



UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADOS

**Tesis en opción al grado académico de Magister en Gestión de la
Producción**

TITULO:

IMPACTO ESTRUCTURAL Y AMBIENTAL DE COMPUESTOS DE AZUFRE DEL GPL DE LA PLANTA DE GAS DEL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI, PROVINCIA DE SUCUMBOS CANTÓN SHUSHUFINDI. PROPUESTA DE MITIGACIÓN CON MÉTODOS DE ENDULZAMIENTO.

Autor:

MANCHENO CASTRO ALFREDO FRANCISCO

Tutor:

ING. VICENTE CÓRDOVA YANCHAPANTA , Ph.D.

LATACUNGA – ECUADOR

Julio - 2015



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

Latacunga – Ecuador

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de investigación de posgrados de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el maestrante: MANCHENO CASTRO ALFREDO FRANCISCO, con el título de tesis “IMPACTO ESTRUCTURAL Y AMBIENTAL DE COMPUESTOS DE AZUFRE DEL GPL DE LA PLANTA DE GAS DEL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI, PROVINCIA DE SUCUMBIOS CANTÓN SHUSHUFINDI. PROPUESTA DE MITIGACIÓN CON MÉTODOS DE ENDULZAMIENTO”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa de Tesis.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga a de marzo de 2015

Para constancia firman:

.....
NOMBRES Y APELLIDOS
PRESIDENTE

.....
NOMBRES Y APELLIDOS
MIEMBRO

.....
NOMBRES Y APELLIDOS
PROFESIONAL EXTERNO

.....
NOMBRES Y APELLIDOS
OPOSITOR

RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DE LA TESIS

Del contenido de la presente tesis, se responsabiliza el autor.

.....
MANCHENO CASTRO ALFREDO FRANCISCO

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor del Programa de Maestría en Gestión de la Producción, nombrado por el Consejo de Posgrado de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

CERTIFICO:

Que he supervisado y revisado el Trabajo de Tesis “IMPACTO ESTRUCTURAL Y AMBIENTAL DE COMPUESTOS DE AZUFRE DEL GPL DE LA PLANTA DE GAS DEL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI, PROVINCIA DE SUCUMBIOS CANTÓN SHUSHUFINDI. PROPUESTA DE MITIGACIÓN CON MÉTODOS DE ENDULZAMIENTO”, presentado por el Lcdo. Alfredo Francisco Mancheno Castro como requisito previo para optar por el grado de Magister en Gestión de la Producción. En consecuencia, extendiendo el aval para que este trabajo sea presentado para la evaluación por un tribunal de calificación de Tesis.

Ing. Vicente Córdova, Ph.D.

AGRADECIMIENTO

Dejo constancia de mi profundo agradecimiento a mi familia, por su paciencia y comprensión durante mi formación.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, por haberme dado la oportunidad para lograr mis objetivos y metas académicas.

A los miembros del tribunal y a mi tutor de tesis, por su apoyo incondicional.

ALFREDO FRANCISCO

DEDICATORIA

A mis nietos, Julián Francisco y Joaquín Nicolás.

ALFREDO FRANCISCO

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	xiv
SUMMARY.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I. PROBLEMATIZACION.....	2
A. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1. Contextualización.....	2
2. Análisis Crítico.....	3
3. Prognosis.....	4
4. Control de la prognosis.....	4
B. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
C. JUSTIFICACIÓN.....	5
D. OBJETIVOS.....	6
1. General.....	6
2. Específicos.....	6
CAPITULO II. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	8

A. GAS NATURAL.....	8
1. La naturaleza del gas y su origen.....	8
2. Origen del gas natural.....	10
3. Las reservas de gas en el mundo.....	11
4. Gas natural y Gas licuado.....	12
5. Usos y aplicaciones del GLP.....	16
6. Consumo energético mundial.....	17
B. PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETROLEO GLP.....	18
1. Composición del GLP.....	18
1. Procesamiento de gas natural para obtención de GLP.....	19
C. ENDULZAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETROLEO.....	22
1. Contaminantes del gas.....	22
2. Determinación del proceso de Endulzamiento.....	23
3. Tipos de procesos de Endulzamiento de GLP.....	24
4. Descripción del proceso de endulzamiento de GLP.....	26

D. TECNOLOGIAS PARA LA LIMPIEZA DE GAS	30
1. Remoción de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno	32
2. Adsorción en Lecho Sólido	33
 CAPITULO III. METODOLOGÍA	38
 A. Modalidad de la Investigación.....	38
1. Investigación Analítica.....	38
2. Investigación Bibliográfica.....	38
3. Investigación de Campo.....	38
 B. Forma y Nivel de investigación	39
1. Tipo de Investigación	39
2. Metodología.....	39
3. Unidad de Estudio.....	39
4. Hipótesis	42
 CAPITULO IV. ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	44
 A. EVALUACION DE IMPACTO ESTRUCTURAL	44
1. Corrosividad del GLP	44

2. Impacto estructural	49
3. Auditoria interna	55
B. IMPACTO AMBIENTAL	59
C. PROPORCION DE REMOCIÓN DE COMPUESTOS DE AZUFRE	65
CAPITULO V. CONCLUSIONES	67
CAPITULO VI. RECOMENDACIONES	68
CAPITULO VII. PROPUESTA	69
CAPITULO VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	180
CAPITULO IX. ANEXOS	184

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Eventos de la evolución de la Tierra	11
Tabla 2. Reservas probadas de gas natural.....	12
Tabla 3. Requisitos de gas licuado de petróleo.....	20
Tabla 4. Efectos de la lluvia ácida en la naturaleza.Efectos de la lluvia ácida en la naturaleza	63
Tabla 5. Características del GLP alimentado a la planta de Gas.....	69
Tabla 6. Matriz de selección del tipo de proceso.....	74
Tabla 7. Selección del método de endulzamiento de GLP atendiendo a la tecnología.....	79
Tabla 8. Ingreso anual por GLP en la Refinería Amazonas.....	80

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de procesamiento de gas natural	21
Figura 2. Composición del gas natural	23
Figura 3. Guía para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural	24
Figura 4. Componentes básicos para el endulzamiento de gas.....	27
Figura 5. Sistema de adsorción de lecho sólido para combustibles gaseosos	36
Figura 6. Comparación de la corrosión en Lamina de cobre del flujo de gas, con el estándar ASTM.	45
Figura 7. Frecuencia por niveles ASTM de corrosión a la lámina de Cobre en muestreo de GLP en la Refinería Amazonas	46
Figura 8. Frecuencia de muestras por niveles de ASTM de corrosión a la lámina de Cobre en la Refinería Amazonas.....	48
Figura 9. Distribución de la muestra según su aceptabilidad en los procesos de debutanización y depropanización GLP.....	49
Figura 10. Desgaste por corrosión en tubería.	50
Figura 11. Evidencia física de desgaste por corrosión en tubería.....	52

Figura 12. Recomendación de la evaluación de desgaste por corrosión en tubería.	53
Figura 13. Desgaste por corrosión en Tees.....	54
Figura 14. Corrosión generalizado en una Tee.....	55
Figura 15. Quema de gas residual en una tea asociada con la Refinería Amazonas.....	60
Figura 16. Distribución global de las muestras según estándares de corrosividad.	61

RESUMEN

La Planta de Gas de la Refinería Amazonas, ubicada en el cantón Shushufindi, provincia de Sucumbíos, produce 280 TM de Gas Licuado de Petróleo GLP, más 200 galones por día de licuables. El GLP obtenido presenta una alta concentración de azufre (21 ppm H_2S), resultando en corrosividad por sobre las especificaciones vigentes en el país (<4 ppm). Se realizó el estudio de la corrosividad del GLP producido y se determinaron los riesgos ambiental y estructural en la fase de procesamiento.

Los niveles de corrosividad del GLP tomados en la Refinería Amazonas demuestran un contenido de gases ácidos compuestos de Azufre incompatible para su uso y comercialización directa. El GLP mostró valores de hasta 4a en el ensayo de “Corrosión a la lámina de cobre” determinado de acuerdo a la Norma NTE-INEN 678, la cual permite valores máximos de 1. La acidez del GLP provocados por el H_2S representa la mayor amenaza y fuente de riesgo tanto para seres vivos como para ecosistemas antropogénicos. El impacto estructural por la pérdida de grosor en las paredes de tuberías y Tees de conducción de GLP representa una amenaza y fuente de riesgo y peligro para la operación. Se plantea la implementación de un sistema de remoción de H_2S basado en un lecho fijo reactivo a base de hierro tipo granular, contenido en un recipiente en donde reacciona con el ácido sulfhídrico (H_2S) y ciertos mercaptanos (RHS). La tecnología de lecho fijo reactivo es la que se recomienda considerando los aspectos financieros de la operación y manejo.

Palabras clave: gas amargo, GLP, Lecho reactivo, secuestrantes, lámina de cobre, corrosión, impacto ambiental, impacto estructural, anhídrido sulfídrico, mercaptanos, refinería amazonas.

SUMMARY

The Gas Plant of the Amazonas Refinery, located in Shushufindi, Sucumbios province, produces 280 tons of Liquefied Petroleum Gas LPG, plus 200 gallons per day of other liquefiabiles. The obtained LPG has a high concentration of sulfur (21 ppm H₂S) resulting in corrosiveness values over the accepted specifications in the country (<4 ppm). A study addressing GLP corrosivity determined high environmental and structural risks in the gas processing phase.

The level of corrosivity found in the GLP shows acid compounds containing sulfur incompatible for direct use and marketing. GLP showed values up 4a under the assay "Copper Corrosion strip" performed according to the Standard INEN NTE-678, which allows a maximum value of 1. The GLP acidity caused by H₂S is the greatest threat and source of risk for both living beings and to anthropogenic ecosystems. The structural impact of the loss of thickness in the walls of pipes and Tees that conducts LPG constitutes a threat and a source of risk and danger to the operation. Implementing a H₂S removal system based on granular iron as reactant in a fixed bed is recommended. The chemical reacts with hydrogen sulfide (H₂S) and certain mercaptans (RHS) and immobilizes them. The fixed bed technology reagent is recommended considering the financial and management aspects of the operation.

Keywords: sour gas, LPG, reactive bedding, sequesters, copper strip, corrosion, environmental impact, structural impact, dihydrogen sulphide, mercaptans, Amazon refinery.

INTRODUCCIÓN

El gas natural es una de las varias e importantes fuentes de energía no renovables formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo (acumulación de plancton marino) o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 o 95%. El gas natural desde el yacimiento contiene impurezas como agua, dióxido de carbono CO_2 , sulfuro de hidrógeno H_2S , sulfuro de carbonilo COS , mercurio y nitrógeno molecular N_2 . Con el fin de cumplir con las especificaciones de tuberías para gas natural líquido GNL, estas impurezas deben ser eliminadas.

El sulfuro de hidrógeno en presencia de agua forma un ácido débil, corrosivo que causa el fallo prematuro de válvulas, tuberías y recipientes a presión. El dióxido de carbono también es corrosivo en presencia de agua y disminuye el valor energético del gas, además puede solidificarse en los intercambiadores, tuberías o en turboexpansores. Diversos procesos de endulzamiento de gas se desarrollaron para eliminar los gases ácidos de la corriente de gas natural en bruto, como la absorción química, el endulzamiento sólido y el método de absorción física. Sin embargo, el endulzamiento de gas por amina es considerado el proceso más popular entre los métodos de endulzamiento de gas natural. De hecho, este método tiene varias ventajas como, el ser un proceso continuo y la capacidad de regenerar el solvente.

CAPITULO I. PROBLEMATIZACION

A. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1. Contextualización

La Refinería Amazonas, que forma parte de la Empresa Pública EP Petroecuador y a cargo de la Gerencia de Refinación, está formada por tres plantas: Refinería1, Refinería 2 y Planta de Gas, con una capacidad de 25 millones de pies cúbicos estándar métricos por día MMSCFD, más 200 galones por día (GPD) de licuables. Las refinería 1 y 2 poseen una capacidad de refinación de 20.000 barriles por día (BPD), produciendo derivados como diesel, jet fuel, gasolina base, crudo residual y gas; este último se envía como carga a la Planta de Gas.

La Planta de Gas se encarga de la producción de gas licuado de petróleo GLP y Gasolina Natural como productos primarios. Como producto secundario se obtiene Gas Residual, que es muy importante como combustible para todos los servicios internos de generación de energía eléctrica de Petroamazonas.

La evacuación del GLP al Poliducto tiene dificultades para obtener los certificados de calidad del producto con las especificaciones nacionales. La aplicación de soluciones mediatas en el lugar de almacenamiento, como el uso de sosa caustica, provoca una afectación estructural muy alta ya que daña los sellos de las bombas y asientos de las válvulas, y taponan las tuberías. Esto ocasiona una

significativa reducción en la capacidad de comercialización del GLP, poniendo en riesgo el abastecimiento en la zona y la producción de la Planta de Gas. Es crítico el daño producido a las partes internas de las esferas y salchichas lo que se traduce en elevados costos de mantenimiento al liberar los equipos y el incremento del escape de gases contaminantes al medio ambiente.

2. Análisis Crítico

El GLP obtenido en la Planta de Gas de la Refinería Amazonas presenta una alta concentración de azufre, ya que no es tratado de manera técnica con un proceso definitivo. Esto hace que no cumpla con las especificaciones de corrosividad vigentes en el país. La implementación de soluciones mediatas, como recircular la producción almacenada de GLP en las esferas con sosa cáustica de forma manual y rudimentaria, genera alto riesgo al personal que realiza esta operación. Además, produce una seria afectación estructural, ya que la sosa caustica (NaOH) no es recuperada y permanece en el sistema de almacenamiento, provocando daños tanto a las tuberías, válvulas y bombas, como a los recipientes que no están diseñados para esta operación.

De lo expuesto se deriva la importancia de investigar un proceso aplicable para la remoción de gases ácidos CO₂, H₂S y otros compuestos de azufre. El GLP tratado alcanzará una especificación de corrosión a la lámina de cobre de 1", indicativa de su nivel de corrosividad, que permitirá ser enviado a las esferas de almacenamiento para su posterior despacho y comercialización, protegiendo las instalaciones y en especial el medio ambiente.

3. Prognosis

En la actualidad el sistema de almacenamiento y transporte del GLP de la Planta de Gas de Refinería Amazonas corre un alto riesgo de falla por la presencia de gases ácidos en el flujo de gas. Esto se agrava al seguir utilizando el mecanismo de inyección de sosa cáustica solamente, que no es sustentable en el tiempo debido a su bajo nivel de control. La falta de la Planta de Endulzamiento resulta en la liberación de cientos de toneladas de gas natural a la atmosfera, que son quemadas en los mecheros. Las consecuencias directas incluyen un alto impacto ambiental que afectara a los pobladores de los alrededores y al incremento masivo de gases de invernadero en el área. Así mismo, ocurre el desabastecimiento de GLP en los hogares de la región amazónica y pérdidas económicas para la empresa y el país. La recirculación del gas por filtros con sosa cáustica, provoca una combustión ineficiente y deformación de la llama, agravadas por pérdidas de calor por los gases de combustión y, finalmente, en ciertas áreas de las paredes y techo del horno de crudo existen fugas de calor hacia el exterior debido principalmente al inadecuado aislamiento térmico. Esto provoca pérdidas de eficiencia del horno de crudo, fallas y deterioro en los tubos y aislamiento térmico que pueden afectar la continuidad operativa de las plantas y conlleva elevados costos de mantenimiento.

4. Control de la prognosis

Se plantea una evaluación preliminar de los procesos y técnicas de métodos rudimentarios en la remoción de gases ácidos. Esto permitirá establecer

una línea base para establecer las alternativas tecnológicas y de procesos que mejoren las condiciones del procesos, resultando en un tratamiento de gas natural que reduzca el impacto estructural y ambiental de la extracción de hidrocarburos.

El control de la prognosis incluirá proponer y seleccionar el proceso viable y técnico, para la reducción de la concentración de H₂S en una corriente de GLP, a partir del análisis y evaluación de alternativas, con el fin de reducir la incidencia de problemas ambientales, laborales, sociales y económicos en el ámbito de acción de la Empresa Pública Petroamazonas.

B. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Alto riesgo estructural y ambiental por el contenido de gases ácidos en el GLP procesado en la Planta de Gas de la Refinería Amazonas, provincia de Sucumbios cantón Shushufindi.

C. JUSTIFICACIÓN

Actualmente el proceso de endulzamiento del gas natural y GLP, ha venido cobrando gran importancia dentro de los complejos industriales debido al creciente índice de contaminación en todos los ámbitos de la naturaleza, por los altos contenidos de azufre en los productos derivados del petróleo. La planta de gas de Refinería Amazonas tiene una producción actual de alrededor de 280 toneladas diarias de GLP y de 1200 barriles de gasolina natural. Es importante considerar que el gas asociado utilizado como carga a la planta de gas presenta una alta concentración de H₂S, teniendo como consecuencia que el principal

subproducto que es el GLP tiene alta corrosividad. Esto implica problemas en la estructura de la planta y en el Poliducto, razón por lo cual es de vital importancia el remover este componente hasta llevarlo a contenidos aceptables para su producción, transporte y consumo con niveles adecuados de seguridad. En la actualidad se han tomado soluciones mediatas, para poder cumplir con las normativas ambientales vigentes para las emisiones de compuestos de azufre. Aunque estas soluciones ofrecen un aceptable nivel de inocuidad del producto, incrementan significativamente los riesgos para el personal involucrado en el proceso, disminuyen la vida útil de la infraestructura y equipos especializados e incrementan las actividades de mantenimiento y reparación.

D. OBJETIVOS

1. General

Reducir los riesgos ambientales y estructurales por la presencia de gases ácidos en el GLP procesado en la Planta de gas de la Refinería Amazonas.

2. Específicos

- a. Evaluar el impacto estructural y ambiental de compuestos de azufre del GLP de la Planta de gas de Refinería Amazonas del cantón Shushufindi de la provincia de Sucumbíos.

- b. Formular una propuesta de reducción de riesgo, con el diseño de métodos de endulzamiento apropiados para la Planta de gas de Refinería Amazonas del cantón Shushufindi de la provincia de Sucumbíos.

CAPITULO II. FUNDAMENTO TEÓRICO

A. *GAS NATURAL*

El gas natural recibe este nombre porque se extrae directamente de la naturaleza y llega a su punto de consumo sin haber experimentado prácticamente ninguna transformación química. Es la energía fósil menos contaminante y su rendimiento energético es superior al de cualquier otra fuente de combustible. Este hecho, añadido a la expansión de su comercio y la extensión de las redes y sistemas de distribución, hace que su utilización esté aumentando en todo el mundo.

El gas natural es una fuente de energía fósil que, como el carbón o el petróleo, está constituida por una mezcla de hidrocarburos, unas moléculas formadas por átomos de carbono e hidrógeno. Complejos estudios de geología y física permiten encontrar y explotar los yacimientos de gas que centenares de miles de años de acción bacteriana han generado bajo tierra .

1. La naturaleza del gas y su origen

El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos en la que su principal componente es el metano (CH_4), una molécula sencilla formada por 1 átomo de carbono y 4 átomos de hidrógeno. Su composición química, no obstante, varía sensiblemente según su procedencia, ya que acostumbra a ir asociada a otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H_2S), el anhídrido carbónico (CO_2), el

nitrógeno (N_2) o el helio (He) que se extrae cuando el gas natural se destina a usos industriales y domésticos.

El origen del gas natural, como el del petróleo, lo debemos buscar en los procesos de descomposición de la materia orgánica, que tuvieron lugar entre 240 y 70 millones de años atrás, durante la época en la que los grandes reptiles y los dinosaurios habitaban el planeta (Era del Mesozoico). Esta materia orgánica provenía de organismos planctónicos que se fueron acumulando en el fondo marino de plataformas costeras o en las cuencas poco profundas de estanques, y que fueron enterradas bajo sucesivas capas de tierra por la acción de los fenómenos naturales.

Así, sus compuestos fundamentales –grasas y proteínas– se descompusieron muy lentamente en ausencia de oxígeno por la actuación bacteriana. Los gases generados, por diferencia de presiones, ascendieron por las rocas porosas de la corteza terrestre hasta llegar a capas de terreno impermeable, bajo las que quedaron atrapados originando las grandes bolsas o yacimientos de los que hoy en día sacamos provecho los humanos.

Este proceso es, salvando las distancias, parecido al que tiene lugar en los vertederos donde tiramos las basuras. La materia orgánica que proviene de los restos de fruta, verdura o carne, por ejemplo, cuando se descompone, produce un gas de características similares al gas natural, que debe ser evacuado del vertedero a la atmósfera, mediante una red de tubos de drenaje para evitar que

las emanaciones puedan provocar alguna explosión, o bien almacenarse y aprovecharse como combustible: es el denominado biogás (Comunidad de Madrid, 2002).

2. Origen del gas natural

El gas natural, tal como el petróleo y el carbón, es un combustible fósil. El gas y el petróleo fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales principalmente microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton se depositaron en el fondo del mar y fueron enterrados por sedimentos. Las capas de sedimentos fueron acumulándose, originando un incremento de la presión y temperatura, lo cual convirtió la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno.

El proceso de la formación de gas y petróleo, se parece al de una cocina donde las rocas son cocinadas lentamente. Una vez formado el gas y el petróleo, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtraron a través de fracturas y/o el espacio poroso de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, alcanzando en algunos casos la superficie. Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, estos hidrocarburos quedaron atrapados, no como en un lago sino dentro de los poros de la roca, a la cual se le denomina reservorio. Los reservorios de gas natural, al igual que los reservorios de petróleo, están formados por rocas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo. Un conjunto de reservorios similares constituye un yacimiento (Cáceres, 2002).

Tabla 1.Eventos de la evolución de la Tierra

Hace (mill. de años)	Hecho
4.600	Origen de la Tierra
4.200	Aparecen los primeros mares
3.900	Origen de la vida (células bacterianas)
2.800	Se forman los grandes continentes
2.000	El oxígeno ya es abundante en la atmósfera
1.600	Aparecen los primeros organismos planctónicos y bentónicos
300	Primeros reptiles gigantes y dinosaurios
250	Se empiezan a formar las bolsas de gas natural
65	Desaparecen los dinosaurios
0,20	Aparece el Homo Sapiens

Fuente: Caceres, 2002.

3. Las reservas de gas en el mundo

Hay yacimientos de gas natural en todos los continentes del planeta. Los depósitos naturales más importantes hasta ahora descubiertos se encuentran en países como Estados Unidos y Canadá en América del Norte; Argentina, Venezuela y Trinidad y Tobago en América del Sur; Alemania, Dinamarca, Finlandia, Noruega, Italia, Holanda o Gran Bretaña en Europa; la Federación Rusa, Uzbekistan, Kazakhstan y Turkmenistan; Argelia, Libia, Nigeria o Egipto en África; Arabia Saudí, Kuwait, Irak, Qatar, Emiratos Árabes o Irán en Oriente Medio; y Australia, India o China en Asia-Oceanía.

En Europa, las reservas mundiales representan un 3,5% del total. Los tres grandes países productores son Gran Bretaña, Noruega y Holanda –este último con las reservas probadas más importantes de todo el continente–, buena parte de las cuales han sido encontradas en el Mar del Norte. Las primeras

explotaciones fueron las de los yacimientos descubiertos en Austria, Italia y Francia (Comunidad de Madrid, 2002).

Tabla 2. Reservas probadas de gas natural

Áreas Geográficas	Millones m ³
América del Norte	7,3
América Latina	6,3
Europa	5,2
Antigua URSS	56,7
África	11,2
Oriente Medio	49,5
Asia-Oceanía	10,3
Total	151,880

Fuente: Comunidad de Madrid, 2002.

4. Gas natural y Gas licuado

El gas natural se transporta por gasoductos desde los campos de extracción hasta las plantas de licuefacción, donde se comprime y se enfría hasta aproximadamente -162 °C, para producir gas natural licuado (GNL). La composición del GNL es distinta a la del gas natural debido a la eliminación de algunas impurezas y componentes durante el proceso de licuefacción. El GNL se utiliza sobre todo para aumentar la provisión de gas natural durante los períodos de fuerte demanda y para abastecer gas a zonas alejadas de los principales gasoductos. Se re-gasifica añadiendo nitrógeno y aire para hacerlo equivalente al gas natural antes de introducirlo en las tuberías de suministro.

“Los gases asociados al petróleo y los gases de condensado se clasifican como “ricos” porque contienen cantidades considerables de etano,

propano, butano y otros hidrocarburos saturados. Los gases asociados al petróleo y los gases de condensado se separan y licúan para producir gas de petróleo licuado (GPL) por compresión, adsorción, absorción y enfriamiento en plantas de procesado de gas y petróleo. En esas plantas se produce también gasolina natural y otras fracciones de hidrocarburos. A diferencia del gas natural, el gas asociado al petróleo y el gas de condensado, los obtenidos del procesado del petróleo (producidos como subproductos de procesado en las refinerías) contienen cantidades considerables de hidrógeno e hidrocarburos insaturados (etileno, propileno, etc.). La composición de los gases obtenidos del procesado del petróleo depende de cada proceso específico y de los crudos de petróleo utilizados” (Muñoz, 2009).

