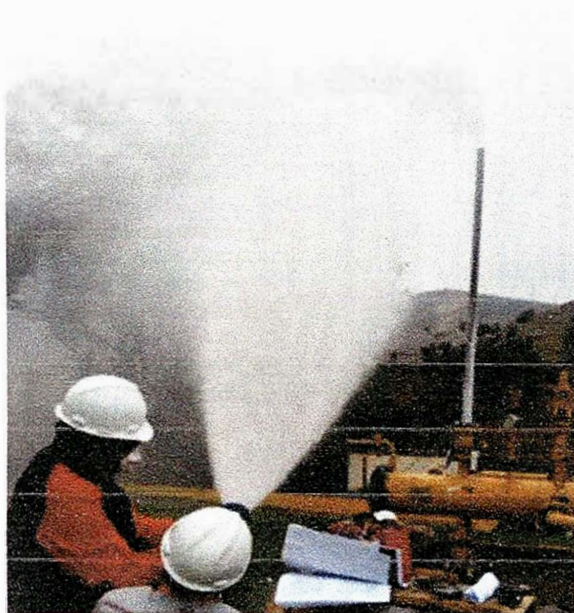


Nota. Tomada de (Cardozo et al., 2017, p. 25).

Anexo 6 Maniobras chorro de agua disipar el GLP durante venteo

Figura 37

Disipación del GLP durante su venteo



Anexo 7 Recuperación de herramientas atascadas

RECUPERACIÓN DE HERRAMIENTAS ATASCADAS

En caso de que la herramienta no llegue a la trampa de recibo o se evidencie un atascamiento de la misma se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones.

Herramientas estacionarias

Una herramienta puede quedar estacionaria al interior de un ducto debido a una de las siguientes causas.

1. Taponamiento por exceso de depósitos o residuos al frente de la herramienta.
2. Daño mecánico de la línea, arruga, doblez, abolladura, etc.
3. Factores operacionales durante la inspección, procedimiento erróneo de lanzamiento, válvulas que no cierran por completo, etc.
4. Accesorios o elementos intrusivos, válvulas de compuerta o bola parcialmente abiertas o descalibradas, *hot taps* pasantes, señales de paso bloqueadas, cupones de corrosión, calajanes, etc.
5. Desgaste excesivo de las copas o discos de la herramienta.
6. Líneas con *Bypass* o líneas paralelas interconectadas.
7. Curvas cerradas no identificadas adecuadamente.
8. Altos espesores de pared.
9. Insuficiente flujo o presión.
10. *Tees* o derivaciones sin barras.
11. Derivaciones seguidas a una distancia que coincide con la distancia de los discos o copas de la herramienta.

Indicaciones de una herramienta estacionaria.


1. Incremento de la presión en la trampa de despacho y reducción de la misma en la trampa de recibo.
2. Imposibilidad de continuar con el flujo de la línea, taponamiento total.
3. Incremento en la presión diferencial en dos puntos de la línea, aguas arriba y aguas debajo del punto donde se sospecha que se encuentra la herramienta.
4. La herramienta no llega a la trampa de recibo a pesar de existir bombeo constante durante el tiempo estimado de duración de la inspección.

Procedimiento de recuperación de la herramienta estacionaria

1. Delimitar el rango de búsqueda:
Con base en el tiempo transcurrido y las variaciones de presión durante la corrida.
Puntos de seguimiento.
2. En caso de que la herramienta quede estacionaria por pérdida de sello (*Bypass*) sin bloquear el flujo, se puede optar por:
Realizar maniobras operacionales para mover la herramienta, tales como:
Incrementar el flujo.
Incrementar el diferencial de presión.
Realizar golpes de anete, acumulando presión en la última válvula aguas arriba de la herramienta y liberando el producto súbitamente.
Enviar un *Foam Pig (Polypig)*, equipada con transmisor con el fin de empujarla.
3. En caso de que la herramienta quede estacionaria bloqueando el flujo de la línea se puede optar por:
Retirar producto del frente de la herramienta y de la parte posterior de la misma, aislando la herramienta entre válvulas de corte e iniciar bombeo liberando el producto acumulado súbitamente.
Invertir el sentido de flujo.

Nota. Tomada de (Cardozo et al., 2019, p. 11).

Anexo 8 Lista de precios unitarios de los combustibles de oferta la refin  ria



LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Página: 1 de 1

Fecha: 23/11/2024

Hora: 04:28.50

Vigencia: 21/11/2024

PRODUCTO	NETO	IMPUESTOS		SUB	IMPUESTO	UNIDAD	MONEDA	PRECIO
		RODAJE	SELECTIVO	TOTAL	IGV	MEDIDA		DE LISTA
DIESEL B5 (S-50)	11.65		1.49	13.1400	18%	GAL	PES	15.50520
DIESEL B5-S50 UV	9.02		1.49	10.5100	18%	GAL	PES	12.40180
GASOHOL PREMIUM	10.91	8%	1.13	12.9128	18%	GAL	PES	15.23710
GASOHOL REGULAR	10.32	8%	1.16	12.3056	18%	GAL	PES	14.52061
GASOLINA PREMIUM	11.17	8%	1.17	13.2336	18%	GAL	PES	15.61565
GASOLINA REGULAR	8.51	8%	1.21	10.5088	18%	GAL	PES	12.40038
GLP GRANEL	2.80			2.8000	18%	KG	PES	3.30400
PETROLEO INDUSTRIAL 500	7.94		1.00	8.9400	18%	GAL	PES	10.54920
PETROLEO INDUSTRIAL 6	8.14		0.92	9.0600	18%	GAL	PES	10.69080
TURBO A-1	4.36			4.3600	18%	GAL	USD	5.14480

Comentarios:

La Lista no incluye el recargo por FISE de 1.00 US\$/Bbl (Ley N   28852 y su reglamento DS N   021-2012-EM; y Ley de Presupuesto del Sector Público N   30114), pero será considerado en el momento de la facturación en una línea aparte y no estará sujeto a I.G.V.

Nota. Tomada de (Refinería La Pampilla S.A.A., 2025).

Anexo 9 Tabla de factores de volumen de N₂ vs volumen de gas a ciertas temperaturas y presiones

PRESSURE-TEMPERATURE VOLUME TABLES FOR NITROGEN GAS*									
PSIG	V'/V IN SCF/BBL								
P	60°F	80°F	100°F	120°F	140°F	160°F	180°F	200°F	220°F
100	45	43	41	40	39	37	36	35	34
200	84	80	78	75	72	70	68	66	64
300	122	118	114	110	106	103	99	96	94
400	161	155	150	145	140	135	131	127	123
500	200	193	186	180	174	168	163	158	153
600	239	230	222	214	207	201	194	188	183
700	278	268	258	249	241	233	226	219	213
800	317	305	294	284	275	266	258	250	242
900	356	343	330	319	308	298	289	276	267
1000	395	380	367	354	342	326	315	305	295

Nota. Tomada de (Halliburton, s. f., p. 74).