“El gas licuado de petróleo (GLP) se obtiene del tratamiento que se le da al petróleo crudo y/o al gas natural en sus fases de refinamiento. Los hidrocarburos cuyos componentes son hidrógeno y carbono, se presentan bajo tierra tanto en estado líquido como en estado gaseoso. Se formaron en el transcurso de millones de años, cuando grandes masas de materiales orgánicos quedaron bajo la tierra. Estas, bajo la acción de altas presiones y temperaturas se fueron transformando en petróleo crudo (hidrocarburo líquido) y en gas natural (hidrocarburo gaseoso). El gas natural puede hallarse disuelto en el petróleo crudo como gas asociado, en pozos donde el producto dominante es el petróleo; también lo podemos encontrar como gas libre no asociado donde el producto dominante es el gas o en mezclas de hidrocarburos, tanto gaseosos como líquidos en los llamados pozos de condensados. El GLP es la mezcla de gases de petróleo

producidos ya sea por pozos petrolíferos o gasíferos. Estos gases se procesan en una planta de refinación, obteniéndose como resultado el GLP. Los gases licuados del petróleo son hidrocarburos compuestos principalmente de propano y butano, que en mayor o menor proporción acompañan al petróleo crudo y al gas natural, además de iso-butano y etano en pequeñas cantidades” (Instituto de la Energía "General Mosconi", 2002).

El GLP comercial en el Ecuador está compuesto aproximadamente de 60% de propano y el butano representa el 40% del volumen. En el crudo, la mayor presión de vapor la tienen el propano y el butano, antes del transporte del crudo se debe reducir este inconveniente por lo que se separan durante el proceso de “estabilización” en el campo de extracción. Al llegar a las refinerías se procede a separar las cantidades variables de GLP del crudo “estabilizado”, que oscilan entre un 2 y 3%, mediante la primera etapa de destilación o fraccionamiento (torre atmosférica) (Instituto de la Energía "General Mosconi", 2002).

Además de estos orígenes naturales del GLP, éste se obtiene como subproducto de una serie de procesos de refinería que se listan a continuación:

- *“Reformado Catalítico:* Se alimenta de naftas ligeras para producir aromáticos y gasolinas. El rendimiento en GLP está entre 5 y 10%.

- *Cracking Catalítico*: Se alimenta de gasóleo o nafta produciendo etileno y propileno para petroquímica. El rendimiento en GLP está entre 5 y 12%.
- *Steam Cracking*: Se alimenta con gasóleo o nafta produciendo etileno y propileno. El rendimiento en GLP está entre 23 y 30%.
- *Polimerización y Alquilación*: Se alimentan de butanos para producir gasolinas. El rendimiento en GLP está entre 10 y 15%.
- *Cracking Térmico*: Se alimenta de gasóleo y fuel-oil para producir gasolina. El rendimiento en GLP está entre 10 y 20%.
- *Visbreaking*: Se alimenta de gasóleo pesado y residuo para producir coque. El rendimiento en GLP está entre un 5 a 10%” (Kraus, 2004).

En el Ecuador se desarrolló la tecnología de producción, el almacenamiento, la distribución, el consumo y las normas de control para una mezcla de propano y butano (GLP), limitando un consumo de gas combustible de excelente poder calorífico que podrían tener mezclas de metano, etano y propano y que tendrían, un precio mucho menor por su fácil disponibilidad y por un requerimiento tecnológico menor para su elaboración en los campos del Oriente (Castilla, Diaz, Gil, Puigbo, & Villaroel, 1982).

En la Planta de Gas del Complejo Industrial Shushufindi, el GLP se obtiene como producto principal en un proceso criogénico que utiliza como carga el gas asociado. Este proceso criogénico utiliza propano como medio

refrigerante en el sistema de enfriamiento, donde se consigue la licuefacción de los componentes de GLP que son el propano y el butano. El proceso de la unidad de procesos de la Planta de Gas consta de las siguientes etapas: pre-enfriamiento de la carga, deshidratación, sistema de enfriamiento, separación de gas residual y separación de productos (Gerencia de Refinación Complejo Industrial Shushufindi, 2010).

5. Usos y aplicaciones del GLP

"Dentro de las principales ventajas que tiene el uso del GLP sobre otros combustibles, se deben mencionar la limpieza, economía, alto poder calorífico, fácil manejo y transporte así como, seguridad en su uso. Estas razones hacen que el uso del GLP sea cada vez mayor en el ámbito industrial, comercial y doméstico. Las aplicaciones más importantes en el sector industrial son en hornos estacionarios y continuos, calderas, equipos de corte y soldadura de metales, quemadores industriales, sopletes y mecheros, secadores, incineradores y crematorios. El GLP es un combustible de combustión limpia, sostenible y eficiente y una fuente vital de energía para cientos de millones de personas en todo el mundo. Es una energía de usos múltiples con miles de aplicaciones. El GLP puede ser almacenado, transportado y utilizado de una manera eficiente ya que emite menores cantidades de gases de efecto invernadero que la gasolina o el diesel. En el sector doméstico el GLP tiene su más popular aplicación con cerca del 47% de la demanda mundial y es comúnmente utilizado para cubrir

necesidades de cocción de alimentos y demandas de calentamiento en el hogar” (Anyon, 2009).

6. Consumo energético mundial

El incremento en los precios del petróleo se refleja directamente en sus derivados, por lo que el consumo de energéticos se ha redireccionado hacia otras fuentes de energía como el gas natural y el carbón.

“En 2007, el gas natural constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón. Su empleo presenta ventajas económicas y ecológicas, acorde a las políticas de sustentabilidad actuales que se orientan al empleo de combustibles limpios y eficientes. Como resultado, el consumo de gas natural creció 2.7 % en promedio anual entre 1997 y 2007, abasteciendo 23.8 % del consumo mundial de energía primaria” (Anyon, 2009).

“América Latina tiene una producción anual de gas del orden de 110 x 10⁹ m³/año. Los países con mayor producción de gas natural en Latinoamérica son: México, Venezuela, Argentina y Colombia. El consumo de gas natural fue, junto con el de petróleo, el que más crecimiento experimentó en las últimas 3 décadas y según algunas proyecciones se espera que continúe con este ritmo. En los últimos años el comercio mundial de gas natural licuado creció más que el gas comercializado por gasoducto. El gas natural es el combustible fósil más limpio, es más liviano que el aire y produce un menor “efecto invernadero” que otros combustibles como el carbón y el petróleo” (Cáceres, 2002).

*B. PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETROLEO
GLP*

1. Composición del GLP

Gas Licuado de Petróleo GLP, es la denominación aplicada a las mezclas de propano y butano que tienen la propiedad de permanecer en estado líquido a presiones y temperaturas definidas, es decir a temperatura ambiente y presión atmosférica son gases pero a temperatura ambiente y mayor presión (cerca de las 10 atm) son líquidos (Espinoza, 2014).

El propano (C_3H_8) al igual que el butano (C_4H_{10}) son compuestos orgánicos, ambos gases tienen un gran poder calorífico: el propano proporciona 22000 Kcal/m³ y el butano 28300 Kcal/m³, mismos que al tenerlos disponibles en fase líquida facilita el transporte y los hace muy prácticos.

Comercialmente hablando, al referirse a GLP se puede hablar de una mezcla del 80% de propano y un 20% de butano, misma que puede variar hasta un 60 % de propano y 40 % de butano.

A presión atmosférica y temperatura ambiente (1 atmósfera y 20°C), el GLP se encuentra en estado gaseoso. Si se desea licuar estos gases es necesario bajar la temperatura hasta -0,5°C (butano) y -42,2°C (propano). En cambio, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter al GLP a presión. Para obtener butano a temperatura ambiente es necesario aumentar la presión a más de

2 atmósferas y para obtener propano es necesario aumentar la presión hasta más de 8.

“Un volumen de 1 litro de propano líquido se transforma en 272,6 litros al pasar a la fase gas, mientras que 1 litro de butano líquido se transforma en 237,8 litros al pasar a la fase gas. Tomando en cuenta que tanto el propano como el butano son inodoros, con el propósito de hacerlos detectables en caso de fugas, se les añade odorizantes como el sulfuro de mercaptano, que los hace perceptibles antes de que la mezcla GLP-aire pueda ser explosiva” (Espinoza, 2014).

El propano y el butano no son tóxicos, pero pueden provocar la muerte por asfixia al impedir que el aire llegue a los pulmones y oxigene la sangre en caso de tener alta concentración de estos gases a nivel del suelo. La norma Técnica NTE INEN 675:1982 indica los siguientes requisitos para la composición de gas para uso doméstico, industrial y transporte (INEN, 2009), como se indica en la tabla 3.

1. Procesamiento de gas natural para obtención de GLP

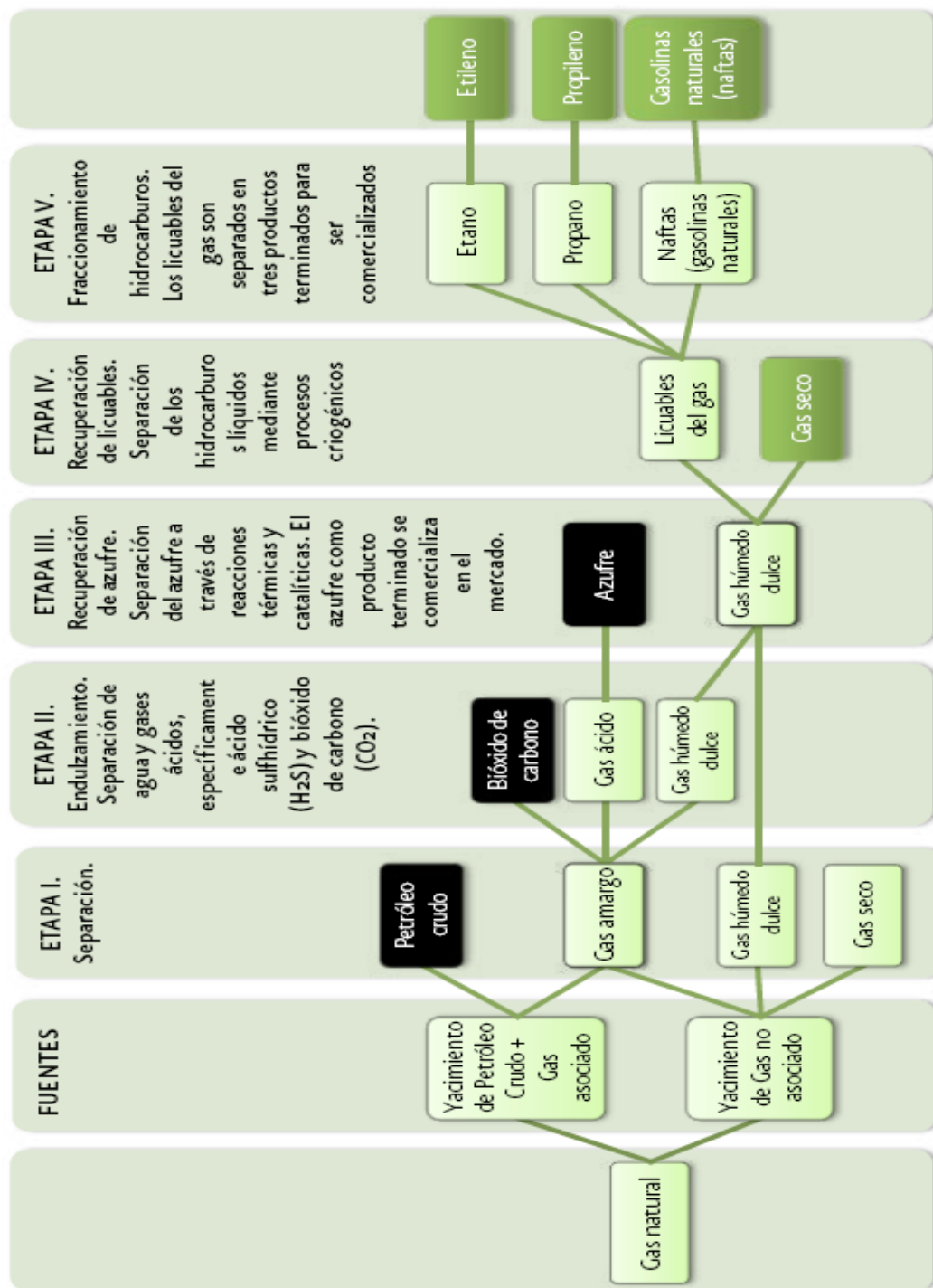
El proceso de producción de gas natural incluye varias etapas, principalmente: separación, endulzamiento (separación de agua y gases ácidos), recuperación de azufre, recuperación de licuables y fraccionamiento de hidrocarburos; tal como se muestra en la Figura 1 (Cáceres, 2002).

Tabla 3. Requisitos de gas licuado de petróleo

REQUISITO	UNIDAD	PROPANO COMERCIAL		MEZCLA PROPANO-BUTANO		BUTANO COMERCIAL		MÉTODO DE ENSAYO
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	
Presión de vapor a 37,8°C (100°F)	Pascal* (Psi)		14,47x10 ⁵ (210)		13,78x10 ⁵ (200)		4,82x10 ⁵ 5	NTE INEN 676
Temperatura de evaporación del 95% del volumen a 1,0133x10 ⁵ Pa	°C (°F)		-38,3 (-37)		2,2 (36)		2,2 (36)	NTE INEN 677
Corrosión sobre la lámina de cobre			No.1		No.1		No.1	NTE INEN 678
Contenido de azufre	mg/m ³		343		34		34	NTE INEN 679
Residuo de evaporación de 100 cm ³	cm ³		0,05		0,05		0,05	NTE INEN 681
Pentano y pesados (C5+)	%		-		2,0		2,0	NTE INEN 683
Butano y pesados (C4+)			2,5		-		-	
* 10 ⁵ Pa 1 kgf/cm ²								

Fuente: INEN, 2009.

“Cabe mencionar que el gas natural licuado ofrece una mayor facilidad de transporte que el llevado a cabo a través de gasoductos, permitiendo a los cargamentos de gas natural ser llevados y entregados donde la necesidad sea mayor y los términos comerciales sean más competitivos. Un estudio de costos de transporte publicado por el Centro de Economía Energética de Estados Unidos demuestra que a medida que aumenta la distancia por la que el gas natural es transportado, el uso del GNL tiene beneficios económicos sobre el uso de gasoductos” (Anyon, 2009).



Fuente: Cáceres, 2002.

Figura 1. Etapas de procesamiento de gas natural

C. *ENDULZAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETROLEO*

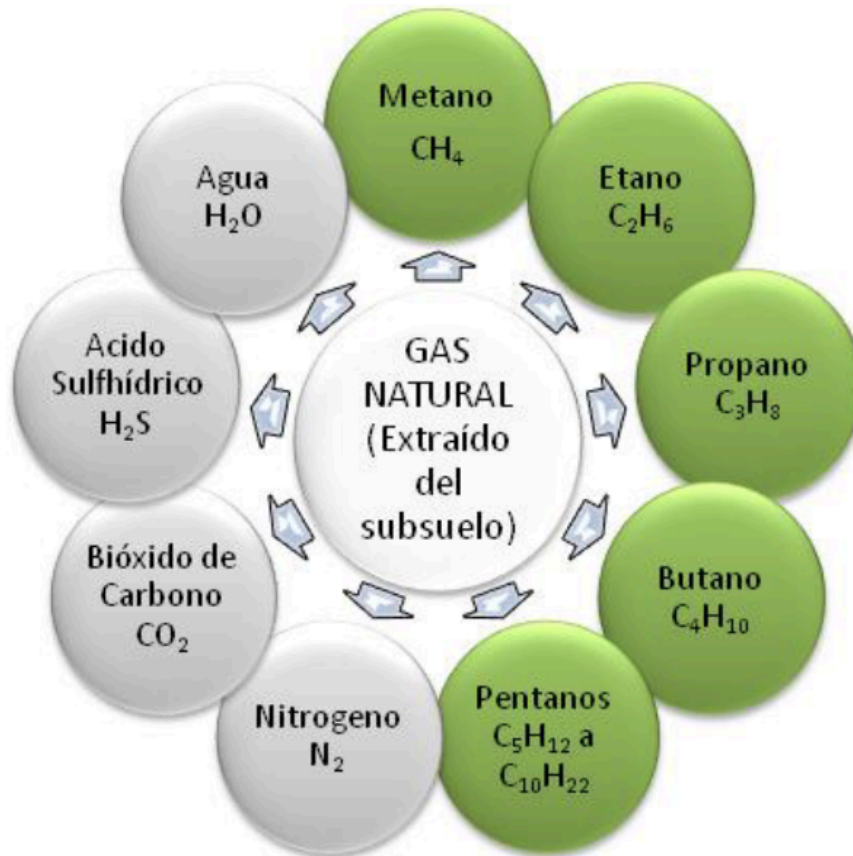
1. Contaminantes del gas

“A más de los componentes combustibles, el gas natural sin procesar contiene contaminantes que hacen necesaria su remoción. La figura 2 detalla la composición del gas natural como se lo extrae de los pozos.

El H_2S y CO_2 no aportan poder calórico pero causan problemas a los sistemas y el medio ambiente, es más restan calor durante el proceso de combustión. El H_2S es un compuesto venenoso y no puede ser tolerado en gases que pueden ser usadas como combustible de uso doméstico.

El H_2S es extremadamente corrosivo en presencia de agua y puede causar fallas prematuras en válvulas, líneas y recipientes de presión. También puede causar envenenamiento del catalizador en recipientes o reactores en refinerías y requiere tomar medidas precautelares costosas. Muchas especificaciones para transporte por gasoductos limitan la concentración de H_2S a 0,25 g/100 ft³ de gas (cerca de 4 ppm).

El dióxido de carbón no es tan agresivo como el gas sulfhídrico y su remoción no siempre es requerida. La remoción del CO_2 puede ser necesaria en el gas que ingresa a plantas criogénicas con el propósito de evitar su solidificación. Al igual que el H_2S , el CO_2 es corrosivo en presencia de agua. El nombre de “gas amargo” se refiere al contenido de H_2S en cantidades que están sobre los límites industriales permitidos” (Heredia, 2011).



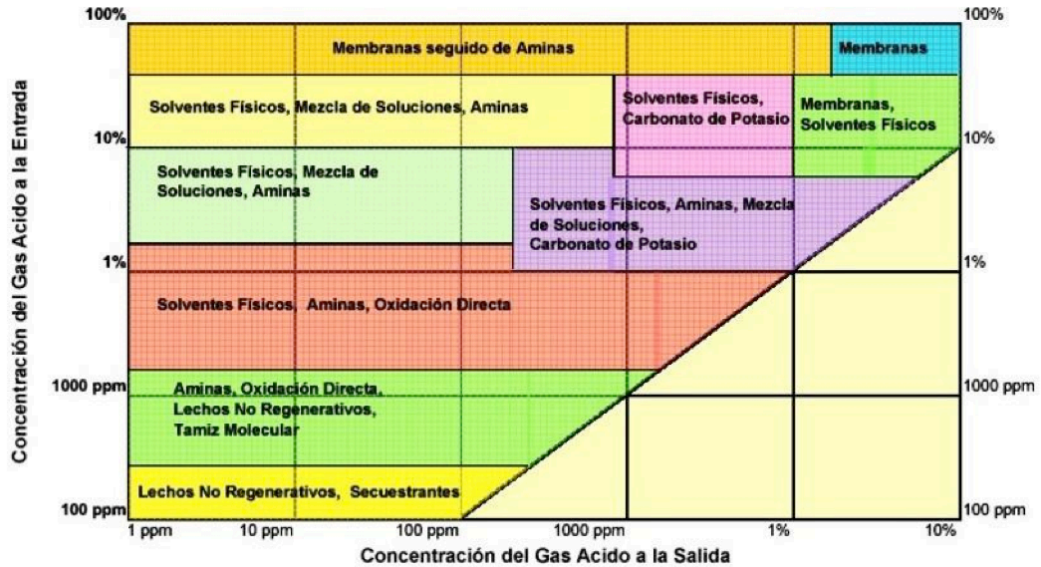
Fuente: Heredia, 2011.

Figura 2. Composición del gas natural

2. Determinación del proceso de Endulzamiento

“El gas alimentado al proceso de endulzamiento sin tratar se denomina “amargo o agrio”, el producto “gas dulce”. Para lograr un alto grado de eficiencia en el endulzamiento de gas natural, es necesario conocer la composición de la carga y el grado de remoción que se quiere del contaminante. La figura 3 detalla una guía para seleccionar el método más adecuado para el

endulzamiento del gas, atendiendo a las concentraciones del contaminante tanto en el gas de entrada como en el gas tratado” (Espinoza, 2014).



Fuente: Espinoza, 2014.

Figura 3. Guía para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural

3. Tipos de procesos de Endulzamiento de GLP

El proceso mismo de endulzamiento del GLP consiste en la eliminación de la corriente de gas de los elementos o componentes ácidos que forman parte del mismo, de tal manera que el gas cumpla con especificaciones nacionales o internacionales para transporte o para comercialización y distribución. Aunque muchos tipos de gas natural están prácticamente libres de cantidades considerables de H₂S y CO₂, cantidades sustanciales de estos contaminantes se han encontrado en reservas de gas así como en el gas producido en varios países. Varios autores han definido que un gas conteniendo cantidades

de $\text{CO}_2 \geq 2\%$, $\text{N}_2 \geq 4\%$, o $\text{H}_2\text{S} \geq 4$ ppmv es un gas de una calidad media. Los gases que contienen estas cantidades de impurezas generalmente requieren tratamiento o mezcla (dilución con gas menos contaminado). Así, existen ocasiones en las que únicamente es necesario remover el H_2S . Cuando el contenido de CO_2 excede las especificaciones y los procesos subsiguientes son de tipo criogénico, la remoción a valores tan bajos como 100 ppmV puede ser necesaria (Manning & Thompson, 1991). Existen más de 30 procesos para endulzamiento de gas natural. Los más importantes son:

- a. Procesos Batch, por ejemplo esponja de hierro, sulfa-check y sosa cáustica. Debido a que el reactante es descartado, su uso está limitado a la remoción de pequeñas cantidades de azufre. Se usa con caudales pequeños de gas o cantidades pequeñas de sulfuro de hidrógeno en la corriente de gas.
- b. Soluciones acuosas de amina, monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), diglicolamina, metildietanolamina y otras. Estas soluciones son regeneradas y se usan para remover importantes cantidades de H_2S y CO_2 cuando es necesario.
- c. Soluciones Mixtas (mezclas de amina, un solvente físico y agua). Estas soluciones también absorben el azufre orgánico y son capaces de tratar altas concentraciones de gases ácidos.
- d. Solventes físicos y solventes fluorados. Estos pueden ser regenerados sin la necesidad de calor y secar simultáneamente el

gas. Los solventes físicos se usan en gran medida para la remoción frecuente de CO₂ en instalaciones Off-Shore.

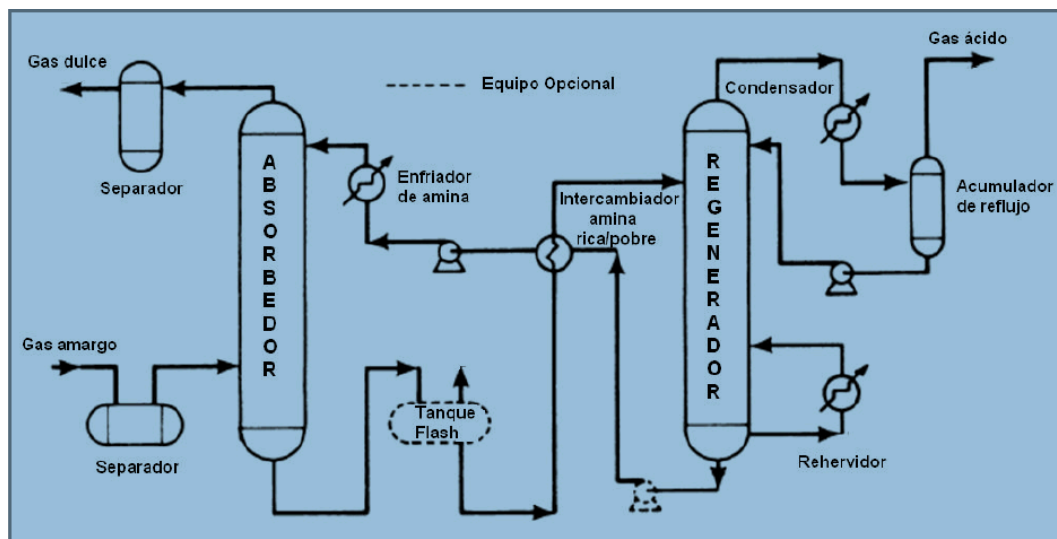
- e. Soluciones calientes de carbonato de potasio. Estas son sustancias químicas análogas a los solventes físicos.
- f. Oxidación directa a azufre. Estos procesos prácticamente no emiten
- g. Adsorción. Su uso está limitado a bajas concentraciones de gas ácido; simultáneamente seca el gas.
- h. Membranas. Separan grandes cantidades de CO₂, especialmente cuando la concentración de éste contaminante en la corriente es alta.
- i. Tecnología de Lecho Reactivo Fijo para la Remoción de H₂S

4. Descripción del proceso de endulzamiento de GLP

“El proceso de endulzamiento de GLP se refiere a la purificación del gas, eliminando especialmente el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono, debido a que son altamente corrosivos en presencia de agua y tienen un impacto negativo en la capacidad calorífica del gas natural. Dicha operación involucra la remoción de las impurezas presentes en fase gaseosa. La absorción de un líquido es una operación unitaria muy importante para la purificación del gas natural, en la cual los componentes de una mezcla gaseosa son disueltos selectivamente en un líquido. Esta operación se realiza generalmente en torres verticales que en su interior tienen platos, empaques u otros dispositivos que aumentan el contacto entre ambas fases las cuales fluyen a contracorriente” (Perry & Green, 2002).

“En la absorción química es muy importante el uso de disolventes específicos para la remoción de gases ácidos como SO_2 , CO_2 y H_2S , que producen problemas de corrosión y contaminación. Los solventes empleados son soluciones acuosas de alcanolaminas, siendo las más empleadas en el endulzamiento de gas natural la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), N-metil-dietanolamina (MDEA), o combinaciones de ellas” (Perry & Green, 2002).

La segunda etapa es la regeneración (recuperación) de la solución absorbente. Esta es el complemento del proceso donde se lleva a cabo la desorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución mediante la adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso como se muestra en la Figura 4 (Heredia, 2011).



Fuente: Heredia, 2011.

Figura 4. Componentes básicos para el endulzamiento de gas

El gas amargo es alimentado por el fondo de la columna absorbedora a una presión de 84.1 kg/cm² y 35 °C, para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de metildietanolamina regenerada (MDEA pobre), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la columna absorbedora la MDEA pobre pasa por un enfriador donde se abate la temperatura hasta unos 40 °C aproximadamente (Dow Chemical Co., 2002)

La columna absorbedora de gas amargo, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de MDEA pobre se pone en contacto íntimo con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentada a la planta endulzadora. El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador de gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la MDEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección es enviado a la red de gas combustible (Heredia, 2011).

“La MDEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de MDEA proveniente del fondo de la columna absorbedora (MDEA rica), que se envía de nivel a la sección de regeneración de metildietanolamina. La solución de MDEA rica proveniente del fondo de la columna absorbedora y el separador de gas combustible se alimenta al tanque de desorción (o de flasheo) con el fin de eliminar los hidrocarburos líquidos y parte de los gases ácidos retenidos por la MDEA que por efecto de presión se encuentren disueltos en esta solución.

La amina rica acumulada en el tanque de desorción, se envía por diferencia de presiones al intercambiador de calor amina rica/pobre, donde se calienta por medio de contracorriente de MDEA pobre procedente del rehervidor de la torre regeneradora. Una vez precalentada, la amina pasa al filtro de MDEA rica tipo cartucho, con la finalidad de eliminar los sólidos y partículas de sulfuro presentes en la solución de MDEA, formados por el ensuciamiento de la amina con el gas” (Dow Chemical Co., 2002).

“Una vez filtrada la solución continúa hacia la torre regeneradora. La amina rica procedente del filtro es alimentada al tercer plato de la torre regeneradora la cuál consta de 20 platos de los cuales los 18 de la parte inferior son para efectuar la regeneración de la solución absorbente y en los dos restantes, fluye agua a contracorriente con los gases ácidos con el fin de llevar a cabo el lavado de éstos y evitar pérdidas de MDEA por arrastre. El gas ácido saturado con agua sale del domo de la torre regeneradora fluyendo hacia el enfriador (condensador) donde se disminuye la temperatura hasta unos 49°C aproximadamente condensándose de esta manera los vapores de agua. Una corriente de inhibidor de corrosión es suministrada a la línea de alimentación del enfriador, con la finalidad de minimizar la corrosión en este equipo.

La mezcla condensada de ácidos-agua, entran al acumulador de reflujo de la torre regeneradora donde se lleva a cabo la separación de esta mezcla, los gases ácidos son enviados a la planta de recuperación de azufre y el agua acumulada en este recipiente, se retorna al plato superior de la torre regeneradora

en forma de reflujo siendo utilizado eliminar el calor de la parte superior de la columna, para que se condensen los compuestos más pesados.

La solución MDEA regenerada que sale por el fondo de la torre, entra al rehervidor que actúa como un plato más de la misma torre; la solución es enviada al rehervidor con la finalidad de elevarle la temperatura produciéndose de esta manera los vapores necesarios para el agotamiento de los ácidos, los cuales salen por la parte superior del rehervidor retornándose a la torre regeneradora donde a contracorriente con la solución de amina rica descendente la despojan de los gases ácidos.

El tanque de balance actúa como tanque de carga para las bombas de inyección de metildietanolamina. En este tanque se tiene una alimentación de gas combustible para mantener una presión interna constante y proporcionar una carga neta positiva a las bombas. La amina pobre, es tomada del tanque de balance por las bombas de amina tipo reciprocante de tres pistones, con el fin de mandar la solución al domo de la columna absorbadora, la presión de descarga de las bombas es de 84.1 kg/cm^2 , en la descarga de las bombas se cuenta con un cartucho que sirve para inyectar agente antiespumante, que controle la formación de espuma en la columna absorbadora” (Heredia, 2011).

D. TECNOLOGIAS PARA LA LIMPIEZA DE GAS

El gas natural se compone de hidrocarburos ligeros y pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados y vapor de agua. Además, el gas natural contiene

impurezas tales como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y otros compuestos de azufre. Otros componentes, no tan importantes, son el amoníaco (NH_3), cianuro de hidrógeno (HCN), sulfuro de carbonilo (COS), el disulfuro de carbono (CS_2), mercaptanos (RSH), nitrógeno (N_2) y dióxido de azufre (SO_2). La calidad del gas es altamente dependiente de las concentraciones de estos contaminantes. Además, la composición del gas natural varía de un lugar a otro.

La limpieza de gas por lo general implica la eliminación de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua. Principios bien conocidos para la eliminación son la absorción o adsorción de estos compuestos, y últimamente, se desarrollan las tecnología de aplicación de membranas. Después de la separación de sulfuro de hidrógeno a partir de gas natural, sulfuro de hidrógeno generalmente se convierte en azufre puro, ya que no se permite la emisión de sulfuro de hidrógeno al aire. El grado de limpieza de los gases depende de las regulaciones gubernamentales para las emisiones a la atmósfera. Sin embargo, se requiere que el gas para cumplir con las especificaciones del gas de venta. En las especificaciones de gases de venta, las concentraciones de dióxido de carbono de hasta 2 por ciento, de sulfuro de hidrógeno hasta 4 ppm y un máximo contenido de agua de $0,1 \text{ g m}^{-3}$ generalmente están permitidos (Mork & Gudmundsson, 2010).

Para el desarrollo de la energía a base de gas tanto en generación como en síntesis de combustible, es necesario separar compuestos de azufre (H_2S , COS), haluros (HCl , HF), y otros contenidos del gas. Una aplicación clave de esta

tecnología se encuentra en el proceso de purificación de gas húmedo que, después de la eliminación de haluros solubles en agua y otros contenidos con un lavador hídrico, desulfuriza el gas con un metildietilamina (MDEA) u otro absorbente líquido a base de amina para la purificación de gas. Este método, sin embargo, requiere que el gas sea enfriado a temperatura ambiente, perdiendo así mucho calor. Además, el proceso se vuelve complejo, ya que requiere no sólo un intercambiador de calor, sino también un catalizador que convierte difíciles de remover COS en H₂S. Es también difícil de reducir, precisamente, los compuestos de azufre a un nivel de 1 ppm. Para resolver los problemas relacionados con el proceso de purificación de gas húmedo, se están realizando esfuerzos para desarrollar la tecnología de depuración del gas seco .

1. Remoción de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

La limpieza del gas generalmente se concentra en la eliminación de compuestos de azufre y dióxido de carbono. A menudo, tanto el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno se eliminan de forma simultánea y en ocasiones uno de los compuestos, por lo general sulfuro de hidrógeno, se mueve selectivamente. Debido a los efectos ambientales y sanitarios del sulfuro de hidrógeno, es necesario antes de depositar el tratamiento adicional de sulfuro de hidrógeno. Varios procesos se desarrollan para la eliminación de gas ácido, ya sea basado en los principios químicos o físicos donde los compuestos se absorben bien en un disolvente físico o químico o adsorbido sobre una superficie sólida.

Por lo general, para bajas concentraciones de sulfuro de hidrógeno en la corriente de alimentación, los procesos de adsorción son favorables para obtener un gas con muy bajo contenido de sulfuro de hidrógeno. Sin embargo, para la eliminación de grandes cantidades, la adsorción es antieconómica y procesos de absorción son más adecuados. A concentraciones aún más altas, se utilizan los procesos de absorción de solventes físicos. Sin embargo, mediante el uso de estos procesos, se requiere una limpieza adicional secundaria del gas porque el gas natural no se purifica de manera satisfactoria en la primera etapa.

2. Adsorción en Lecho Sólido

En este proceso de adsorción, se aplica un lecho fijo de partículas sólidas, principalmente para eliminar el sulfuro de hidrógeno, sino también algo de dióxido de carbono y agua por medio de enlace iónico o de reacciones químicas. Cuando se requiere una muy alta pureza del gas natural, se utiliza uno de los procesos de adsorción. En estos procesos, el gas fluye a través del lecho fijo mientras que los gases ácidos son adsorbidos sobre las partículas sólidas. Cuando el lecho está saturado con gases ácidos, la cama debe ser reemplazada o regenerada por calentamiento. Como resultado, estos procesos generalmente se operan como un sistema por lotes. Tres diferentes procesos de adsorción de lecho sólido son comunes; tamices moleculares, esponja de hierro y óxido de zinc.

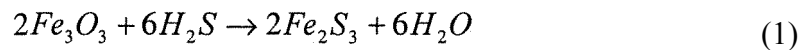
a. Tamices moleculares

“En los tamices moleculares se procesan las moléculas polares, como el sulfuro de hidrógeno y el agua que se puede eliminar mediante la unión a los sitios activos polares cargadas en la superficie de las partículas sólidas. Este proceso de adsorción se puede utilizar cuando se necesitan concentraciones muy bajas de vapor, y por lo general se hace funcionar a una presión moderada a aproximadamente 30 bar.

Las partículas se fabrican sintéticamente con la creación de un material muy poroso con poros de exactamente el mismo tamaño. El tamaño de los poros se selecciona de modo que las pequeñas moléculas son admitidos, y al mismo tiempo la prevención de hidrocarburos pesados y compuestos aromáticos para entrar en los poros. Moléculas no polares pequeños, tales como dióxido de carbono también entrar y quedar atrapadas dentro de los poros. Este obstruye el acceso de agua y sulfuro de hidrógeno, resultando en una disminución de la eficacia de la adsorción. El lecho de tamiz molecular no sufre de ninguna degradación, y por lo tanto, se regenera haciendo fluir gas dulce caliente a través de la cama. El proceso de regeneración se encuentre cerca de 315 °C en un período de tiempo suficientemente largo para eliminar todo el material adsorbido, normalmente en una hora o más. El sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono pueden formar COS, a menos que se aplique un diseño adecuado del proceso de tamiz molecular que no promueva esta reacción” (Mork & Gudmundsson, 2010).

b. Esponja de hierro

“El proceso de esponja de hierro se aplica a los gases con bajo contenido de sulfuro de hidrógeno (menos de 300 ppm), y se opera a baja a presión moderada hasta 83 bar. El sulfuro de hidrógeno se retira del gas natural por reacción química con el óxido férrico:



Esta reacción requiere la presencia de agua con un nivel de pH de 8-10 y una temperatura inferior a 43 ° C. La cama sólida consiste en virutas de madera con óxido férrico en la superficie. Durante el proceso, los hidrocarburos y azufre tienden a recubrir el área de la superficie e inhiben la reacción. Por lo tanto, las partículas sólidas se regeneran periódicamente mediante la introducción de oxígeno, sin embargo, sólo 60 por ciento de la vida del lecho anterior se puede esperar. La oxidación del sulfuro férrico es fuertemente exotérmica así se deben tomar precauciones. Como resultado, el gas de oxígeno debe introducirse lentamente de modo que el calor de reacción pueda disiparse, o la etapa de regeneración se evita simplemente haciendo funcionar el proceso en el modo por lotes, donde se sustituyen las partículas sólidas” (Mork & Gudmundsson, 2010).

“Este proceso no es regenerativo ya que el azufre normalmente no es recuperado. Una vez que la masa de óxido de hierro se satura, es removida y dispuesta como desecho. Sin embargo, la masa puede ser incinerada conjuntamente con pirita en una planta de ácido sulfúrico, para recuperar el SO₂.

De ser el caso, se puede quemar en hornos de cemento, en donde se transforma el azufre en yeso, el HCN en nitrógeno y el óxido de hierro ser incorporado en klinker para cemento. De todas maneras, la masa obtenida en el proceso debe ser dispuesta de forma conveniente” (Zandaryaa & Buekens, 2014).

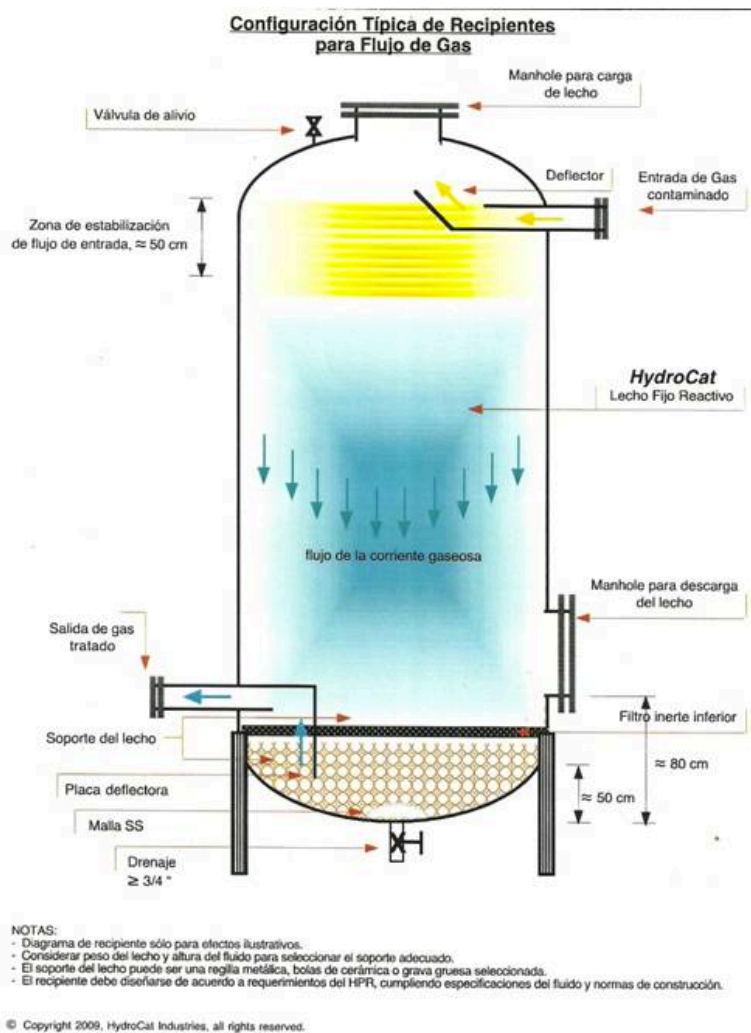


Figura 5. Sistema de adsorción de lecho sólido para combustibles gaseosos

c. Óxido de Zinc

“El proceso de óxido de zinc es similar al proceso de esponja de hierro. En una cama sólida de óxido de cinc granular el gas ácido reacciona con el óxido de zinc y forma agua y sulfuro de zinc:



Para promover la velocidad de reacción, la temperatura se mantiene normalmente por encima de 121 ° C. El catalizador debe ser removido y en ese momento puede contener hasta 20 por ciento en peso de azufre. Debido a problemas de eliminación con el catalizador gastado, este proceso ha visto disminuir su uso en la industria. Sin embargo, un desarrollo del proceso en un proceso de desulfuración de llamada Puraspec, permite la purificación de la gas a temperaturas de hasta 0 °C y la recuperación del metal en los adsorbentes a base de óxido de metal” (Dow Chemical Co., 2002).

CAPITULO III. METODOLOGÍA

A. MODALIDAD DE LA INVESTIGACIÓN.

La metodología utilizada es bibliográfica, analítica, y de campo con el objetivo de obtener información que permitió llegar a conclusiones y recomendaciones aceptables, para el proyecto de la Planta de Endulzamiento de GLP.

1. Investigación Analítica.

Porque se analizaron los procesos y factores relacionados con la remoción de contaminantes del GLP.

2. Investigación Bibliográfica.

Esta se realizó a través de la recopilación de información literaria relacionada con el tema, con el fin de determinar el estado del arte y los principios teóricos para la propuesta.

3. Investigación de Campo.

La investigación de campo se realizó a través de inspecciones en las plantas de procesos y la información se obtuvo de los registros de operación y del personal operativo.

B. FORMA Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo a la naturaleza del estudio, la investigación reúne por su nivel las características de un estudio descriptivo, explicativo y predictivo.

1. Tipo de Investigación

La investigación está ubicada dentro de la metodología de investigación de campo, laboratorio debido a que se realizará en el lugar donde se presenta el problema, estableciendo una interacción entre los objetivos de estudio y la realidad.

2. Metodología

El método de investigación usado fue descriptivo, pues se observó la información del proyecto tal y como se dan en su contexto operacional, para ser analizados.

3. Unidad de Estudio

a. Contexto de muestreo

La población y la muestra estuvieron constituidas por la Planta de Gas, con su entrada de GLP, equipos, tuberías del proceso, esferas, salchichas de almacenamiento, cilindros de comercialización sometidos a la acción de los contaminantes contenidos en el GLP.

b. Métodos y técnicas empleados.

- Determinación de corrosividad de GLP

Para establecer el nivel de corrosividad del GLP, se aplicó el protocolo establecido por la norma INEN 678 para corrosividad en lámina de cobre (Anexo 1).

- Impacto estructural de los compuestos de azufre del GLP.

La determinación del nivel de corrosión del GLP, se fundamenta en la Norma ASTM D1838, para lo cual fundamenta en el siguiente principio: La determinación de corrosión a la lámina de Cu es importante debido a que provee los límites de seguridad de la dificultad de deteriorar el cobre que se encuentra presente en algunos tipos de conexiones envases de almacenamiento y transportación.

Una lámina de Cu previamente pulida es sumergida en 100 ml de GLP la muestra es expuesta a una Temperatura de 37.8 °C por tiempo de una hora, luego de lo cual se descarta la muestra y se retira la lámina, la misma que es comparada con una escala colorimétrica. Debido a los agentes corrosivos que contiene el GLP el cobre tomará diferentes colores los mismos que se comparan con una escala estándar y se determina el nivel de corrosión del GLP.

- Nivel de corrosión de tuberías de conducción de gas.

Para obtener una segura valoración del espesor de pared, y minimizar los errores que pueden aparecer por la diseminación de indicaciones individuales debidas a malas condiciones de la superficie y las características propias del equipo, deberán hacerse varias medidas con el equipo de ultrasonido

en una pequeña área alrededor del punto a comprobar. Un mínimo de dos medidas idénticas se requiere, para ser aceptada como correcta, si esto no sucede, posteriores medidas deben tomarse hasta que el operador del equipo de ultrasonidos quede convencido de haber obtenido la menor medida posible. La fórmula a usar para el cálculo del espesor mínimo admisible (M.A.T.), en tuberías de proceso, fabricadas en aceros al carbono o aleados será según ANSI B-31.3 "Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping", la siguiente:

$$M.A.T. = \frac{P.D}{2S + 2yP} + C \quad (3)$$

Redondeando a la centésima de pulgada y siendo:

P= Presión de diseño en psig, o bien la presión de calibración de la válvula de seguridad propia del sistema o la máxima presión que pueda dar la bomba que presuriza el sistema, si éste no está provisto de válvula de seguridad.

D= Diámetro exterior de la tubería, en pulgadas.

S= La fatiga admisible en psi, permitida por los apéndices del ANSI B-31.3, de acuerdo con la temperatura máxima de operación o bien la temperatura de diseño, pero siempre la mayor de ambas. Para tuberías de acero al carbono, la fatiga admisible a considerar será para material grado A.

y = Coeficiente cuyo valor viene dado en ANSI B-31.3

C = Coeficiente para compensar los errores de los aparatos.

Se asumirá $C= 0.03$ ".

- Pérdida de funcionalidad de válvulas

Se estableció una escala de funcionalidad en base a los parámetros de funcionamiento de cada una de las válvulas muestreadas, así como en base a la acumulación de material de corrosión en las mismas.

- Determinación de la factibilidad de endulzamiento de GLP.

Al desarrollar el proyecto se determinó la factibilidad de las opciones de endulzamiento en base a las características del GLP.

4. Hipótesis

La definición de un proceso de endulzamiento para la Planta de Gas de la Refinería Amazonas constituye una alternativa para reducir el impacto estructural y ambiental de la producción de GLP

3.8 Operacionalización de las variables

Objetivos específicos	Variable	Definición	Indicadores
Evaluar el impacto estructural y ambiental de compuestos de azufre del GLP de la Planta de gas de Refinería Amazonas del cantón Shushufindi de la provincia de Sucumbíos.	Nivel de corrosividad del GLP	Corrosión a la lámina de Cu expuesta a una muestra de GLP.	diferentes colores de la lámina expuesta, que se comparan con una escala estándar determinan el nivel de corrosividad del GLP.
	Nivel de corrosión de tuberías de conducción de gas.	Valoración del espesor de pared.	Espesores determinados por ultrasonido
Formular una propuesta de reducción de riesgo, con el diseño de métodos de endulzamiento apropiados para la Planta de gas de Refinería Amazonas del cantón Shushufindi de la provincia de Sucumbíos.	Proporción de remoción de gases ácidos del GLP en el proceso actual y el propuesto	Diferencia entre pre y post tratamiento de endulzado de gas natural	Valores de reducción de gases ácidos (acidez) del GLP
	Definición de alternativa en función de resultados	Selección y recomendación de un proceso de endulzamiento ideal.	Descripción, protocolo y aplicación del proceso de endulzamiento recomendado.

Fuente: El autor.

CAPITULO IV. ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

A. *EVALUACION DE IMPACTO ESTRUCTURAL*

1. Corrosividad del GLP

Para la evaluación de la acidez del GLP es necesario iniciar el proceso de debutanización. La función del debutanizador es separar por fraccionamiento, el propano y el butano de los demás componentes de mayor peso molecular, contenidos en la alimentación de la columna. El butano presente en los fondos con la corriente de gasolina, deberá ser mínimo. Los vapores de propano-butano salen de la cabeza del debutanizador, se condensan en el enfriador de aire y en el intercambiador de tubos y de área de transferencia enfriado por agua. El condensado se deposita en el acumulador de reflujo del debutanizador. El exceso de líquido constituye la producción de propano-butano, que es enviado al enfriador de producto y luego a almacenarse en las esferas de GLP (Muñoz, 2009).

La depropanizadora tiene una función exactamente igual a la debutanizadora, pero además permite realizar corridas de propano, con un mejor control de variables. A esta torre llega la otra mitad de la carga procedente del desetanizador construcción es a espejo de la debutanizadora. Los fondos de la

columna depropanizadora consisten básicamente en butano y más pesados, los cuales se envían a una columna debutanizadora obteniéndose butano por el domo y gasolina estabilizada (pentano y más pesados) por el fondo (GPSA, 2012).

El proceso de evaluación de acidez del GLP se efectúa en el flujo de gas que proviene de la debutanizadora y de la depropanizadora. Allí se aplicaron los métodos estándares detallados en la Norma INEN 2 489:2009 (INEN, 2009), como se muestra en la Figura 6.

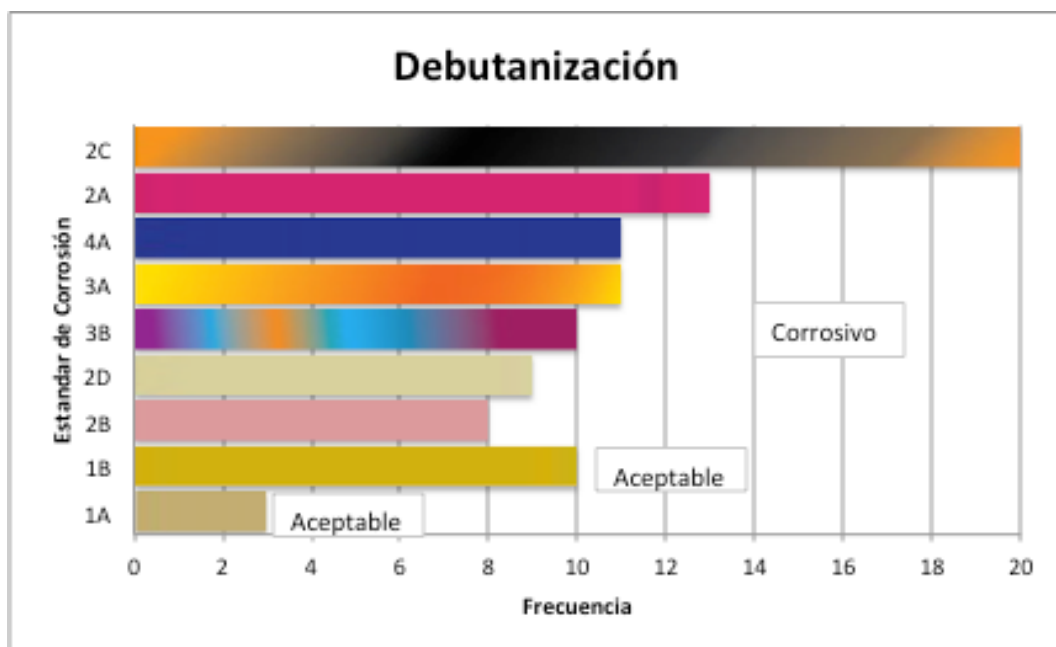


Fuente: El autor.

Figura 6. Comparación de la corrosión en Lámina de cobre del flujo de gas, con el estándar ASTM.

Para la prueba la corrosividad de LPG al cobre por inmersión se somete la lámina de cobre a un pulido fino. La lámina pulida se sumerge en un cilindro de ensayo. Transcurrida una hora se retira la lámina y se compara con el estándar ASTM y las normas de corrosión.

La Figura 7, muestra el comportamiento de los niveles de corrosividad en el flujo de gas en la debutanizadora. De las 99 muestras tomadas durante 10 meses de muestreo, solamente 13 resultaron aceptables para corrosividad. Los niveles de corrosividad en este paso del proceso de separación de gases, llegan a estándares altos, como 4A, que se considera altamente corrosivo y con un potencial impacto en las estructuras como en el ambiente. La mayor proporción de muestras ácidas se encuentran en la categoría 2C, que muestra una alteración significativa de la superficie de la lámina de cobre. La muestras en el estándar 1A y 1B son las únicas que pueden ser consideradas como inocuas en términos de corrosividad.



Fuente: El autor.

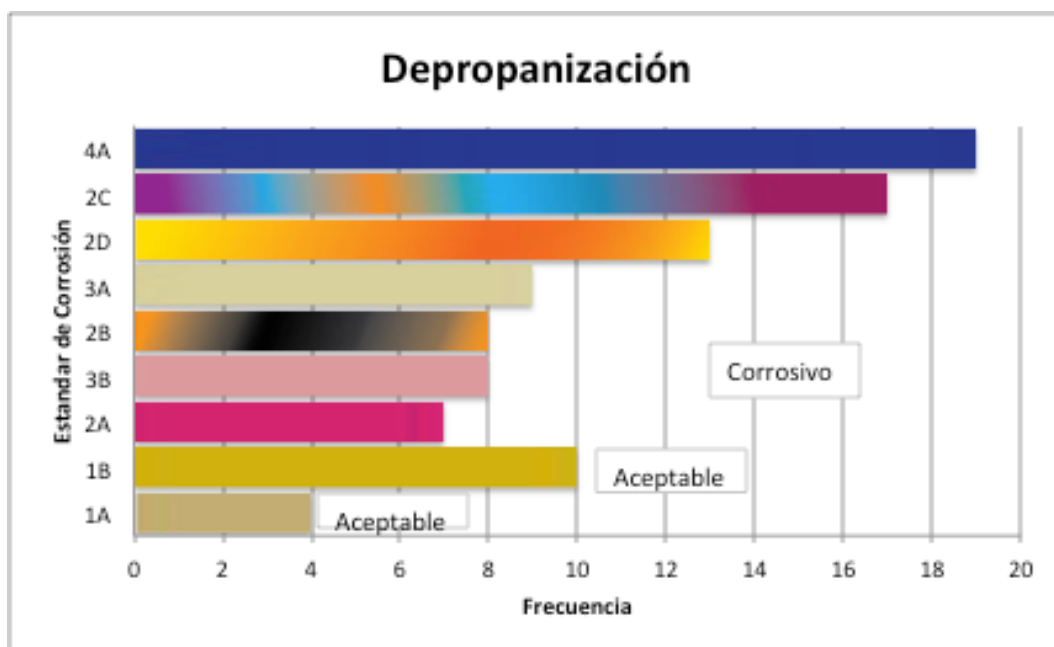
Figura 7. Frecuencia por niveles ASTM de corrosión a la lámina de Cobre en muestreo de GLP en la Refinería Amazonas

Al ser solo una pequeña proporción del volumen de gas procesado, los decisores técnicos deben optar por procesos de endulzamiento para aprovechar la producción en procesos energéticos para el mercado y reducir el impacto ambiental por la quema de excedentes.

Desde los inicios de la producción petrolera ecuatoriana, la mayor parte del gas natural asociado ha sido quemado o venteado (liberado a la atmósfera), con lo que no solamente se ha desperdiciado un importante recurso energético, que hubiera sido aprovechado directamente como combustible o para abastecer parte de la demanda interna de gas licuado de petróleo, sino que este proceso de quema del gas ha sido fuente constante de producción de impactos ambientales negativos, como las emisiones de gases de efecto invernadero (Pazos, 2008).

En la depropanizadora se encuentra una mayor concentración de los gases ácidos que determinan la corrosividad del GLP (Fuente: El autor.

Figura 8). Una lata proporción de las muestras tomadas en este proceso presentan un nivel de corrosividad 4A, indicador de la inviabilidad del uso o quema directa del GLP, debido a la presencia de contaminantes ácidos. Esto determina el impacto aun mayor que el GLP amargo tendrá sobre las estructuras de transporte, distribución y almacenamiento en la refinería y la necesidad de encontrar un método adecuado de endulzamiento del gas.



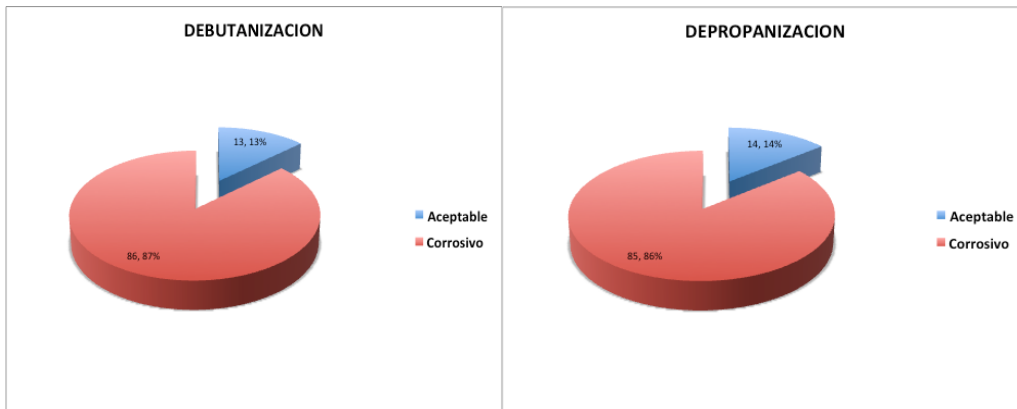
Fuente: El autor.

Figura 8. Frecuencia de muestras por niveles de ASTM de corrosión a la lámina de Cobre en la Refinería Amazonas.

El bajo porcentaje de las muestras en condiciones aceptables de acidez tanto en la debutanización como en la depropanización, determina que toda la producción de gas en la Refinería Amazonas debe ser sometido a un proceso de endulzamiento. Dicho proceso debe reducir el contenido de gases ácidos a un límite mínimo de un estándar 1B y óptimo de 1A, entre los cuales se reduce significativamente los impactos estructurales y ambientales (Figura 9).

La determinación de la acidez del GLP por medio de corrosividad a la lámina de cobre, no determina el la proporción ni el tipo de gases ácidos en el mismo. Los componentes ácidos de mayor importancia son el sulfuro de

hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2), los cuales producen problemas de corrosión y contaminación. El dióxido de carbono es usualmente considerado con el nitrógeno como parte de los componentes inertes del gas (2 al 3 %).



Fuente: El autor.

Figura 9. Distribución de la muestra según su aceptabilidad en los procesos de debutanización y depropanización GLP.

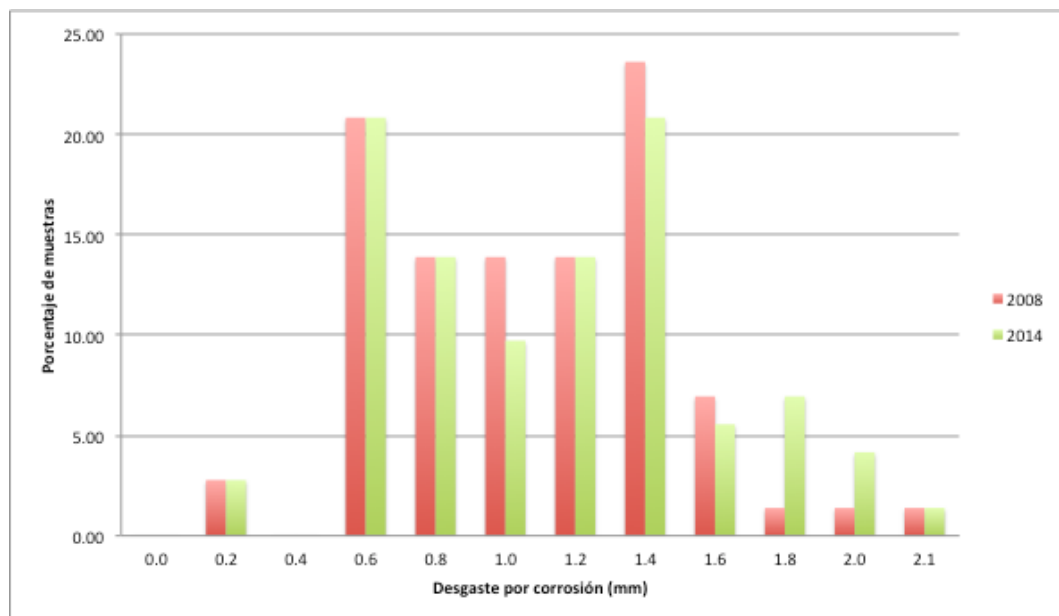
Aunque muchos tipos de gas natural están prácticamente libres de cantidades considerables de H_2S y CO_2 , cantidades sustanciales de estos contaminantes se han encontrado en reservas de gas y gas producido en el Ecuador (Espinoza, 2014).

2. Impacto estructural

Con el fin de evaluar el impacto estructural de la acidez presente en el GLP y para efectos del presente estudio, se procedió a analizar los resultados de las mediciones de pérdidas de espesor en tres tipos de estructuras críticas para las operaciones de la Planta de Gas Shushufindi. Se consideraron las tuberías, tees y codos como los elementos de conducción que mayor desgaste sufrirían como

efecto de la corrosión por la conducción de gas amargo. Las lecturas se registraron en 72 segmentos de tubería y 18 tees 38 codos, tanto para 2008 como para 2014, cuyos datos se registran en los anexos 2 y 3.

Se estableció que el desgaste de la pared de la tubería se distribuyó mayoritariamente en el rango entre 0.6 y 1.4 mm de pérdida de espesor con valores de distribución entre 14 y 24% de las muestras evaluadas. El efecto dañino de la presencia de gases ácidos en el GLP se muestra con la corrosión registrada en un menor porcentaje de muestras, con valores entre 1.6 y 2.1 mm de pérdida de espesor. Estos niveles de pérdida indican que las estructuras de conducción se hallan bajo una mayor tensión y la probabilidad de falla se incrementa (Figura 10).



Fuente: El autor.

Figura 10. Desgaste por corrosión en tubería.

A pesar de que las mayores pérdidas de espesor se presentan solamente en una relativamente baja proporción de muestras, las medidas de remediación deben tomarse para todo el proceso, debido a las altas presiones y los elevados niveles de seguridad que se aplican a las operaciones de la planta.

La corrosión es un fenómeno que se presenta permanentemente, no solo en los procesos industriales sino en la propia naturaleza. Debido a que la corrosión representa graves consecuencias, es considerada un problema de gran importancia. En el caso de los procesos industriales este fenómeno causa desgaste de equipos, merma de materias primas, pérdidas o contaminación de productos, disminución de la eficiencia de los procesos, altos costos de mantenimiento, además de que impide el desarrollo tecnológico y constituye un riesgo de seguridad industrial. En este sentido, existen tres razones de importancia por las que es necesario realizar estudios sobre corrosión: seguridad, economía y la conservación de los materiales (Winston & Herbert, 2008).

En la figura 11 se evidencian los efectos de la corrosión en el espesor de pared. La formación de desprendimientos de láminas de metal corroído reduce la resistencia de la tubería y acorta su vida útil. En medios ácidos el tipo de corrosión que ocurre es el de reducción, en el que hay la migración de electrones del metal al medio. El ambiente corrosivo se da con el comportamiento electroquímico para la transferencia de electrones, en donde partes de una misma pieza de metal se comportan como cátodo y ánodo. En este caso, primero ocurre la oxidación del metal, liberando Fe^{2+} , y posteriormente los electrones viajan a lo

largo de la superficie del metal para reaccionar con los protones presentes en el medio y formar H_2 (Winston & Herbert, 2008).

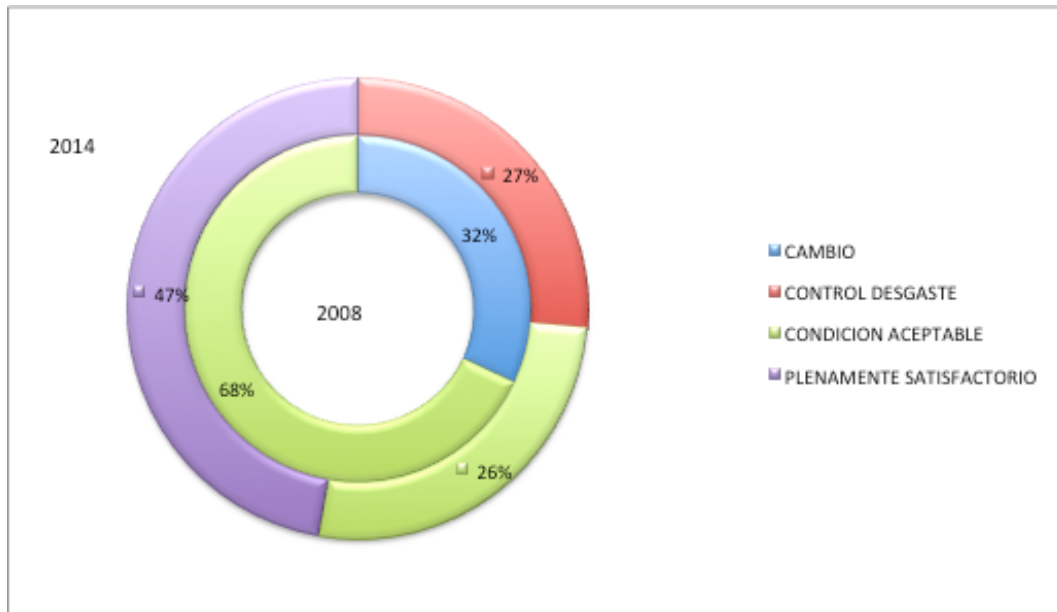


Fuente: El autor.

Figura 11. Evidencia física de desgaste por corrosión en tubería.

Las recomendaciones para las medidas de remediación del efecto de desgaste por corrosión fueron de cambio de las tuberías en un 32% de las estructuras en la evaluación de 2008. Esto implica que los gases ácidos no tratados provocaron un significativo deterioro de la tubería y generó un potencial riesgo de falla en la misma. Para la evaluación de 2014, el 27% de las muestras mostró un daño por corrosión manejable y se recomendó el control de desgaste. Dicho

control implica un monitoreo constante, de por lo menos cada 2 años y la implementación de medidas de remediación de la acidez del GLP (Figura 12).



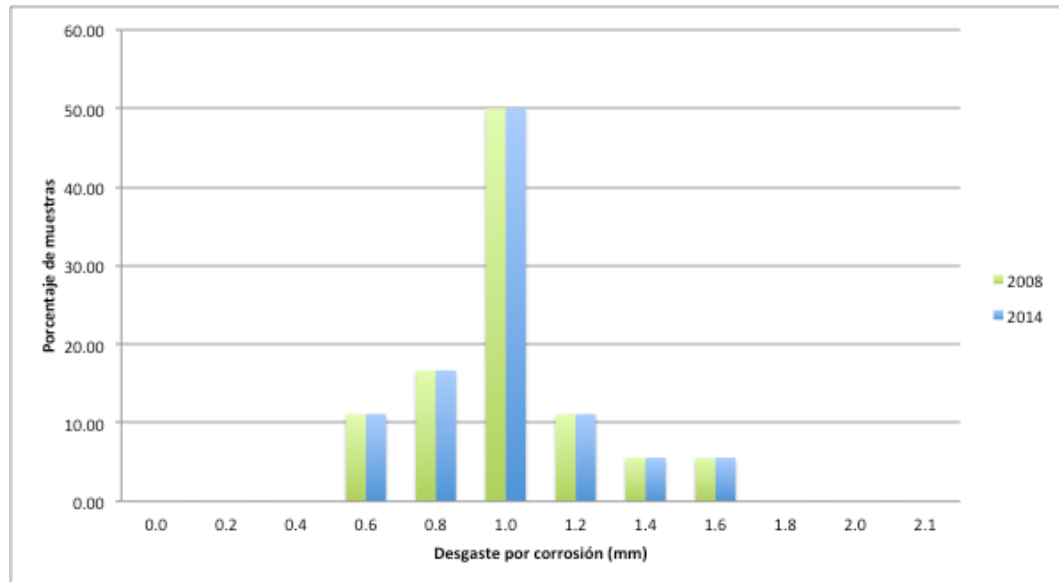
Fuente: El autor.

Figura 12. Recomendación de la evaluación de desgaste por corrosión en tubería.

Para las estructuras de Tees, el rango de desgaste por corrosión es menor que para tubería, con un rango entre 0.6 y 1.6 mm. La mayor frecuencia de desgaste es de 1 mm para el 50 de las muestras tanto para 2008 como para 2014 (Figura 13).

En estas estructuras se evidencia una corrosión generalizada, mostrando daños en pequeñas áreas de la superficie de la Tee. Este tipo de

corrosión se presenta cuando la superficie no es atacada o lo es en pequeña proporción.



Fuente: El autor.

Figura 13. Desgaste por corrosión en Tees

Este tipo de corrosión puede ser categorizada como Corrosión intergranular, que es un tipo de corrosión selectiva en los límites de grano de un metal o aleación sin ataque apreciable en los mismos granos o cristales (Figura 14). Es evidente la formación de picaduras en las superficies de conducción y contacto de la Tee. Las picaduras pueden coalescer y formar superficies de erosión. Cuando este ataque es fuerte, sus efectos son la pérdida de resistencia y ductilidad en forma desproporcionada con respecto a la cantidad de material desgastado por la corrosión (Coatl, 2009).



Fuente: El autor.

Figura 14. Corrosión generalizado en una Tee.

3. Auditoría interna

Se presenta los resultados de la auditoría interna en la que se muestran la inconformidades en la operación e impactos de la operación de la Refinería Shushufindi. Esta auditoría muestra los proceso críticos que muestran necesidad de ser remediados, así como las remediaciones que se hallan en proceso de ejecución Tabla 4.

Tabla 4. Reporte de no conformidades internas.

NC No.	Descripción breve de la No Conformidad	Acciones realizadas	Estado	Responsable
01	No dispone de los documentos donde se especifica responsabilidades y autoridades en la gestión ambiental.	La GSSA realiza revisión de las responsabilidades para posterior entrega a GTH	En ejecución	Dacia Ibarra
02	Formatos no están codificados de tal manera que permitan su enlace con el procedimiento operativo o no forman parte del procedimiento			
03	Personal desconoce existencia de matrices de AA e IA, Actuación en caso de emergencia			
04	Procedimientos operativos ambientales y de operación en algunos casos no están disponibles en el sitio de uso	Entrega electrónica de procedimiento de operación y ambientales	En ejecución	Gabriela López Jorge Espinoza Fernando Gavilánez
05	Solamente 19 matrices de 24 están revisadas y aprobadas	Actualización de las matrices y entrega a responsables	Ejecutado	Gabriela López William Flores
06	Cierto requisito legal no ha sido identificado en la matriz de requisitos legales ambientales	Actualización matriz de requisitos legales	Ejecutado	Gabriela López
07	No se dispone de evidencias de la comunicación del desempeño ambiental a partes interesadas externas	Se solicita a funcionario encargado de imagen empresarial la gestión para la comunicación	En ejecución	Gabriela López William Flores
08	Personal operativo no dispone de procedimientos ambientales y no se actualizado la lista maestra	Entrega electrónica de procedimiento de operación de vacuum, se continua actualizando lista maestra	En ejecución	Gabriela López
09	No se dispone de procedimientos documentados para las operaciones del relleno sanitario	Elaboración procedimiento con actividades desarrolladas en relleno sanitario, se envía a Gestión de procesos	En ejecución	Gabriela López William Flores
10	No se realiza las inspecciones planeadas ambientales, con una periodicidad mensual	Elaboración de cronograma de inspecciones planeadas y se empieza a ejecutar	Ejecutado	Gabriela López
11	Informes de monitoreo de fuentes fijas, no reporta ubicación puerto de muestreo No hay evidencia del monitoreo de lixiviados	Se solicita a LABSSA incluir la información requerida LABSSA empieza a realizar el monitoreo de lixiviados	Ejecutado	William Flores
12	Se evidencia incumplimiento recurrente en el monitoreo de ruido ambiental en las estaciones de captación de gas. No se realiza el monitoreo de gases de las fuentes fijas de combustión			
13	No se dispone de registros que muestren el control operativo que realizan a la PTAR	Elaboración del formato para control operativo de la planta de efluentes	Ejecutado	Jorge Espinoza
14	No se ha designado un área de almacenamiento temporal de chatarra			
15	No se dispone del Cronograma anual de	ISSA entrega el cronograma de	En ejecución	Gabriela López

Fuente: Ing. Gabriela López, M.Sc., Supervisora de Medio Ambiente Refinería Amazonas

Tabla 4. Continuación...

NC No.	Descripción breve de la No Conformidad	Acciones realizadas	Estado	Responsable
	mantenimiento de Pozos Sépticos, no existe evidencias del mantenimiento a los pozos sépticos disposición final de las AN&G y sólidos de pozos sépticos.	mantenimiento a Servicios administrativos		
16	No se realiza seguimiento a los indicadores de desempeño ambiental y no se evalúa si se cumple con los valores objetivos	Se recopila la información para los indicadores de desempeño obtenidos en el año 2014, respecto a los del 2013.	Ejecutado	Gabriela López William Flores
17	No hay evidencias del seguimiento al cumplimiento de las acciones correctivas planteadas a las NC de la auditoría Interna anterior No se mantiene el registro de Matriz de Gestión de Hallazgos SSA.06.02-FO-13	Se actualiza la matriz de gestión de hallazgos	En ejecución	Gabriela López William Flores
18	Se evidencia fuga de vapor en una de las válvulas. No se dispone de un manejo adecuado de químicos. No se dispone de un manejo adecuado de desechos			
19	En ciertos sitios no se dispone del registro de entrega-autorización de residuos			
20	Algunos registros muestran datos ilegibles. En las hojas de control de variables operativas no se llenan todos los espacios designados y no se evidencia firma de responsabilidad.	Todos los registros de entrega de desechos se archiva en la carpeta de SSA que se encuentra en la Sala de Operación de Turbinas, y los datos que se muestran están legibles y ordenados.	En ejecución	Serafin Zeas
21	No se clasifican los desechos adecuadamente. En la parte posterior del tanque de diésel se evidencia liqueo continuo de aceite	El equipo que presentaba liqueo (bomba) ha sido retirado y se está realizando los trabajos para montar nuevo equipo que se adquirió y se encuentra en el taller en espera de que la base termine de fraguar.	En ejecución	Serafin Zeas
22	A pesar de que se dispone de la matriz de identificación de AA e IA, no se han identificado los AA e IA relacionados con las actividades de mantenimiento	Se ha elaborado el Plan de Mantenimiento Preventivo 2015 para el área de Turbinas y Electricidad el cual se está cumpliendo con apoyo del departamento de Planificación y el sistema EAM Máximo. Con respecto a la identificación de desechos como los filtros, se ha elaborado una carpeta entre las cuales se encuentra los certificados de entrega recepción de desechos como los filtros, allí se detalla la fecha y cantidad de filtros que es entregada al departamento de SSA, la información se encuentra en la Sala de Operación de Turbinas.	En ejecución	Serafin Zeas

Fuente: Ing. Gabriela López, M.Sc., Supervisora de Medio Ambiente Refinería Amazonas

Tabla 4. Continuación...

NC No.	Descripción breve de la No Conformidad	Acciones realizadas	Estado	Responsable
23	Existen aceites que no dispone de dique de contención de vertidos. No se dispone de las MSDS	Los MSDS de los aceites que se utiliza en Turbinas han sido enviado al departamento de SSA y se encuentra archivado en la Sala de Operación de Turbinas. Se iniciado el proceso para adquisición de contenedores portátiles para colocar en cada tanque de aceite que se encuentra en el área.	En ejecución	Serafin Zeas
24	No se han contemplado todos los aspectos ambientales de las actividades de instrumentación	Se revisó la matriz y se incluyó las actividades faltantes	Ejecutado	Angel Idrobo Gabriela López
25	No se han contemplado todos los aspectos ambientales de las actividades de TIC's	Se revisó la matriz y se incluyó las actividades faltantes	Ejecutado	Daniel Aviles Gabriela López
26	Las Bodegas de lubricantes y de químicos, no cumplen los requisitos de la norma INEN 2266	Solicitud de presupuesto para la adquisición de duchas lavajos e impermeabilización piso	En ejecución	Oscar Rodriguez
27	Químicos caducados almacenados en la parte posterior de las bodegas de químicos sin techo, ni canaletas de recolección de vertidos			
28	No se dispone del certificado de disposición final del aceite dieléctrico usado (2013)	El mantenimiento del transformador fue realizado por el fabricante de transformadores ecuatoriano ECUATRANS. El certificado de disposición de aceites no ha sido entregado por el Contratista en razón de que es información propia de la empresa y ha sido realizada la disposición según sus procedimientos aprobados por los organismos de control.	En ejecución	Serafin Zeas
29	No todas las estaciones tienen los planes de emergencia			
30	Estación Norte, no dispone de bordillos de contención de liqueos	Se realizan adecuaciones en la estación	En ejecución	Ricardo Bermudez
31	Drenaje abierto de agua de enfriamiento	Suspensión drenaje en intercambiador	Ejecutado	Paul Naula
32	No se han establecido formalmente los objetivos ambientales en los formatos actualizados del SGA, para el año 2014.	Se revisan los objetivos del 2014 y los avances realizados, pendiente aprobación	En ejecución	Gabriela López William Flores
33	Tanques de químicos sin cubetos y no funcionan estaciones de lavajos y duchas	Construcción de cubetos y estaciones de lavajos se encuentran operativas	Ejecutado	Paul Naula
34	En las PTAR 1, se evidencia que ST/CE, están fuera del límite permisible			
35	Uso indistinto de fundas de basura de diferentes colores. Recipientes metálicos vacíos colocados directamente en el suelo	Se realiza la solicitud interna de compra de fundas de basura.	En ejecución	Jesus Arias
36	El personal de catering, que maneja residuos no peligrosos no dispone del procedimiento operativo SSA.01.02.PR-	Se entrega mediante oficio el procedimiento ambiental del manejo de RP y RNP	En ejecución	Javier Santos

Fuente: Ing. Gabriela López, M.Sc., Supervisora de Medio Ambiente Refinería Amazonas

Tabla 4. Continuación...

NC No.	Descripción breve de la No Conformidad	Acciones realizadas	Estado	Responsable
	05 Manejo de residuos peligrosos y no peligrosos			
37	Liqueo de agua de consumo (cocina central)			
38	Los químicos para el tratamiento de efluente no están dispuestos sobre cubetos o canaletas de recolección de vertidos	Se realiza la solicitud interna de compra para la adquisición de pallets	En ejecución	Gabriela López William Flores
39	En el taller de máquinas y herramienta no se clasifica los residuos sólidos adecuadamente, Mantenimiento no dispone del procedimiento de manejo de residuos	Se entrega por correo electrónico el procedimiento	En ejecución	Gabriela López William Flores
40	Liqueo de aceite en la prensa hidráulica y rectificadora			

Fuente: Ing. Gabriela López, M.Sc., Supervisora de Medio Ambiente Refinería Amazonas

B. *IMPACTO AMBIENTAL*

La quema de gas es una práctica común en los campos en los que no se ha implementado el aprovechamiento energético del mismo. además de producir impactos ambientales negativos en la zona. La quema del gas se realiza en una tea que mantiene encendido un piloto. Se procede al quemado, previa autorización, del excedente de gas que no se utiliza en la generación eléctrica y que sobrepasa el volumen máximo para venteo (Figura 15).



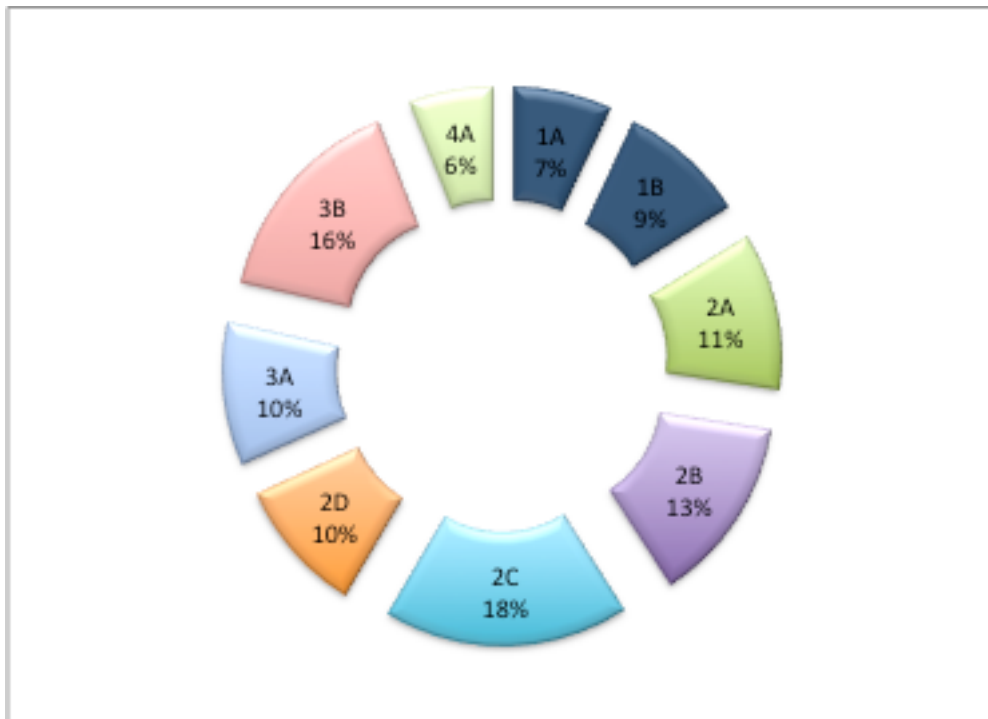
Fuente: El autor.

Figura 15. Quema de gas residual en una tea asociada con la Refinería Amazonas.

En el caso del presente estudio, se consideraron como fuentes fijas monitoreadas a las Teas. La Tea es el dispositivo que permite realizar la reacción de combustión entre el combustible y el comburente, de manera controlada y regulable. Esto asegura la aportación adecuada de ambos para conseguir la potencia calorífica específica, distribuyendo la zona de reacción (llama) y la circulación de productos de combustión para que se transfiera la carga del modo más eficiente posible todo el calor producido. La reacción de combustión incluye los principales componentes del gas que son los alcanos, cuya fórmula general es C_nH_m o C_nH_{2n+2} , en donde los subíndices m y $2n+2$ expresan lo mismo. Entonces la reacción de combustión de un hidrocarburo típico de fórmula descrita se escribiría

$n\text{CO}_2 + m/2\text{H}_2\text{O}$. Como todos los compuestos orgánicos contienen carbono e hidrogeno y requieren de la presencia de aire para la combustión el CO_2 y H_2O son productos de la combustión de los mismos (Brito & Cevallos, 2012).

Los niveles de agentes corrosivos presentes en las muestras de GLP son de <4 ppmw para los niveles 1A y 1B (Clark & Lesage, 2006). El GLP procesado en la Planta de Gas de la refinería Petroamazonas muestra mayoritariamente altos contenidos de H_2S , desde las 4 ppmw en las muestras 2A, hasta niveles superiores a 20 ppmw en las muestras 4A (Figura 16).



Fuente: El autor.

Figura 16. Distribución global de las muestras según estándares de corrosividad.

Esto es un indicativo del nivel de impacto que la combustión de dicho GLP causará en el ambiente por liberación de compuestos de azufre que contribuyen a la acidificación de la atmósfera y la lluvia ácida. La combustión de GLP con significativo contenido de H_2S implica varios riesgos desde el punto de vista ambiental. En los procesos de venteo, se libera el H_2S sin alteración química inmediata. El H_2S es un contaminante primario que por reacción fotoquímica se transforma en dióxido de azufre (SO_2). El SO_2 es parte del grupo de los óxidos de azufre que incluyen seis compuestos gaseosos diferentes que son: monóxido de azufre (SO), dióxido de azufre (SO_2), trióxido (SO_3), tetraóxido (SO_4), sesquióxido (S_2O_3) y heptóxido (S_2O_7). El SO_2 y SO_3 son los dos óxidos de mayor interés en el estudio de contaminación del aire. El SO_2 es altamente soluble en agua y relativamente estable en la atmósfera. Se estima que permanece en esta de 2 a 4 días, intervalo durante el cual puede ser transportado a más de 1000 km del punto de emisión. Actúa como agente oxidante o reductor y reacciona fotoquímicamente o catalíticamente con otros componentes en la atmósfera (Garcés & Hernández, 2004).

El SO_2 puede producir SO_3 , H_2SO_4 y sales del ácido sulfúrico, siendo uno de los mayores precursores de la lluvia ácida. En la Tabla 5 se detallan los efectos que la lluvia ácida tiene sobre la naturaleza.

En combustión, el H_2S también se convierte en dióxido de azufre (SO_2) y en ácido sulfúrico (H_2SO_4). El GLP contiene generalmente una mezcla de hidrocarburos y otras sustancias, que pueden formar una variedad de compuestos

químicos durante la combustión. Por ejemplo, la combustión incompleta de hidrocarburos puede conducir a la formación de monóxido de carbono (CO). El nitrógeno en el aire también se oxida durante la combustión para formar óxidos de nitrógeno, conocidos colectivamente como NOx.

Tabla 5. Efectos de la lluvia ácida en la naturaleza. Efectos de la lluvia ácida en la naturaleza

Lagos y corrientes de aguas	Muerte de crustáceos, insectos acuáticos y moluscos y la desaparición del fitoplancton, causando con el tiempo la imposibilidad de sobrevivencia del resto de la fauna por falta de alimento.
Suelo	Penetra en la tierra y afecta las raíces, a las hojas las vuelve amarillentas, generando un envenenamiento de la flora que termina con la muerte de las plantas y árboles.
Edificios y las construcciones de hormigón.	Serío compromiso al volver porosa la construcción y causar la pérdida de resistencia de los materiales, por lo que deben ser continuamente restaurados.
Animales	Pérdida de pelo y desgaste prematuro de mandíbulas.
Seres humanos	Incremento de las afecciones respiratorias (asma, bronquitis crónica, síndrome de Krupp, entre otras) y un aumento de los casos de cáncer.
Todos los seres vivos	Disminución de las defensas y una mayor propensión a contraer enfermedades.

Fuente: (Garcés & Hernández, 2004)

Como resultado, la quema y la incineración emiten una serie de sustancias que pueden afectar a la salud humana, animales de granja y el medio ambiente. El CH₄ en el gas natural y la ventilación del CO₂ y óxido nitroso (N₂O) emitidos por los quemadores y los incineradores son gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. La quema y venteo en la industria del petróleo y el gas emite el equivalente a 15,8 millones de toneladas de CO₂ en 2003. Si el gas ventilado contiene hidrocarburos más pesados o sulfuro de hidrógeno (H₂S), pueden afectar la calidad del aire local y regional. Además de NOx, CO₂ y CO, las emisiones de la quema e incineración pueden incluir hidrocarburos no quemados, partículas, hidrocarburos aromáticos policíclicos

(HAP) y compuestos orgánicos volátiles (COV). Si el gas natural contiene H₂S, las emisiones pueden incluir dióxido de azufre (SO₂), sulfuro de carbono (CS₂) y sulfuro de carbonilo (COS). Los óxidos de nitrógeno como el óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO₂) contribuyen a generar una capa de ozono a nivel del suelo (un componente del smog) y la deposición ácida. Bajo algunas circunstancias, la combustión ineficiente de hidrocarburos también puede producir compuestos orgánicos volátiles, que incluyen una amplia variedad de hidrocarburos compuestos más pesados que el etano. Los COV se combinan con óxidos de nitrógeno en presencia de luz solar y contribuyen a la capa de ozono a nivel del suelo y el smog. Uno de los compuestos orgánicos volátiles es el benceno, que se clasifica como tóxico y es un compuesto cancerígeno (Boot, 2007).

Muchas de las sustancias emitidas por la quema, la incineración y el venteo puede afectar a los seres humanos, los animales, las plantas y el medio ambiente. Los efectos dependerán de la magnitud, duración y frecuencia de la exposición, así como de la susceptibilidad del organismo individual o medio ambiente. Sin embargo, no hay duda de que las concentraciones suficientemente altas de las emisiones relacionadas con el petróleo podrían afectar a la salud respiratoria, visión y la piel de los seres humanos y animales. La exposición a algunos COV y Sustancias PAH aumenta la probabilidad de cánceres. Los COV, NO_x y partículas pueden causar contaminación. El dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno pueden acidificar suelos y lagos y afectar el crecimiento de los cultivos y bosques. La deposición ácida puede incluso causar cercas de alambre a la roya. Los olores

también pueden afectar la calidad de vida, al hacer que sea difícil para la gente dormir (Boot, 2007).

Los estándares de salud y de seguridad pueden requerir la eliminación de H₂S ya que el H₂S es tóxico aún en pequeñas concentraciones. La exposición humana a sulfuro de hidrógeno exógeno es principalmente a través de la inhalación, y el gas es rápidamente absorbido por los pulmones. El sulfuro de hidrógeno es metabolizado a través de tres vías: la oxidación, metilación, y reacciones con o metaloproteínas que contienen disulfuro. La oxidación en el hígado es la principal vía de desintoxicación. Tejidos nerviosos y cardíacos, que tienen la mayor demanda de oxígeno, son especialmente sensibles a la alteración del metabolismo oxidativo. En el sistema nervioso central, este efecto puede resultar en muerte por paro respiratorio (Chou, 2003).

C. PROPORCIÓN DE REMOCIÓN DE COMPUESTOS DE AZUFRE

Los valores más altos de los estándares de corrosión a la lámina de cobre, son los que tienen el mayor contenido de compuestos de azufre. Como ya se ha analizado antes, los estándares encontrados en el GLP tanto en el depropanizador como en el debutanizador, llegan a 4A. Este valor, corresponde a una concentración de entre 20 y 25 ppmw de H₂S (Clark & Lesage, 2006).

En general la mayoría de hidrocarburos líquidos deben satisfacer una prueba de nivel de corrosión 1A o 1B en lámina de cobre, lo que corresponde a un nivel

inferior a 4 ppm de H₂S. Un GLP con este contenido de H₂S se considera de una calidad media (Espinoza, 2014).

Por tanto, las proporciones de remoción de H₂S son del orden del 25 ppm, que se constituyen en la referencia para el dimensionamiento de los métodos de remoción de H₂S.

CAPITULO V. CONCLUSIONES

- A. Los niveles de corrosividad encontrados en las muestras de GLP tomadas en la Planta de Gas de la Refinería Amazonas demuestra un contenido de gases ácidos compuestos de Azufre incompatible para su uso y comercialización directa.
- B. Los niveles de acidez del GLP implican un alto impacto ambiental, especialmente considerando el H₂S. Este gas representa la mayor amenaza y fuente de riesgo tanto para seres vivos como para ecosistemas antropogénicos. El venteo y quema de la producción de 300 TM GLP día representaría un gran impacto ambiental para la región, así como una pérdida económica de alrededor de 300 mil USD por día al erario nacional.
- C. La pérdida de grosor en las paredes de tuberías y Tees de conducción de GLP representa una amenaza y fuente de riesgo y peligro para la operación segura y sostenible de la Planta de Gas de la Refinería Amazonas. Obliga a realizar evaluaciones constantes de la integridad estructural de los sistemas y representa una ingente inversión en mantenimiento y reemplazo de elementos estructurales.

CAPITULO VI. RECOMENDACIONES

- A. Determinar las opciones técnicas para la remoción de gases ácidos del flujo del GLP de acuerdo con las realidades técnicas y económicas de la Planta de Gas de la Refinería Amazonas.
- B. Seleccionar el método más adecuado para la remoción de la fracción ácida para establecer los valores de acidez y corrosividad del GLP dentro de los estándares aceptados por la industria.
- C. Determinar los parámetros de construcción y operación de la opción adecuada para remoción de gases ácidos.
- D. Generar una propuesta técnica implementable para el endulzamiento de GLP, en la Planta de Gas de la Refinería Amazonas.

CAPITULO VII. PROPUESTA

A. ANÁLISIS DE LAS OPCIONES TECNICAS DE REMOCION DE GASES ÁCIDOS, ESPECIALMENTE H₂S, DEL GLP

El GLP obtenido en la Planta de Gas tiene compuestos de azufre en su composición, mismos que ocasionan que se tengan frecuentemente valores de hasta 4a en el ensayo de “Corrosión a la lámina de cobre” determinado de acuerdo a la Norma NTE-INEN 678, la cual permite valores máximos de 1. Por esto es necesario establecer un método de tratamiento de GLP, tomando en consideración las siguientes características promedio del mismo.

Tabla 6. Características del GLP alimentado a la planta de Gas.

Parámetro	Valor
Flujo másico de GLP máximo, Tm/día*	400
Gravedad específica	0.534
Temperatura de operación, °C	20 – 40
Presión de operación, psi	192
Concentración de H ₂ S, ppm**	21
Concentración de mercaptanos (RSH), ppm	14
Concentración de Sulfuro de carbonilo (COS), ppm	0.5

Fuente: El autor.

* Flujo másico de GLP tomando en cuenta incremento de gas natural asociado y licuables por la mayor captación de gas del Campo Sacha y licuables del Campo Libertador operados por Petroamazonas EP.

** Determinado en pruebas de campo contrastados con las pruebas de corrosión a la lámina de cobre.

1. Selección del proceso aplicable al tratamiento (endulzamiento) del GLP

Para un caso particular como el GLP pocos son los métodos aplicables al endulzamiento, a pesar de la existencia de numerosos métodos de

tratamiento existentes para gas natural. Para ello se deben analizar los siguientes aspectos:

a. Las especificaciones del GLP tratado

Dependiendo del contenido o concentración de contaminantes ácidos en el GLP tratado, existirán procesos con los cuales no será posible llevar las concentraciones de dichos contaminantes a los niveles requeridos, por lo tanto no se considerarán. Para el caso de reducción del contenido de azufre del GLP, La selectividad es un importante parámetro, principalmente en los casos donde exista notable presencia de CO_2 , el cual puede afectar el rendimiento de uno u otro proceso.

Otro factor importante a considerar es el contenido de azufre total, el cual es una combinación de H_2S , COS , CS_2 y RSH , siendo lo ideal remover todos estos componentes ácidos.

b. Las características del gas a ser tratado

El GLP a ser tratado debe ser compatible con el método de tratamiento, es decir el método seleccionado depende en gran parte de la composición del GLP, de la cantidad de otros compuestos más livianos o más pesados que los componentes propano y butano. Algunos procesos tienen la tendencia a absorber hidrocarburos preferentemente pesados, los cuales pueden crear varios inconvenientes como la formación de espumas afectando la eliminación del azufre del gas.

c. Parámetros operacionales del proceso

Algunos procesos requieren trabajar a presiones altas, por lo que este es también un factor importante que hay que considerar. La temperatura de la corriente de GLP también es importante ya que dependiendo de ella, se tendrá una mayor tendencia a la vaporización y aumento de humedad. Si la temperatura es demasiado baja posiblemente se requiera evaluar la necesidad de contar con un medio de calentamiento, lo cual influye en los costos de inversión y operación. Si la temperatura es demasiado alta, se requerirán sistemas de enfriamiento sea con agua (dependiendo de la disponibilidad de este recurso) o con aire.

El tamaño del equipo o equipos para el tratamiento del GLP está definido principalmente por el flujo a tratar. Si se dispone de flujos altos, posiblemente lo más conveniente sea trabajar con varios equipos similares en paralelo, que brindan mayor flexibilidad además de evitar equipos demasiado grandes difíciles de transportar ocupando también mayor espacio.

d. Disposición Final del producto químico usado para el tratamiento

En la actualidad este es uno de los factores más importantes debido a las exigentes regulaciones ambientales. Si se usan métodos de absorción con aminas, se requerirá una unidad recuperadora de azufre para tratar el gas ácido cargado de H₂S o si se usan productos

químicos como hidróxido de sodio en solución (sosa) se requerirá posteriormente tratar la “sosa gastada” mediante neutralización.

e. Costos de tratamiento

El factor costo debe considerar: Inversiones en equipos, transporte e instalación, en potencia, en absorbentes, en combustible entre otros. Algunos procesos optimizan más que otros el uso de recursos como combustible usado para generar vapor o calentamiento de fluidos térmicos.

2. Primera Selección: Tipo de proceso

Se realizará una primera selección considerando varios aspectos para de esta manera reducir el rango de procesos viables. Se deben considerar los siguientes aspectos:

- a. Tipo de impurezas a ser removidas.- Se considera principalmente la reducción del contenido de H_2S por su efecto corrosivo y daños a la salud de las personas y al medio ambiente.
- b. Grado de remoción requerido.- El grado de remoción depende de la naturaleza del tipo de proceso a usarse, Habrá algunas aplicaciones que permitan remover mayor cantidad de H_2S que otras. La cantidad de H_2S removida por día puede determinarse como:

$$Lb H_2S rem = 0,0022 * MasaGLP * \Delta H_2S$$

Donde:

Lb H₂S rem = libras de H₂S removidas

Masa GLP = masa de GLP que ingresa al proceso de endulzamiento, Tm

ΔH_2S = Variación de los ppm de H₂S que entran y salen de la planta

Sobre las 2 ppm, el H₂S es corrosivo y causa que se falle en el ensayo de “Corrosión a la Lámina de Cobre” para GLP

- a. Flujo de GLP a ser tratado.- Este es un parámetro del cual dependerá el tamaño de los equipos que se usarán en el proceso de endulzamiento, permitirá dimensionar sistemas de calentamiento o enfriamiento, sistemas de bombeo, entre otro.
- b. Disposición final del producto químico usado para el tratamiento. La disposición final del producto químico puede aumentar los costos de tratamiento, dependiendo de las regulaciones ambientales locales.

Tabla 7. Matriz de selección del tipo de proceso.

Parámetro de comparación	Condición actual	Absorción en solución alcalina (aminas)	Proceso Merox	Absorción el lecho fijo reactivo	Secuestrantes líquidos
Principio de acción		Contacto en contracorriente de dos fases líquidas; la amina reacciona con los gases ácidos como el H ₂ S y CO ₂	Extracción, contacto en contracorriente, el RSH se convierte en disulfuro mediante un catalizador en presencia de oxígeno atmosférico	Se hace pasar el GLP a través del lecho fijo, el producto de la reacción es pirita	Uso de trizinas (aminas terciarias), reaccionan de forma irreversible con el H ₂ S, forman productos no volátiles, solubles en fase acuosa y muy estables térmicamente
compuestos removidos	H ₂ S, RSH	H ₂ S	RSH	H ₂ S, RSH	H ₂ S, RSH
Grado de remoción	ninguno	Alto, las aminas pueden remover hasta < 10 ppm		Alto para concentraciones bajas de H ₂ S, hasta 12 % P de compuestos de azufre. Remoción hasta < 1 ppm V de H ₂ S	Alto para concentraciones bajas de H ₂ S, la cantidad removida va acorde al flujo y cantidad de contaminante a remover. Remoción hasta < 1 ppm V de H ₂ S
Concentración inicial H ₂ S, RSH	21 ppmH ₂ S, 14 ppm RSH	Para concentraciones mayores a 100 ppmV	50 - 100000 ppm RSH P; < 10 ppm H ₂ S	remoción de H ₂ S hasta 800 lb al día	< 150 Kg/día de compuestos de azufre
Limitaciones del método		Para bajas concentraciones de H ₂ S la inversión es costosa	Para mercaptanos de bajo peso molecular solubles en solución de sosa cáustica	No es conveniente para altas concentraciones de H ₂ S por el elevado costo	No es conveniente para altas concentraciones de H ₂ S por el elevado costo
Temperatura de operación, °C	20 -40	Temperaturas mayores a 100 °F para separación efectiva de GLP y amina	< 40	0 - 100 °C	Temperaturas menores a 200 °F (93°C) para los secuestrantes solubles en agua
Es regenerable el químico usado		SI	SI	NO	NO
El H ₂ S y RSH es retirado del GLP	Requerido	SI	SI	SI	SI
Disposición final	Requerido	La amina gastada requiere un tratamiento y disposición adecuada	La "Sosa Gastada" requiere un tratamiento y disposición adecuada	Producto de fácil disposición	Se requiere disposición adecuada del residuo
Costo de instalaciones y operación		Alto costo de inversión	Alto costo de inversión	Costo de inversión bajo y bajo costo de operación	Bajo costo de inversión inicial pero alto costo de operación por el uso constante de químicos
Como se determinan los costos de químicos		CA = Costo amina (S/Kg) * Densidad amina (Kg/m ³) * Volumen amina gastada (m ³)	Cmerox= Costo sosa (S/Kg) * Concentración sosa (Kgs/litro solución) * Volumen solución sosa (litros) + Costo catalizador	CLFR= Costo lecho (S/Kg) * Masa lecho (Kg)	CS= Costo de secuestrante (S/litro) * Volumen (litros)
Ventajas del método		Proceso Regenerativo	Proceso Regenerativo	Costos de operación bajos para bajas concentraciones de H ₂ S. La disposición es segura ya que el producto de reacción son sulfuros elementales estables y pirita de hierro.	No necesitan instalaciones costosas, solo Bomba dosificadora, recipiente para almacenamiento de químico y boquillas de aspersión, son selectivas con el H ₂ S, no reaccionan con el CO ₂
Desventajas de su uso		Inversión inicial alta. Para concentraciones elevadas de H ₂ S se optimiza su uso reduciendo los costos de operación	Inversión inicial alta. Para concentraciones elevadas de RSH se optimiza su uso reduciendo los costos de operación	Proceso no regenerativo. Inversión moderada a baja. Para altas concentraciones de H ₂ S y RSH los costos de operación son altos	El costo puede ser elevado debido al consumo de químico. Los productos de la reacción de la triazina pueden causar corrosión por la posible formación de sales MEA-HCl. El HCl es resultado de la hidrólisis de sales residuales de procesos como desalado. Los productos de reacción necesitan separación posterior.
Ejemplos de productos		Monoetanol amina (MEA), Dietanol amina (DEA)	Tecnología Merox de UOP	Sulfatreat, Hydrocat	Magnatreat, Sulfurtrap
Conclusión		No aplica	No aplica	Aplica	Aplica

Fuente: El Autor

3. Segunda selección: Uso de Tecnología

Los procesos más convenientes son el uso de lechos fijos reactivos y el uso de secuestrantes líquidos. Se evaluarán estos procesos tomando en cuenta la carga de gas a tratar, grado de remoción, costos aproximados de operación entre otros.

a. Procesos de Lecho Fijo Reactivo

Este tipo de procesos son de tecnología reciente, no similares al método de esponja de hierro que es pirofórico, teniendo particularidades dependiendo del fabricante. Los lechos fijos reactivos se usan para bajas concentraciones de contaminantes de azufre en la carga a tratar. Este tipo de tratamiento prácticamente retira el azufre y no lo enmascara.

“Los lechos fijos reactivos más usados actualmente consisten en una reacción química entre el H_2S de la corriente gaseosa o líquida con el óxido de hierro del lecho, lo cual produce un compuesto de sulfuro ferroso o también denominado pirita y vapor de agua. El sulfuro ferroso no es un compuesto tóxico ni corrosivo ni inflamable, es estable y no se descompone. El H_2S es removido irreversiblemente de la corriente gaseosa o líquida, Una vez que el lecho se ha agotado (después de un cierto tiempo considerando la concentración del contaminante y flujo de la corriente a tratar) es necesario reemplazarlo. El lecho fijo reactivo removido puede disponerse en forma

segura ya sea en rellenos sanitarios o puede ser usado en actividades agrícolas o en caminos.

En el lecho fijo reactivo el gas o líquido ingresa por la parte superior del lecho, reaccionando en una determinada zona, misma que va desplazándose hacia la parte inferior a medida que el reactivo se va agotando. El producto tratado sale por la parte inferior del lecho y generalmente tiene una concentración cercana a las 0 ppmV de H₂S.

Tomando en cuenta que normalmente el lecho no requiere ningún sistema de automatización y presenta baja asistencia operativa, el costo de operación del lecho está prácticamente asociado al costo del producto químico usado, mismo que se determina atendiendo al costo de remoción del Kg de H₂S. Los lechos fijos reactivos son ideales para cuando se requieren remover entre 5 y 100 Kg al día de compuestos de azufre como H₂S.

Normalmente, el sistema está compuesto de uno o más reactores, permitiendo mayor flexibilidad operativa, ya que uno de los lechos puede estar en operación y una vez agotado este sale de servicio, permitiendo que el otro lecho entre en operación sin necesidad de parar o bypassar el sistema. En las siguientes imágenes se detalla un sistema de doble lecho fijo reactivo” (Espinoza, 2014).

b. Secuestrantes (Scavengers) líquidos de H₂S

“Son los químicos usados en sistemas no regenerativos para eliminar H₂S y mercaptanos de los hidrocarburos. Los secuestrantes de H₂S son sistemas económicos para gas natural y GLP con un contenido menor a 2000 ppmV de H₂S.

Son químicos que se inyectan de manera continua en la corriente de hidrocarburo que se quiere tratar. El sistema con uso de secuestrante básicamente consiste en:

- Bomba de inyección de químico
- Dispositivo para introducir el químico en la corriente gaseosa o líquida
- Sección de contacto gas-líquido o líquido-líquido
- Sección de separación del secuestrante consumido (productos de reacción), que básicamente consiste en un separador o coalescedor

El rendimiento del secuestrante usado depende entre otros factores de:

- La saturación de agua, los secuestrantes que son en base agua necesitan que el gas a tratar esté saturado en agua, con el objeto de prevenir reacciones indeseables

- Si existe presencia de oxígeno en el gas, el secuestrante con base en nitrógeno puede causar la formación de óxido nitroso. Si el secuestrante es a base de óxidos metálicos, este puede formar azufre elemental
- La temperatura de reacción, si la temperatura es muy baja la reacción es lenta, por el contrario si la temperatura es alta, se pueden formar productos de corrosión por alteración del químico.
- El “secuestro” de H₂S se facilita a alta presión. A baja presión se tiene también baja presión parcial de H₂ y por lo tanto la instalación es mayor.

Algunos de los procesos actuales que se tienen en cuanto a secuestrantes son:

- Los basados en óxidos metálicos (Ecotreat, Esponja de hierro)
- Los basados en formaldehído-metanol (Scavinox, Magnatreat, Techniscav)
- Basados en sustancias cáusticas (Sulfacheck, Gas Treat)

Al tratarse de procesos no regenerativos, es importante realizar la disposición final de residuos que no puede ser descuidado, ya que implica costos adicionales al proceso atendiendo a las regulaciones ambientales locales. El secuestrante de H₂S que más está difundido es la triazina que

básicamente es un condensado amina – aldehído: el 1, 3, 5 tris (2 hidroxietil – hexahidro-S-triazina). Las triazinas pueden aplicarse para remover H₂S tanto de corrientes gaseosas como líquidas. Las triazinas no son volátiles y su manipulación es segura atendiendo a las recomendaciones en cuanto a equipo de protección personal requerido” (Espinoza, 2014).

En la Tabla 8 se muestra la evaluación atendiendo a la tecnología del proceso. En este caso se comparan las tecnologías de lecho fijo reactivo y el uso de secuestrantes para el caso base en este estudio.

Tabla 8. Selección del método de endulzamiento de GLP atendiendo a la tecnología

Tecnología	Lecho fijo reactivo	Secuestrantes líquidos
Tipo de fluido a tratar	GLP	GLP
Flujo másico máximo a tratar, Tm/día	400	400
Gravedad específica del fluido	0.535	0.535
Presión máxima de trabajo, psi	250	250
Cantidad de H ₂ S a remover, Kg/año	3066	3066
Cantidad de H ₂ S a remover, Kg/día	8.4	8.4
Capacidad de remoción aproximada	10 % peso (0.10 Kg H ₂ S/Kg sólido)	0.16 Kg de H ₂ S/Kg de secuestrante
Costo del lecho fijo reactivo/secuestrante, \$/Kg	2.3	4.27
Caída de presión estimada máxima, psi	3	2
Densidad del secuestrante, Kg/L	-	1.2 – 1.3
Costo unitario, \$/Kg H ₂ S removido	23.00	26.69
Costo de remoción de H ₂ S, \$/año	70518	81824
Costo de suministros (electricidad), \$/año	0	500
Costo de instalación aproximado, \$	200000	250000
Costo de asistencia técnica, \$/año	70000	70000
Costo total, \$/año	340518.0	402323.9
Costo de operación anual, \$/año	70518	82324
Costo primer año, \$	340518.0	402324.0
Costo anual a partir del segundo año, \$/año	70518	82324
Costo total durante los primeros tres años, \$/año	481554.0	566971.6

Fuente: El autor.

4. Análisis económico de la tecnología seleccionada

La tecnología de lecho fijo reactivo es la que se recomienda considerando los aspectos financieros de la operación y manejo. La opción presentada por la tecnología HydroCat es la más adecuada, ya que sus lechos reactivos cumplen satisfactoriamente con los requerimientos de la planta de Gas.

Cuando se quiere establecer el precio del GLP, se considera un costo del gas licuado de petróleo en base al precio marcador de Mont Belvieu de los Estados Unidos más un diferencial por cada tonelada (que representaría los gastos más utilidad del vendedor). Si se considera que el GLP es una mezcla de aproximadamente 70% de propano y 30% de butano, el precio del GLP para el presente estudio tendría un valor 83,55 USD/Bbl de acuerdo al valor de importación para Febrero del año 2014. Tomando en cuenta una densidad del GLP de 0.534 g/cm^3 , se tendría un valor de 984.1 USD/Tm de GLP.

Tabla 9. Ingreso anual por GLP en la Refinería Amazonas.

Costo del GLP, USD/Tm	Flujo másico del GLP, Tm/día	Producción anual de GLP, Tm	Costo anual del GLP, USD
984,1	400,0	146.000,0	143.678.600,0

Costo anual del GLP basado en un precio de 984,1 USD/Tm

Fuente: El autor.

El costo anual viene a representar los recursos monetarios que implicaría al estado adquirir el producto GLP, en el supuesto caso que la planta

de gas del CIS no podría expender el producto por no cumplir con las especificaciones de calidad debido a la presencia de compuestos contaminantes ácidos como el H₂S y RSH.

El costo del primer año del tratamiento del GLP es de USD 340,518.00; este valor viene a representar el 0.24% del costo total anual del GLP. $340,518.00/143,678,600.00 = 0.00237$.

B. PROPUESTA DE INFRAESTRUCTURA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS EN LA REFINERIA AMAZONAS

1. Identificación y Caracterización del lecho fijo reactivo

La propuesta se basa en la oferta de el lecho reactivo por parte de empresas especializadas. La descripción subsiguiente es tomada de los catálogos del producto elaborados por el Ing. Jorge Camacho gerente de Procomserv, representante de Hydrocat en Ecuador.

HydroCat Industries fabrica y comercializa productos granulares óxido de metal y metal revestido para eliminar el sulfuro de hidrógeno y otros compuestos de azufre de una variedad de gases y líquidos. Dichos productos patentados y no peligrosos se utilizan ampliamente en los E.E.U.U., y localidades exteriores para el control de olores en instalaciones de tratamiento de aguas residuales, vertederos y biogás de digestor, gas de pirolisis, gas natural asociado

de instalaciones de producción de petróleo, dióxido de carbono, GLP, gasolina y solventes de hidrocarburos.

La tecnología HydroCat-S es un proceso de Lecho Fijo Reactivo a base de hierro tipo granular, contenido en un recipiente reacciona con el ácido sulfhídrico (H_2S) y ciertos mercaptanos (RHS), medios y livianos, que se encuentran disueltos dentro del fluido, fijando estos elementos corrosivos de la corriente. El lecho fijo reactivo de HydroCat- S remueve eficientemente el H_2S de la corriente a tratar, no lo enmascara. Reacciona con el H_2S pero no precipita en la corriente como subproducto, no inhibe la reacción del H_2S con la prueba de la lámina de cobre y no contamina la corriente tratada. HydroCat-S tiene la capacidad única de eliminar tanto concentraciones muy altas o muy bajas de H_2S , dependiendo de las necesidades del sistema, usando flujos desde pocos galones por día hasta miles de barriles por día. HydroCat-S no requiere de un retrolavado, ni requiere mantenimiento diario. HydroCat-S, y su producto reaccionado, son totalmente seguros para el medio ambiente, no peligrosos, no pirofóricos, no tóxicos y en concordancia con lo indicado en el listado de productos la EPA (Agencia de protección ambiental de Estados Unidos). HydroCat-S no es un aditivo químico, por tanto nada se adiciona y no se contamina la corriente tratada. El fluido, líquido o gaseoso, que contiene los corrosivos un ser removidos pasa a través del lecho fijo granular dentro del recipiente, en donde ocurre la reacción de captura del H_2S y otros compuestos corrosivos de azufre, formando un producto estable y seguro. El consumo del lecho HydroCat-S se encuentra determinado

exclusivamente por la cantidad de H_2S que pasa a través del lecho, logrando una ecuación económica que determina la efectividad de la remoción del H_2S con respecto a la variación del flujo de entrada al sistema y a la especificación de salida requerida.

Los diseños del lecho y los equipos se basan en las condiciones de los flujos y requerimientos generales del sistema de tratamiento, presiones de operación, tiempo de vida del lecho y especificación de salida de H_2S que se demande. Estos detalles también determinarán el uso de uno o varios recipientes conectados en arreglos en serie o en paralelo.

El equipo y material requerido incluyen los siguientes:

Recipiente de reacción, puede ser vertical u horizontal, con líneas de entrada y salida de flujo, , línea de drenaje, brida superior de carga y brida lateral de descarga.

Material difusor interno.

Filtros de soporte.

Entrada con restricción del flujo a tratar (si es necesario).

La operación del proceso indica que una vez llenado el lecho fijo reactivo en el recipiente para el cual fue diseñado, y cumpliendo con el procedimiento de arranque del sistema HydroCat-S, se abre las válvulas de acceso

al recipiente del fluido a tratar. A la salida del recipiente se obtiene el fluido libre de los contaminantes. Se efectúan las pruebas necesarias de control de contaminación de corrosivos a la entrada y a la salida del recipiente que contiene el HydroCat-S.

El producto HydroCat-S no requiere monitoreo continuo ya que es totalmente autónomo.

El único monitoreo requerido con el sistema HydroCat-S es la medición periódica de la corriente de salida en su nivel de H₂S y corrosivos. El nivel de H₂S en la corriente de salida se incrementará gradualmente al final del tiempo estimado de vida del lecho, dando por tanto una indicación programada de la necesidad de recambio.

El material original HydroCat-S y el producto de la reacción luego de su uso, son totalmente estables y no nocivos para operadores ni para el medio ambiente. No existe desorción de los corrosivos capturados por el producto. El material agotado, luego del tiempo de vida, es de muy fácil remoción del recipiente y disposición final.

HydroCat-S es un material totalmente seguro y estable; al reaccionar con el H₂S forma también un producto seguro y estable que se denomina comúnmente “pirita”, con la especial particularidad que ésta es no pirofórica. El

material agotado puede desecharse de manera totalmente no nociva para los operadores ni para el medio ambiente.

El material HydroCat-S reaccionado y agotado en el tiempo de vida programado podrá ser retirado en su totalidad por un representante de la compañía proveedora para su libre disposición. El material HydroCat-S agotado en el tiempo de vida programado podrá ser de total responsabilidad de la compañía proveedora y todos los costos asociados con este recambio parcial o total y retiro del lecho podrán ser asumidos completamente por la compañía proveedora, si así se lo requiere.

Generalmente, se propone al cliente la reutilización de recipientes existentes, que al momento se encuentren disponibles. Esto implica que se logrará recuperar activos y ponerlos en uso para las operaciones, evitando que el presupuesto de adquisiciones se vea mermado en los valores de nuevos recipientes exclusivos para este tratamiento de H_2S en las corrientes; a diferencia de tecnologías de procesos regenerativos como aminas o alcoholes.

Mediante el uso de un simulador por computadora se rediseñan los recipientes existentes para acondicionarlos a los requerimientos del tratamiento con la tecnología HydroCat. Los sistemas de tratamiento con la tecnología del producto HydroCat, constan de partículas reactivas colocadas como lecho fijo en los recipientes, totalmente autónomos en su operación, independientes del requerimiento de otras unidades de proceso. Se evitan así sistemas de reconexión

adicionales, pérdidas de presión, arrastre de subproductos, bombas de inyección, limpieza de depósitos en equipos, químicos tratantes, y químicos complementarios, que se requieren normalmente para el correcto tratamiento del H₂S y corrosivos en varios otros sistemas regenerativos.

2. Protocolo de construcción de la infraestructura para el lecho fijo reactivo

El protocolo de construcción de la infraestructura para el lecho fijo reactivo fue elaborada por el autor y colaboradores de EP Petroecuador en base a la documentación de Términos de Referencia del Estado Ecuatoriano, mismos que se hallan en el portal de compras públicas SERCOP.

"TRATAMIENTO QUÍMICO DEL GLP DE PLANTA DE GAS PARA ELIMINAR H₂S y MERCAPTANOS EN REFINERÍA SHUSHUFINDI"

PROPÓSITO:

El objetivo del proyecto es obtener que el principal producto que se obtiene del proceso criogénico de Planta de Gas que es el Gas Licuado de Petróleo (GLP), tenga siempre un valor de "1" en el ensayo de laboratorio de corrosión a la lámina de Cobre, ya que en ocasiones el GLP ha llegado a valores de hasta "4a" en dicho ensayo; por lo que se requiere implementar un proceso en el cual se suministre un producto químico (lecho fijo reactivo) para la remoción de compuestos azufrados

incluidos H₂S y mercaptanos del GLP, de tal manera que garantice su comercialización y minimice el daño a los equipos y tuberías de la Planta de Gas por efecto de procesos de corrosión asociados a los compuestos azufrados presentes en el GLP.

PRODUCTO:

Gas Licuado de Petróleo (GLP) producto principal del proceso criogénico de Planta de Gas.

DESCRIPCIÓN:

Diseñar, construir e implementar un sistema de tratamiento químico basado en lecho fijo reactivo (sólido) que elimine H₂S y mercaptanos (compuestos azufrados) presentes en el GLP y no enmascararlos; los productos de la reacción química no deben generar depósitos y deben ser estables. La cantidad suministrada del lecho fijo reactivo deberá garantizar un periodo de tratamiento de aproximadamente 210 días (Tiempo de duración del lecho) a flujo máximo (400 Tm/día) y contaminación máxima de compuestos azufrados presentes en el GLP.

RESTRICCIONES

TIEMPO:

Un retraso en el proyecto implicaría que cuando se tenga valores altos de corrosión a la lámina de cobre del Gas Licuado de Petróleo (GLP), éste no pueda

comercializarse y además que no se minimice los procesos de corrosión asociados a los compuestos azufrados presentes en el GLP.

COSTO:

El proyecto está financiado con presupuesto operativo. Un aumento del costo del proyecto implicaría priorizar actividades de la Planta de Gas para asignar los recursos requeridos por el proyecto.

COMPONENTES DEL PROYECTO

La obra se ejecutará en la Planta de Gas de Refinería Shushufindi y corresponde detallar el alcance de los trabajos a realizar por parte de la empresa contratista.

A. ANÁLISIS DE RIESGOS

1. PLAN DE GESTIÓN DE RIESGOS.

La industria del petróleo está sujeta a estas reglamentaciones y a la implementación de un plan de gestión de riesgos, tomando en cuenta además que en la ejecución de sus actividades aparecen un sinnúmero de situaciones de riesgo de accidentes graves relacionados con las características peligrosas de las sustancias o productos utilizados

(inflamables, tóxicos o explosivos), con las condiciones de operación (temperatura, presión, niveles).

Por eso la importancia de realizar un adecuado Análisis de Riesgos de las instalaciones, que mediante modelos de cálculo de consecuencias de magnitudes peligrosas (Radiación, sobrepresión y dispersión de sustancias tóxicas) nos permita predecir los daños al personal, instalaciones y a terceros

Al realizar un AR los modelos de consecuencia se utilizan para predecir el tamaño, forma y orientación de las zonas de peligro que podrían ser creados por la liberación de materiales peligrosos. En las evaluaciones de riesgo público, la medida común de la consecuencia suele ser el impacto en los seres humanos expuestos a cada tipo de riesgo.

2. OBJETIVOS

a. OBJETIVO GENERAL

Identificar los principales eventos potencialmente peligrosos y estimar los daños al personal, instalaciones y a terceros, como resultado de fugas de sustancias tóxicas e inflamables, y así poder cuantificar el nivel de riesgo implícito mediante el cálculo de la frecuencia de ocurrencia y de la magnitud de las consecuencias.

b. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir Identificar y describir los principales peligros y riesgos operacionales que pueden darse durante la ejecución de las obras y servicios, como consecuencia de desviaciones de las condiciones normales de operación, utilizando la metodología de Análisis Preliminar de Peligros (PHA).
- Definir los posibles escenarios de magnitudes peligrosas y determinar las frecuencias de ocurrencia por medio de la aplicación de un Árbol de Eventos (ETA).
- Definir las zonas de máxima seguridad dentro de la Planta de Gas.
- Definir las zonas de afectación por: radiación térmica, explosión y nube toxica.
- Definir la respuesta de los riesgos considerando la probabilidad y el impacto en relación con la tolerancia al riesgo y su relación costo beneficio.
- Definir y el elaborar un Plan para el monitoreo y control de los riesgos, todo esto con la finalidad de facilitar la toma de decisiones gerenciales para asegurar niveles de riesgo tolerables.

3. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS RIESGOS

El Análisis Cuantitativo de Riesgos comienza con la definición y/o descripción del sistema, continuando con la identificación de los peligros del proceso en el cual se evalúan entre otros los materiales de las instalaciones, los inventarios de productos químicos peligrosos y las condiciones operacionales del proceso que pudieran ocasionar eventos no deseados.

Una vez identificados los peligros, se calculan las frecuencias de ocurrencia de todos los eventos peligrosos, así como sus consecuencias asociadas. El siguiente paso es la cuantificación del riesgo individual y de terceros, para luego ser comparados con criterios de tolerancia preestablecidos.

a. ANÁLISIS CUALITATIVOS DE RIESGOS.

Se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Suelen estar basados en técnicas de análisis crítico en las que intervienen distintos expertos de la planta. Su eficacia depende de la calidad de la información disponible y de su exhaustividad. Destacan los siguientes:

- HAZOP (o AFO, Análisis Funcional de Operabilidad): Técnica inductiva de análisis crítica realizada por un equipo pluridisciplinar para identificar desviaciones de proceso que pueden conducir a accidentes.

4. ESTUDIO DE RIESGOS Y OPERABILIDAD (HAZOP)

El Estudio de Riesgos y Operabilidad (HAZOP) se basa en analizar en forma metódica y sistemática el proceso, la operación, la ubicación de los equipos y del personal en las instalaciones, y los factores externos, relevando las situaciones riesgosas en este caso enfocadas al **TRATAMIENTO QUÍMICO DEL GLP DE PLANTA DE GAS PARA ELIMINAR H₂S Y MERCAPTANOS EN REFINERÍA SHUSHUFINDI.**

La CONTRATISTA debe realizar esta actividad con especialistas de las distintas áreas: Mecánica, Civil, Eléctrica, Electrónica, Procesos, Operaciones, Seguridad Industrial y Medio Ambiente. El equipo HAZOP siempre estará coordinado por un facilitador o líder de HAZOP que debe estar familiarizado con todas las especialidades intervinientes en el estudio.

La CONTRATISTA deberá realizar el HAZOP cumpliendo con la ejecución de los siguientes puntos:



Pasos para elaboración de HAZOP

Informe del Estudio de Riesgos y Operabilidad (HAZOP)

La CONTRATISTA deberá consolidar toda la documentación utilizada para el estudio HAZOP, metodologías aplicadas (así como los criterios de selección de las mismas), resultados obtenidos por cada nodo seleccionado, y finalmente recomendaciones y conclusiones de acuerdo a cada uno de los riesgos (eventos) identificados y jerarquizados, firmadas por cada uno de los miembros del Equipo HAZOP.

La CONTRATISTA deberá realizar la presentación del Informe del Estudio de Riesgos y Operabilidad (HAZOP) en medio físico y digital, para su Revisión y Aprobación del equipo de Fiscalización.

B. OBRA MECÁNICA

La empresa contratista es la encargada de desarrollar:

1. **INGENIERÍA, SUMINISTRO Y MONTAJE DE RECIPIENTE DE PRESIÓN VERTICAL**

El cálculo mecánico de un recipiente consiste, básicamente, en la determinación de los espesores de las diferentes partes que lo forman, tomando como datos de partida: la forma del equipo, sus dimensiones, el material utilizado, las condiciones de presión temperatura, las cargas debidas al viento y terremoto, peso específico del fluido y la reglamentación, norma o código que debe cumplir el diseño del recipiente.

2. INGENIERÍA DE DISEÑO DE RECIPIENTE DE PRESIÓN VERTICAL (SEGÚN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS)

Ingeniería básica y de detalle del recipiente de presión vertical, en base a normas ASME SEC VIII, Div. 1, parte UG y UW y que cumplan con ciertos criterios mínimos de diseño como:

Construcción:

- La contratista para la construcción deberá considerar los requisitos mínimos de la norma ASME SEC VIII Div. 1, tales como: métodos constructivos, materiales, diseño del cuerpo, diseño de los componentes internos, diseño de manholes superior y lateral para carga y descarga del producto (diseño de sus refuerzos), fabricación: varolado, soldadura, alivio de tensiones, inspección y ensayos, informes, dossier de calidad, etc.
- Presentar certificación de materiales MTR (del acero a utilizar).
- Presentar el procedimiento de soldadura, para su aprobación y posterior ejecución.
- Presentar los procedimientos de ensayos no destructivos, para su aprobación y posterior ejecución.
- Las soldaduras del recipiente deberán ser sometidas a pruebas radiográficas o ultrasonido en un 100%.

- Presentar el dossier de calidad de la construcción de los recipientes de presión.

Características principales que deben tener los recipientes de presión.

Cilindro del recipiente

El cilindro del recipiente se encuentra formado por una serie de láminas convenientemente curvadas (virolas) soldadas unas con otras, y que conforman el cilindro.

Las soldaduras de la virola son longitudinales, ya que están realizadas siguiendo la generatriz del cilindro, al contrario, las soldaduras que unen virolas, o los cabezales con la cubierta, son circunferenciales o transversales, por estar realizadas siguiendo una circunferencia situada, obviamente, en un plano perpendicular al eje del cilindro.

Tapas semi elípticas

El proceso de fabricación de las tapas deberán ser troqueladas, en una relación de la elipse 2:1. Las soldaduras de las tapas con el cilindro serán circunferenciales.

Manholes de entrada

El recipiente deberá tener manholes en la parte superior y en la parte lateral inferior, estas boquillas deberán ser de diámetro como mínimo de 18” en adelante y que servirán para la carga y descarga del lecho.

Bridas de entrada y salida

El recipiente de presión deberá tener bridas de entrada y salida del producto, brida en la parte inferior para el drenaje de los líquidos que pudieran existir en la operación normal de los mismos, (principalmente drenaje del agua acumulada) bridas para el montaje de la válvula de seguridad en la parte superior y brida para la válvula de venteo del recipiente en la parte superior.

Componentes Internos

Internamente el recipiente deberá tener: malla, placa perforada, esponja especial, que cubran el diámetro interno del recipiente y ubicadas en la parte inferior por debajo de la boquilla de entrada del producto: Las líneas de entrada y salida del producto deberán colocarse en el interior placas deflectoras tanto a la entra y a la salida del fluido GLP, ver gráfico. Se deben instalar toma muestras para análisis de laboratorio en las líneas de entrada y salida del GLP

Soportes del recipiente de presión

El peso total estimado del recipiente en operación se estima 55.800 Kg, siendo el peso aproximado del acero del recipiente (11.000 Kg) + el peso del

lecho (38.100 Kg aprox) + el peso del GLP que fluirá por los espacios huecos del lecho y los casquetes (6.700 Kg).

En función de las dimensiones estimadas del recipiente y el peso del mismo, se recomienda que como sostén del recipiente, al fondo se utilice faldón cilíndrico y no patas de apoyo. Con el faldón cilíndrico de apoyo, la carga se reparte uniformemente a lo largo del perímetro de la circunferencia de soldadura, evitando así concentración de esfuerzos en la envolvente y disminuyendo la presión transmitida al suelo.

Los pernos de anclaje se sitúan a lo largo del perímetro de la circunferencia de apoyo y a una distancia entre 400 y 600 mm, según el tamaño y el número requerido. En todo caso, el número de pernos deberá ser múltiplo de 4 (4, 8, 12, 16, 20, 24).

Al diseñar los faldones se debe tener en cuenta que ha de incluirse un acceso a su interior (dimensiones mínimas de 500-600 mm de diámetro) y unas ventilaciones para evitar la acumulación de gases en su parte interna.

Soportes de escalera y plataformas

Cuando se prevé instalar escaleras y plataformas, se debe soldar unas pequeñas placas en la envolvente, a las que se atornillarán estas escaleras y plataformas para su sujeción.

Soportes para tuberías

- Recipiente anclado: Con faldón cilíndrico
- Peso estimado del lecho: 38.000 Kg.
- Número de recipientes: 1 unidad
- Conexión a tierra: SI
- Ensayos no destructivos: Radiografía (50%), tintas penetrantes (70%), Prueba hidrostática.
- Fluido a manejar: GLP
- Presión de trabajo: 250 PSI
- Temperatura de trabajo: 20 - 40°C
- Gravedad específica: 0,534
- Presión de diseño: 1,5 por la Presión de trabajo

4. MONTAJE DEL RECIPIENTE DE PRESIÓN VERTICAL (SEGÚN ESPECIFICACIONES)

- Para el montaje la contratista deberá preparar la plataforma de hormigón en la cual se instalará el recipiente.
- Los recipientes deberán ser anclados mediante pernos de expansión a los anillos de hormigón.
- El recipiente deberá ser granallado y posteriormente pintado de acuerdo a los siguientes requerimientos:

- ✓ Granallado y pintura interna y externa: 300 micras (conforme detalles de pintura).
- ✓ Pintura interna: primer (100 micras) con epóxico fenólico de dos componentes curado con aducto de amina, capa final (200 micras) con epoxy fenólico curado con amina y libre de solvente (100% volumen de sólidos).
- ✓ Pintura externa: epóxica rico en zinc curada con poliamida (100 micras), capa intermedia (100 micras) epoxy aducto poliamida de altos sólidos, capa final (100 micras) pintura acrílica poliuretánica con isocianato alifático de buen brillo y retención de color y de color aluminio.

C. SUMINISTRO Y MONTAJE DE MATERIALES PARA INTERCONEXIONES

Los materiales (tuberías y accesorios) serán provistos por la contratista conforme al cuadro de rubros en el que se realiza la descripción y la cantidad de materiales a usar, así como el montaje de los mismos. Todo trabajo de soldadura y pruebas de las mismas, se realizará conforme a las Normas Standard API-1104, última edición.

Los isométricos a construirse son de entrada y salida del gas al recipiente de presión, un by pass al recipiente, líneas de drenaje, líneas de venteo y relevo de presión.

En el sitio donde se ubicará el recipiente de presión se encuentran enterradas 2 líneas de 3" que van a las esferas, en estas líneas se realizará un corte para de allí construir las líneas que van a la brida de entrada del recipiente, y posteriormente de la salida del recipiente se conectarán a las líneas enterradas más adelante.

El by pass será al recipiente de presión, con el objeto de dar mantenimiento a los mismos.

En la parte superior del recipiente se debe instalar una válvula de seguridad, la misma que se interconectará con una línea de 2" a la tubería que va a tea.

Los drenajes de los recipientes serán en la parte inferior mediante válvula de $\frac{3}{4}$ " y con una línea de 2" se interconectará a la línea que va al pozo de quemado.

CONSIDERACIONES GENERALES PARA TRABAJOS DE SOLDADURA

- Para el diseño y preparación de la unión, la tubería tendrá los extremos

biselados con un ángulo de 30 grados más 5 grados menos 0 grados, medidos desde una línea perpendicular al eje de la tubería. En la parte aplanada del extremo de la tubería tendrá un ancho de 1/16", más o menos 1/32" en el lado adyacente al diámetro interno de la tubería. Todo bisel realizado con la máquina biseladora, cumplirá estas especificaciones, después de la limpieza y esmerilado respectivo.

- Antes de alinear la tubería para suelda, se limpiarán los extremos del tubo hasta que quede el metal libre de cualquier pintura, capa protectora, escoria o herrumbre con una lima y/o máquina lijadora.
- El espaciamiento entre los extremos de acoplamiento de las tuberías que se van a soldar no será menor de 1/16". Se eliminará el uso de martillos para la alineación de tuberías.
- La desalineación o "High-low" entre dos superficies de empalme para tuberías de la misma pared nominal, no será mayor de 1/16". Cualquier desalineamiento mayor se distribuirá equitativamente alrededor de la circunferencia del tubo. Se permitirán grapas externas de alineación donde sea imposible la alineación con grapas internas.
- La limpieza entre cordones se efectuará con herramientas manuales o

eléctricas. Es importante remover la escoria o escamas de cada cordón.

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS EN EL RECIPIENTE DE PRESIÓN Y LÍNEAS DE INTERCONEXIONES.

La contratista debe realizar los ensayos no destructivos (pruebas radiográficas o ultrasonido) a la soldadura del recipiente de presión e isométricos por construirse basados en la norma API 1104 y ASNT (SNT-TC-1A), ASME SEC. VIII DIV. 1.

En el recipiente de presión se realizarán los ensayos no destructivos mediante las técnicas de radiografía o ultrasonido en un 100% a los cordones de soldadura, el pago de esta actividad está incluido en el suministro de recipientes de presión.

En las líneas de interconexiones se realizará los END spot y se cancelará de manera unitaria.

La empresa seleccionada para que ejecute las pruebas radiográficas, debe tener los certificados respectivos del SCIAN (Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares) del Ecuador, perteneciente al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que avalice el permiso de funcionamiento, así como la acreditación de los inspectores que ejecutarán las pruebas.

Si se utilizara el método de inspección por ultrasonido UT, el especialista deberá presentar la respectiva certificación ASNT-TC-1A, con el objeto de avalar su trabajo.

PRUEBA HIDROSTÁTICA DEL RECIPIENTE DE PRESIÓN

Es responsabilidad de la contratista realizar la prueba hidrostática al recipiente de presión sujetándose a la norma API HP 1110 y ANSI B 31.4. El costo que involucra la prueba se lo deberá incluir en el rubro SUMINISTRO DEL RECIPIENTE DE PRESIÓN VERTICAL, (INCLUYE PINTURA EXTERNA).

La contratista deberá tomar en consideración para la elaboración del procedimiento los siguientes aspectos:

- Responsabilidades
- Preparación preliminares
- Calibración de equipos e instrumentos
- Plan de prueba
- Ejecución de la prueba
- Actas de aprobación.

PROTECCION DE LA TUBERÍA ENTERRADA

Una vez que se ha realizado los END a la tubería, la contratista deberá realizar el recubrimiento de la tubería a ser enterrada, mediante el uso de cinta de revestimiento, para lo cual EP PETROECUADOR entregará estos materiales. El costo del trabajo la contratista debe considerar en los rubros pertinentes a tuberías enterradas.

PINTURA LINEAS DE INTERCONEXIONES, ENTRADA, SALIDA Y BY PASS.

Consiste en la preparación superficial y pintura de todas las líneas que se construyan en este proyecto como: líneas de entrada y salida del GLP, línea de by pass, líneas de venteo a tea y líneas de drenaje de líquidos.

La contratista deberá suministrar la pintura y materiales que sirvan para la limpieza tales como cepillos, lijas, solventes, gratas y otros, corresponde también a la contratista ejecutar el trabajo. El pago de estas actividades se lo deberá considerar en los rubros de tuberías estipulados en el cuadro de rubros.

BARRIDO DE LAS LÍNEAS DE INTERCONEXIONES

Antes de realizar la carga del recipiente con el lecho fijo reactivo (sólido) y del inicio de la operación de los recipientes de presión, es obligación de la contratista realizar el barrido a las líneas de interconexiones y a los recipientes;

el propósito es el de eliminar suciedades, depósitos de soldadura u otro material que se encuentre en el interior de las tuberías y de los recipientes.

El fluido que se utilizará para el barrido deberá ser con aire que será proporcionado por EP Petroecuador y será a una presión de 100 PSI máximo.

Para el barrido en líneas la contratista deberá realizarlo por tramos, para lo cual deberá colocar placas ciegas en las bridas cercanas a los equipos.

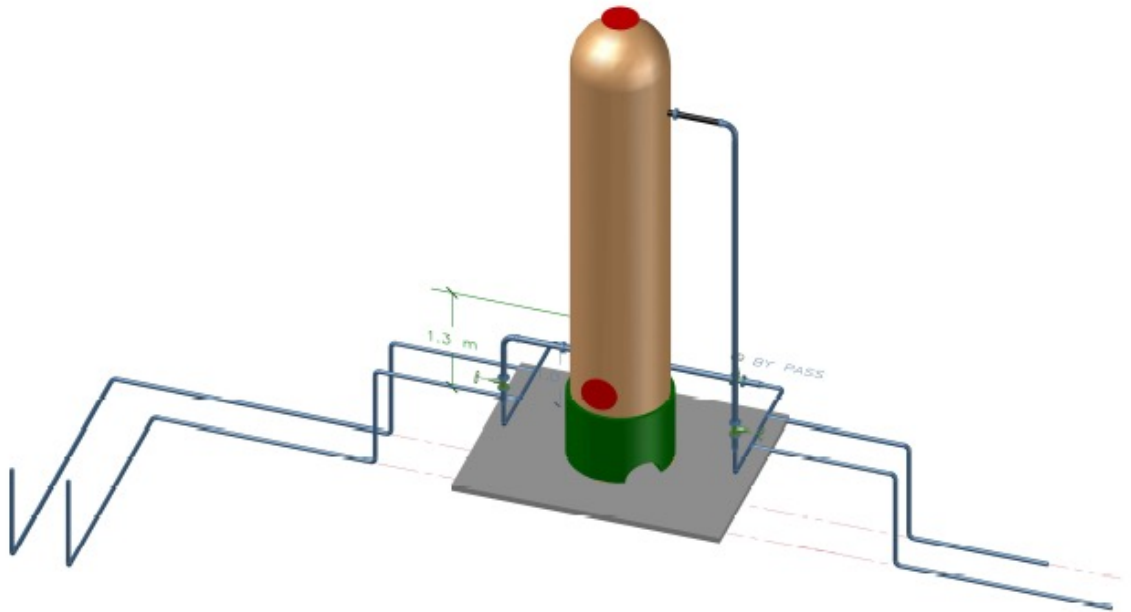
PRE COMISIONADO Y COMISIONADO DE LOS RECIPIENTES

Una vez culminada la etapa de montaje, nivelación, alineación y conexión de las líneas por parte de la contratista, esta deberá realizar el proceso de pre comisionado, comisionado y puesta en operación de los recipientes de presión.

La etapa de pre comisionado, comisionado y puesta en operación se realizará en obra teniendo en cuenta el cronograma de construcción y la disponibilidad de las facilidades para la puesta en operación de los equipos.

La contratista deberá entregar para revisión de la Fiscalización del CIS, el documento Protocolo de Pruebas tanto para las pruebas de fábrica (recipientes de presión) y en sitio. Este documento debe contener las recomendaciones y listas de chequeo de los fabricantes de los equipos.

PLANO ESQUEMÁTICO DE ISOMÉTRICOS A CONSTRUIRSE



D. LECHO FIJO REACTIVO

Será provisto por la contratista, y será la encargada del transporte y carga al recipiente en la cantidad estimada en el formulario de cantidades de obra.

NORMAS APLICABLES

La revisión del diseño, planos, la terminología, los materiales, la construcción y montaje de los recipientes deberán cumplir como mínimo y estar

acorde con la última edición de los siguientes códigos, estándares y reglamentaciones.

- ACI 318, Building Code Requirements for Reinforced Concrete (ANSI/ACI 318).
- ACI 350, Environmental Engineering Concrete Structures
- AISC, Manual of Steel Construction, Allowance Stress Design.
- AISC, E-1 Steel Plate Engineering Data Series: Useful Information-design of Plate Structures, Volume II.
- ASTM, American Society for Testing and Materials.
- ANSI B.16.11, Forged Steel Fittings Socket Welding and Threaded.
- ANSI B.16.5, Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings including Annex 3.
- ANSI B.20.1, Pipe Threaded.
- ANSIB.16.11, Forged Steel Fittings Socket Welding and Threaded.
- ASME B.31.1, Power Piping.
- ASME, Section VIII Division 1 Boiler and Pressure Vessel.
- SSPC, Steel Structures Painting Council.
- PETROECUADOR Compendio de Normas de Seguridad e Higiene Industrial

E. TRATAMIENTO QUÍMICO DEL GLP Y ASISTENCIA TÉCNICA

1. ALCANCE

EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI cuenta entre sus instalaciones con la Planta de Gas, en la cual se produce Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gasolina Natural. El GLP que sale del proceso en ocasiones ha llegado a valores de “Corrosión a la lámina de cobre de hasta 4a”, y requiere ser tratado para eliminar compuestos de azufre (incluidos H₂S y mercaptanos) y garantizando que en el ensayo de la Corrosión a la Lámina de Cobre para GLP se tenga siempre un valor de 1.

Las características del GLP a ser tratadas son las siguientes:

Parámetro	Valor
Flujo másico de GLP máximo, Tm/día	400
Gravedad específica	0,534
Temperatura de operación, °C	20 – 40
Presión de operación máxima, psi	250
Concentración de H ₂ S, ppm	21
Concentración de mercaptanos (RSH), ppm	14
Concentración de Sulfuro de carbonilo (COS), ppm	0,5

El contratista deberá verificar y realizar sus propios análisis de campo para determinar por su cuenta el contenido aproximado de sulfuro de hidrógeno (H₂S),

mercaptanos (RSH) y sulfuro de carbonilo de manera de garantizar la cantidad y durabilidad del lecho fijo reactivo para el tiempo de tratamiento especificado en estos pliegos.

La contratista deberá entregar un sistema de tratamiento químico, cumpliendo con los siguientes requerimientos:

- ✓ Diseñar un sistema de tratamiento químico basado en lecho fijo reactivo (sólido) que elimine H₂S y mercaptanos (compuestos corrosivos) presentes en el GLP y no enmascararlos; los productos de reacción no deben generar depósitos y deben ser estables.

- ✓ Suministrar un producto químico (lecho fijo reactivo) para la remoción de H₂S y mercaptanos del GLP. La cantidad de lecho fijo reactivo será suministrada para llenar el recipiente a presión solicitado en el numeral 1.2 de las especificaciones técnicas. La cantidad suministrada del lecho fijo reactivo deberá garantizar un período de tratamiento de aproximadamente 210 días (Tiempo de duración del lecho) a flujo máximo (400 Tm/día) y contaminación máxima indicados en la tabla del numeral 4.1.

- ✓ Presentar los equipos e implementos necesarios para realizar el seguimiento y evaluación del programa de tratamiento, es decir el equipo de laboratorio requerido en “Equipo Mínimo”.

- ✓ Mantener el tratamiento químico ofertado con las características solicitadas para el GLP durante el tiempo de duración del contrato.

- ✓ Asegurar que las partículas del lecho fijo reactivo no sean transportadas a las esferas de almacenamiento de GLP, a fin de evitar el ensuciamiento de estas y de cualquier equipo aguas abajo.

- ✓ Garantizar que el GLP tratado que sale del lecho fijo reactivo tenga siempre un valor de 1 (uno) en el ensayo de “corrosión a la lámina de cobre”.

2. ASISTENCIA TÉCNICA, MONITOREO Y EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE TRATAMIENTO

La asistencia técnica, monitoreo y evaluación del programa de tratamiento que el oferente considerará como parte del contrato debe cubrir los siguientes requisitos mínimos:

- ✓ Disponer del personal técnico suficiente y con experiencia en remoción de azufre y compuestos relacionados en el GLP, a fin de que puedan atender oportunamente todas las inquietudes de los técnicos de Planta de Gas de Refinería Shushufindi y solucionar rápidamente cualquier

inconveniente presentado durante la operación del lecho fijo, de manera de garantizar un valor de máximo “1” en el ensayo de corrosión a la lámina de cobre.

✓ Tener permanentemente un Supervisor de operaciones ó técnico residente de obra durante el horario de trabajo regular de 8 horas. Adicionalmente la contratista debe incluir la asistencia de un Jefe Técnico que deberá ser Ingeniero Químico y realizar visitas periódicas cada quince días a la planta de tratamiento de GLP, de manera de ajustar condiciones (de ser necesario), verificar el cumplimiento de las especificaciones solicitadas y elaborar informes.

✓ Incluir la presencia del supervisor de operaciones durante todas las actividades especiales relacionadas con el sistema de tratamiento y que estén fuera del horario normal de trabajo durante todo el tiempo de duración del contrato. Las labores del grupo de trabajo de la contratista deberán incluir la puesta en marcha de los sistemas de tratamiento, controles rutinarios de estado de instalaciones, maniobras de drenaje de los lechos de requerirse, análisis de campo rutinarios de operación, coordinación de muestreos de laboratorio para análisis diarios, elaboración de reportes diarios y mensuales, decisiones operativas para mantenimiento de los lechos y efectividad del tratamiento.

✓ El laboratorio de control de calidad de Refinería Shushufindi realizará dos veces al día el ensayo de “corrosión a la lámina de cobre” para el GLP que sale del lecho fijo reactivo. Esto permitirá a la contratista realizar los ajustes respectivos para estar dentro de los parámetros establecidos. La contratista debe por su cuenta realizar el análisis de medición de densidad del GLP. De requerirse algún análisis adicional, este será realizado por la contratista a petición de los Coordinadores de Operaciones de Planta de Gas, análisis que será el de “Determinación del contenido de H₂S y mercaptanos en el GLP tratado”, mismo que será eventual y permitirá corroborar el resultado del ensayo de “Corrosión a la lámina de cobre”.

✓ Mantener el tratamiento contratado para el GLP durante, las 24 horas del día durante todo el tiempo estimado de duración del contrato a contaminación máxima.

✓ Remover H₂S y Mercaptanos, sin que afecte al medio ambiente circulante ni al producto, como tampoco sus desechos agotados sólidos o líquidos.

✓ Durante el período de vigencia del programa de tratamiento, EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI puede realizar reparaciones de las unidades de proceso. Durante estos mantenimientos programados se realizará inspecciones conjuntas entre el personal de EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI y la CONTRATISTA para determinar el estado de los equipos, verificar el estado del lecho fijo, además de constatar los problemas asociados que se encuentren en el sistema

3. ÍTEMS QUE DEBE CONTENER LA PARTE TÉCNICA

La parte técnica de la propuesta debe contener lo siguiente:

✓ La cantidad del producto químico y tipo de lecho fijo reactivo a usarse. Se incluirán los cálculos detallados que se efectúen para estimar la cantidad necesaria del producto, de manera que la cantidad de lecho fijo reactivo ofertada permita garantizar el tratamiento por un período de aproximadamente 210 días a flujo y contaminación máxima. Es responsabilidad del oferente garantizar que el GLP tratado tenga siempre como máximo un valor de 1 (uno) en el ensayo de “Corrosión a la Lámina de Cobre” durante 90 días, tiempo durante el cual la contratista dará la asistencia técnica, durante la operación del lecho.

- ✓ Si el tratamiento no se optimiza y la cantidad del químico aumenta para garantizar las especificaciones de tratamiento solicitadas, será responsabilidad del oferente asumir el costo de la cantidad adicional, hasta la culminación del plazo del contrato.

- ✓ El producto químico (lecho fijo reactivo) debe ser de la calidad ofertada, para lo cual el oferente presentará los certificados de calidad del producto emitido por el fabricante, incluyendo las hojas de datos de seguridad de materiales (MSDS).

- ✓ Con anterioridad a la preparación y elaboración de la oferta, el oferente debe realizar una visita a las instalaciones de Refinería Shushufindi, con el objetivo de tomar muestras, obtener datos operativos, ubicar el lugar para la construcción de la vía de acceso y para el montaje del recipiente que contendrá el lecho fijo reactivo, de manera que pueda realizar análisis y pruebas en su respectivo laboratorio.

- ✓ El tiempo que durará la asesoría para el tratamiento químico del GLP se contabiliza desde que entra en operación el lecho fijo reactivo, una vez que ya ha sido instalado el recipiente y se han realizado las respectivas

pruebas de funcionamiento. El tiempo de duración de la asesoría o asistencia técnica será de 90 días calendario.

- ✓ El tiempo estimado para el diseño, construcción, montaje del recipiente conteniendo el lecho fijo reactivo, pruebas de funcionamiento y puesta en marcha del sistema de tratamiento será de 180 (ciento ochenta) días calendario, una vez que el contrato haya sido suscrito y a partir de la fecha de notificación de que el anticipo se encuentra disponible, el tiempo para el tratamiento será de 90 días calendario, en total serán 270 días.

- ✓ Cada oferente debe presentar una sola alternativa de tratamiento.

4. INSTRUCCIONES PARA LA INSTALACIÓN DEL BIEN O LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

- ✓ La contratista tendrá para el inicio del tratamiento la cantidad de lecho fijo reactivo requerido por las especificaciones técnicas y que habrá que colocar en el recipiente—acorde al tamaño del mismo y que ha sido previamente construido e instalado.

✓ La contratista debe hacer el seguimiento diario del parámetro de control establecido y presentar un informe diario y mensual durante el período del tratamiento, incluyendo observaciones, conclusiones y recomendaciones

✓ Con el propósito de proceder con el pago, la contratista presentará la factura mensual dentro de los primeros cinco días de cada mes, Durante el período de asistencia técnica, se debe detallar la cantidad de GLP tratado (toneladas por mes). El fiscalizador revisará y aprobará la factura mediante informe, siendo el encargado del seguimiento del contrato.

✓ La contratista deberá cumplir con todas las obligaciones que se deben dar a los trabajadores, es decir deberá presentar los comprobantes de pago certificados, de aportación al IESS, fondos de reserva, prestamos, décimo tercer sueldo, décimo cuarto sueldo y otros beneficios, para autorizar el pago respectivo.

✓ La contratista deberá cumplir con la normativa de seguridad industrial y medio ambiente vigentes en la EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI

5. NORMAS UTILIZADAS

✓ Constitución Política de la República del Ecuador.

✓ TULAS Libro VI de la Calidad Ambiental.

- ✓ Compendio de Normas de Seguridad e Higiene Industrial de EPEPETROECUADOR
- ✓ Decreto Ejecutivo 1215 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
- ✓ Acuerdo Ministerial No. 026 del Ministerio del Ambiente.
- ✓ Aplicación de las Normas INEN 439, 2266 y 2288.
- ✓ Reglamento de la prevención de la contaminación por desechos sólidos Peligrosos.

6. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

Material a utilizar en la provisión del servicio

La contratista se encargará de la adquisición e instalación de todos los materiales y equipos necesarios para cumplir con el servicio.

Transporte de equipos y materiales al sitio de trabajo

La contratista será responsable de la transportación a los sitios de trabajo, de todos los materiales y equipos necesarios para la ejecución del servicio.

Evacuación y ubicación de desechos sólidos generados del tratamiento

La contratista será responsable de la disposición final de todos los desechos sólidos que generen el montaje y pruebas de campo del sistema de tratamiento, acorde a las disposiciones del supervisor del contrato y personal de Seguridad Industrial y Medio Ambiente de Refinería Shushufindi

7. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

N°	Actividad/semanas	1-10	11-20	21-30	31-39
1	Provisión del recipiente que contendrá el lecho fijo reactivo	X	X	X	
2	Realización de obras civiles requeridas en las especificaciones del contrato		X		
3	Instalación del recipiente en las instalaciones de la Planta de Gas de Refinería Shushufindi con todos los accesorios y tubería requeridos			X	
4	Pruebas de funcionamiento			X	
5	Análisis de laboratorio (durante operación normal del período de asistencia técnica)			X	X

F. OBRA CIVIL

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS TRABAJOS

En general el proyecto en el área civil consta de las actividades que se describen a continuación de las cuales el Constructor será responsable de la ingeniería básica y de detalle, el aprovisionamiento de materiales, provisión de equipos y de la construcción. Todas las actividades serán ejecutadas en base a estándares, normas internacionales y de acuerdo al alcance de las presentes especificaciones técnicas particulares.

1. INGENIERÍA DE DETALLE

Comprende el desarrollo de estudios y actividades de ingeniería que soportarán los trabajos de construcción, en el formulario de catálogo de ítems constan los estudios y el alcance de la ingeniería básica y de detalle. El Constructor presentará para aprobación de la Fiscalización los resultados obtenidos de las diferentes actividades de ingeniería.

Para efectos de pago, se utilizará la unidad de medida descrita en el catálogo de ítems.

En forma auxiliar de no existir especificación particular en el presente documento, regirán lo establecido en el MOP-OO1F “Especificaciones Generales para la Construcción de Caminos y Puentes”, AASHTO “American Association of

Highway and Transportation Officials” y “Código Ecuatoriano de la Construcción” vigente.

CÓDIGOS, NORMAS APLICABLES, CARGAS Y ESPECIFICACIONES

Toda la construcción, materiales, fabricación, transporte, inspección, prefabricados en taller, instalación, pruebas en sitio, se sujetaran pero no limitaran a la aplicación de los siguientes códigos y normas de construcción:

CÓDIGOS APLICABLES

ACI 318 American Concrete Institute

AISC American Institute of Steel Construction

AWS D1.1 American Welding Society (Structural Welding Code–Steel)

ASTM American Society for Testing and Materials

MOP-001F Especificaciones Generales para la Construcción de Caminos y Puentes

NEC-11 Norma Ecuatoriana de la Construcción.

UBC Uniform Building Code. Última Edición

NFPA National Fire Protection Association

2. DISEÑO ESTRUCTURAL – CARGAS A CONSIDERARSE

CARGAS PARA DISEÑO

CARGA MUERTA.- Peso total de toda la estructura y sus componentes.

CARGA VIVA.- Para escaleras y plataformas mínimo 250 Kg/cm²

CARGA DE EQUIPOS Y TUBERÍAS.- Las cargas de equipos y tuberías se definen en la parte mecánica, eléctrica e instrumentos, considerando:

- Equipo Vacío.
- Equipo en Operación.
- Carga de prueba del equipo (Pruebas hidrostáticas).
- Cargas de equipos auxiliares.
- Cargas adicionales por izaje.

CARGA DE VIENTO.- Considerar una velocidad de 165 Km/h.

CARGA SÍSMICA.- Referirse a NEC-11 y UBC, en caso de conflicto será mandatorio la más exigente.

MATERIALES DE LA ESTRUCTURA

FUNDACIONES Y ESTRUCTURAS DE HORMIGÓN

- Hormigón.- El diseño del hormigón será efectuado por el constructor; así como, el ensayo a compresión de las probetas cilíndricas.

Cemento	:	Portland Tipo I
Agregados Pétreos	:	Ripio triturado y arena de río lavada.
Tipo de hormigón A	:	Fundaciones y Estructuras $f'c = 240 \text{ Kg/cm}^2$
Tipo de hormigón B	:	Aceras, bordillos y cunetas $f'c = 210 \text{ Kg/cm}^2$.
Tipo de Hormigón C	:	Replentillos y de limpieza $f'c = 140 \text{ Kg/cm}^2$

- Acero de Refuerzo.- Con una resistencia a la fluencia $f_y = 4200 \text{ Kg/cm}^2$.
- Malla Electrosoldada .- $f_y = 5000 \text{ Kg/cm}^2$
- Acero Estructural.- Los perfiles estructurales de acero serán A36.
- Pernos Estructurales.- Se utilizará pernos A325N, con orificios normalizados.
- Pernos de anclaje.- Se utilizará acero A36 - A307 (lo que demande el diseño).

CONDICIONES MECÁNICAS DEL SUELO

Se adjunta informe de mecánica de suelos de área aledaña a la implantación del proyecto como referencial. EL Constructor ejecutará su propio estudio de mecánica de suelos.

EQUIPO MÍNIMO ÁREA CIVIL

- Volquetas 2 U.
- Cargadora frontal 1 U.
- Rodillo autopropulsado 1U.
- Motoniveladora 1U.
- Estación total topográfica 1 U.
- Planchas compactadoras 2 U.
- Mezcladoras de hormigón 2 U.
- Bombas de achique 2 U.
- Vibradores de inmersión 2 U.

PERSONAL PROFESIONAL MÍNIMO OBRA CIVIL

Ingenieros civiles 1.

Topógrafo 1.

LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO DEL PROYECTO Y ÁREA DE INFLUENCIA.

El Constructor será responsable de realizar un levantamiento topográfico completo y al detalle del área de implantación del proyecto y su área de influencia, el área estimada es de 0.70 hectáreas.

Con la información obtenida en el levantamiento topográfico, el estudio de suelos, se determinará los volúmenes del movimiento de tierras necesarios para la vía de acceso, el acondicionamiento de la plataforma y cimentación del equipo principal, realizándose perfiles transversales, los que serán revisados y aprobados por la Fiscalización.

Como parte del presente ítem se incluirá los replanteos y nivelaciones necesarios de precisión, para todas las especialidades y durante toda la etapa de construcción del proyecto.

El Constructor en base a los planos aprobados en la ingeniería de detalle, procederá al replanteo y nivelación de las construcciones y obras a implementarse. Todos los trabajos de replanteo y nivelación serán

realizados con aparatos de precisión, tales como estaciones totales, niveles, cintas métricas, etc. y por personal técnico, capacitado y experimentado. Se deberá colocar mojones de hormigón perfectamente identificados con las cotas y coordenadas correspondientes y su número estará de acuerdo a la magnitud de la obra y necesidad de trabajo, ésta actividad se pagará una sola vez al inicio de la obra. Será responsabilidad del Constructor reponer, a su costo, aquellas marcas que sean movidas o dañadas durante el proceso constructivo.

Unidad: GLB.

Materiales mínimos: Estacas, tabla de monte, mojones de hormigón, pintura.

Equipo mínimo: Herramienta menor, cintas, nivel óptico, teodolito o estación total

Medición y pago: La medida será GLOBAL por el levantamiento del área del proyecto y durante toda la ejecución del mismo. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato una sola vez a la entrega de los planos.

ESTUDIO DE MECÁNICA DE SUELOS

Como parte de la ingeniería de detalle será necesaria la ejecución de un estudio de mecánica de suelos definitivo. La Gerencia de Refinación – Refinería Shushufindi, cuenta con un estudio de suelos realizado de áreas aledañas y para otros objetivos el que se entregará como referencial. El lugar definido para implantación de la cimentación consta en el plano adjunto.

El Constructor realizará su propio estudio de mecánica de suelos completo para definir:

- ✓ Sitio exacto de construcción de la cimentación del recipiente.
- ✓ Tipo de cimentación que soportará el recipiente a presión, con su lecho fijo reactivo y sus accesorios.
- ✓ Determinación de CBR para el diseño de la vía de acceso y plataforma de maniobras a construirse. Ver plano adjunto.

El número de perforaciones serán 2, con una profundidad no menor a 10 metros o hasta alcanzar los estratos resistentes y/o de muy baja deformabilidad, para determinar el CBR se tomarán dos muestras inalteradas.

El alcance del estudio de mecánica de suelos será tal que permita definir:

- a. Estratigrafía del subsuelo del área de implantación.

- b. Propiedades índices y mecánicas (estáticas y dinámicas) del subsuelo.
- c. Profundidad del nivel de agua superficial.
- d. Nivel recomendado de construcción de la cimentación.
- e. Ensayos para determinación del valor CBR, para determinación de espesores de relleno con material granular Subbase clase III en la vía de acceso y área de maniobras.
- f. Tipos de cimentaciones a construirse para el recipiente a presión y su equipo anexo.
- g. Profundidad de desplante de las cimentaciones y capacidad de carga correspondiente.
- h. Magnitud y evolución con el tiempo de los movimientos máximos probables, debido a la expansibilidad o compresibilidad de los suelos, ante las cargas transmitidas por el tipo de cimentación.
- i. Procedimiento de construcción más adecuado.
- j. Conclusiones y recomendaciones que permitan realizar el análisis, cálculo y diseño de la cimentación recomendada.

PRUEBAS DE CAMPO, LABORATORIO E INFORME

La ejecución de trabajos de campo con al **menos dos (2) perforaciones mecánicas de 10 metros de profundidad**, distribuidas convenientemente en el área determinada en el plano adjunto, con pruebas SPT cada metro y

recuperación de muestras alteradas y clasificadas mediante el método manual-visual propuesto por el SUCS. Además se recuperará muestras inalteradas con la ayuda de tubos de pared delgada (SHELBY), con la finalidad de definir en el laboratorio las características geomecánicas del subsuelo existente.

Con las muestras alteradas recuperadas se realizarán ensayos de laboratorio de humedad natural, límite líquido, límite plástico y granulometría, con el fin de clasificar los suelos de acuerdo al sistema SUCS.

Con las muestras inalteradas recuperadas se realizarán ensayos de laboratorio como compresión simple, triaxial, consolidación y expansividad de Lambe; con la ayuda de los mismos se determinarán parámetros de subsuelo como son densidad, cohesión, ángulo de fricción interna, resistencia a la compresión, coeficiente de consolidación, coeficiente de recompresión, relación de vacíos, índice de expansividad, coeficiente de balasto, etc.

El informe de suelos deberá describir: objetivo, características y cargas de la estructura proyectada, trabajos realizados de campo, de laboratorio, características del subsuelo (estratigrafía, propiedades índice y geomecánicas), análisis de capacidad de carga (por asentamiento, por corte), análisis de asentamientos, nivel freático, estudio de materiales, potencial de licuación del suelo, conclusiones y recomendaciones del estudio de suelos (tipo de cimentación, profundidad de la cimentación, capacidad de carga admisible, etc.).

Materiales mínimos: Estacas, tabla de monte, mojones de hormigón, pintura.

Equipo mínimo: Equipo completo para estudio de suelos, herramienta menor.

Medición y pago: La medida será GLOBAL por el estudio de mecánica de suelos con el alcance descrito en las presentes especificaciones. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato con la entrega del informe definitivo.

CÁLCULO Y DISEÑO DE LA CIMENTACIÓN DEL RECIPIENTE A PRESIÓN, VÍA DE ACCESO Y OTROS

Una vez aprobado por la fiscalización el estudio de mecánica de suelos, el Constructor procederá con el cálculo y diseño de la cimentación del recipiente a presión, vía de acceso y elementos anexos a la vía (bordillos, cunetas, aceras, soportes de tuberías y plataforma de maniobras).

Los diseños se refieren a sistemas estructurales seguros, óptimos y económicos, los cuales se presentarán para aprobación de la Fiscalización. En los diseños se considerarán los materiales e ítems establecidos en el catálogo de la parte civil.

Cimentación del Recipiente:

De los resultados preliminares (el Constructor realizará su propio estudio de mecánica de suelos), el recipiente a presión tendrá una cimentación superficial; es decir, el macizo de hormigón se construirá a la profundidad de desplante que será definido por estudio de mecánica de suelos del Constructor, sin pilotes. El Constructor con los datos proporcionados, la hoja técnica del recipiente procederá con el cálculo y diseño de la cimentación. Las cargas, códigos y normas a considerar en el cálculo y diseño se describieron con anterioridad.

Previo a la entrega del informe, el diseñador de la ingeniería de detalle de la parte civil realizará una presentación del cálculo y diseño realizado, con el software códigos, normas asumidas.

Materiales mínimos: Fungibles

Equipo mínimo: Computador, software de aplicación

Medición y pago: La medida será GLOBAL con el alcance descrito en las presentes especificaciones. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato con la entrega del informe definitivo y planos aprobados.

EDICIÓN E IMPRESIÓN DE PLANOS Y MEMORIAS TÉCNICAS

El resultado de la ingeniería de básica y de detalle como memorias técnicas, planos revisados y aprobados por la Fiscalización serán editados para remitirlos para construcción.

El Constructor entregará 1 juego impreso y en digital las memorias técnicas y planos, con la leyenda APC “Aprobado Para Construcción”.

Concluidos los trabajos por el Constructor y una vez incorporadas las modificaciones realizadas en la construcción aprobadas por la Fiscalización, presentará 1 juego de planos impresos con la leyenda ACC “Aprobado Conforme a Construcción”.

Materiales mínimos: Fungibles

Equipo mínimo: Computador, impresoras, software de aplicación

Medición y pago: La medida será GLOBAL con el alcance descrito en las presentes especificaciones. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato con la entrega de la impresión del informe definitivo y planos ACC “Aprobado Conforme a Construcción”.

G. VÍA DE ACCESO Y ANEXOS

Comprende los trabajos para la construcción de la vía de acceso que facilitará las tareas operación y mantenimiento, la construcción del área de maniobras alrededor

de la cimentación y trabajos para ordenar la evacuación de agua lluvia y circulación peatonal.

1. DEMOLICIONES DE HORMIGÓN ARMADO

Demolición corresponde a las actividades para eliminar elementos de hormigón armado y su correspondiente desalojo. El derrocamiento será ejecutado como paso previo a la ejecución de las actividades contempladas en el presente proyecto.

Contándose con la aprobación del replanteo y nivelación ejecutado con el levantamiento topográfico, se definirá los elementos a demoler y que obstaculicen los trabajos de proyecto.

El constructor presentará para aprobación de la Fiscalización la cubicación de los elementos a ser demolidos.

El constructor deberá celebrar convenios y/o contratos con empresas públicas o privadas que se dediquen al tratamiento de materiales sobrantes de construcción. El traslado de escombros y disposición final es responsabilidad del constructor.

Unidad: m3.

Equipo mínimo: Herramienta menor, amoladoras, martillos rompedores, volquetes, cargadora.

Medición y pago: La medida será el número de metros cúbicos demolidos “m3”. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato, incluyendo el desalojo.

2. DESBROCE Y LIMPIEZA. INCLUYE DESALOJO.

Previo al movimiento de tierras las áreas comprendidas de la vía de acceso, la plataforma de maniobras y cimentación del recipiente, serán desbrozadas.

Este trabajo consistirá en despejar el terreno necesario para llevar a cabo los trabajos, de acuerdo a los resultados y aprobación de la ingeniería de detalle.

En las zonas indicadas en los planos, se eliminarán toda vegetación y matorrales existentes.

Unidad: m2.

Equipo mínimo: Herramienta menor, volquetes.

Medición y pago: La medida será el número de metros cuadrados “m2” ejecutados. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato, incluyendo el desalojo.

3. EXCAVACIÓN EN TERRENO NATURAL Y/O LASTRE A MANO

Considera la excavación a mano del suelo hasta la profundidad establecida en los planos desde el nivel existente del suelo. La actividad incluye el desalojo del material excedente.

Esta excavación se la efectuara hasta llegar al nivel de los elementos a construir tales como, vía de acceso, plataforma de maniobras y cimentación del recipiente, cunetas, bordillos, cajas de revisión, muros. El material excedente excavado deberá ser desalojado por el constructor a su costo fuera de los límites del Complejo Industrial, donde el material no cause obstrucción a cursos de agua y no afecte a la apariencia de las áreas vecinas, la actividad incluye la disposición final del material en el sitio de bote, para lo cual el constructor deberá empujar, rasantear el material desalojado.

Los costados de las excavaciones deberán quedar perfectamente verticales y limpias, el fondo libre de los escombros y nivelados correctamente. Para la cuantificación de volúmenes se considerará el material en banco; es decir, no se considerará esponjamiento. En el presente ítem el Constructor deberá considerar los entibados necesarios para sostener la excavaciones de la

cimentación del equipo principal (recipiente a presión).

Unidad: m3.

Equipo mínimo: Volqueta, Cargadora frontal, herramienta menor, bomba para achique de agua.

Medición y pago: La medida será el número de metros cúbicos excavados “m3”, medidos en banco. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato, incluyendo el desalojo.

4. CAMBIO DE SUELO COMPACTADO CON SUB BASE CLASE III (LASTRE DE RÍO)

Este rubro comprende el suministro, colocación, hidratación y compactación por capas del material de lastre tipo clase III en la estructura de la vía y/o en elementos de relleno para la ejecución del proyecto, de acuerdo a los límites y niveles indicados en los planos.

El relleno se lo realizará con lastre que cumpla las características de Sub Base Clase III. Deberá ser suelo granular, material rocoso o combinaciones de ambos, libre de material orgánico y escombros.

La sub base será construida con agregados naturales y/o procesados que cumplan los requisitos establecidos en la Sección 816, y que se hallen graduados uniformemente dentro de los límites indicados para la granulometría Clase 3, en la Tabla 403-1.1 del MOP 001F “Especificaciones Generales para la Construcción de Caminos y Puentes”. Se entregará el ensayo granulométrico de cumplimiento.

Para controlar la calidad de la construcción se deberá efectuar los ensayos correspondientes de Densidad Máxima y Humedad Optima, de acuerdo con las exigencias de AASHTO T-180, método D. La densidad de campo deberá ser comprobada por medio de equipo nuclear debidamente calibrado o del ensayo AASHTO 205-64, y no deberá ser menor del 95% de la Densidad Máxima con esfuerzo modificado obtenida en laboratorio. Las capas para controlar la compactación no será mayor a 0.20 m.

El espesor de la capa determinada deberá comprobarse en cada capa en el mejoramiento de la plataforma, tomando medidas en el centro, a los lados y varios puntos intermedios; el espesor medido no será inferior en más de dos centímetros al establecido en los planos, y en todo caso el promedio de las mediciones será igual o mayor que el espesor indicado en los planos.

La cantidad por pagarse por la construcción del mejoramiento de material granular, corresponderá al volumen compactado, terminado y aceptado por el Fiscalizador. La medición se efectuará en base al volumen indicado en los

planos o a los incrementos ordenados por el Fiscalizador. No se considerarán valores adicionales por rellenos que se deban hacer para compensar desprendimientos de taludes durante la excavación.

El pago efectuado y el precio contractual constituirán la compensación total por la explotación y suministro de los materiales necesarios; por su escarificación, preparación, mezcla, hidratación, compactación y conformación; así como por el equipo empleado, la mano de obra, herramientas, materiales, operaciones conexas necesarias para completar el trabajo descrito en esta sección.

El agua para hidratación será provista a nivel del hidrante contra incendio más cercano, será de cuenta del constructor tener los acoples y mangueras necesarias para su transporte hasta el sitio del proyecto.

Unidad: m³.

Materiales mínimos: Lastre que cumpla Sub Base Clase III.

Equipo mínimo: Herramienta menor, compactador, equipo para toma de densidades (Densímetro Nuclear), volqueta, cargadora, motoniveladora, tanquero.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará por “metro cúbico” (m³) de material ejecutado y aprobado por la fiscalización.

5. GEOTEXTIL NO TEJIDO NT-1600

Se entiende la colocación de Geotextil no tejido, como elemento de protección para evitar la subida de lodos o líquidos a la superficie; así como, elemento de separación del material granular y el suelo natural. Se lo colocará en todos los lugares donde se realice cambio de suelo y conforme a lo indicado en los planos.

Previo a realizar el trabajo, el área donde se colocará el geotextil deberá estar libre de todo material orgánico, basuras, escombros y toda sustancia extraña, adicional esta área debe ser compactada de acuerdo a las normas y especificaciones.

De manera inmediata a la compactación, se procederá al armado y extensión del geotextil, y de ser necesario se realizarán traslapes en sentido longitudinal o transversal

Se debe respetar las especificaciones del fabricante del producto, no siendo el traslape menor a 30 cm, y deberá ser cosido, engrapado o fijado mediante estacas de madera.

Unidad: m².

Materiales mínimos: Geotextil NT 1600, Estacas.

Equipo mínimo: Herramienta menor

Medición y pago: La medida será el número de metros cuadrados instalados “m2”, no se considera el área de traslape. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato

6. GEOMALLA BIAXIAL BX-1200

Se entiende la colocación de una geomalla, como elemento de refuerzo previo a la colocación de rellenos compactados, se colocará en todos los lugares donde se realice cambio de suelo y en los lugares indicados en los planos.

Previo a realizar el trabajo, el área donde se colocará la geomalla deberá estar concluido el trabajo de colocación de geotextil.

La instalación se debe realizar con traslapes en el sentido transversal o longitudinal, respetando las especificaciones del fabricante, no siendo su traslape menor a 30 cm, y deberá ser cosido, engrapado o fijado mediante estacas de madera.

Unidad: m2.

Materiales mínimos: Geomalla Biaxial BX-1200, Estacas.

Equipo mínimo: Herramienta menor

Medición y pago: La medida será el número de metros cuadrados instalados “m²”, no se considera el área de traslape. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato

7. HORMIGONES

DESCRIPCIÓN

Se entiende por hormigón al producto endurecido resultante de la mezcla de cemento Portland, agua y agregados pétreos en proporciones adecuadas; puede tener aditivos con el fin de obtener cualidades especiales.

En el proyecto se utilizará los siguientes tipos de hormigones:

Hormigón $f^c = 240 \text{ kg/cm}^2$ para las cimentaciones y elementos estructurales en general.

Hormigón $f^c = 240 \text{ kg/cm}^2$ para la construcción del pavimentos rígido de la vía de acceso y plataforma de maniobras. Incluye el masillado final de acabado.

Para aceras, cunetas, bordillos y otros elementos, se elaborará hormigón de resistencia a la compresión a los 28 días de $f^c = 210 \text{ Kg/cm}^2$. Para las aceras incluye juntas de fibrolit cada 5 metros, el masillado y acabado escobillado final. **ÍTEM 2.8.**

Hormigón de 140 kg/cm² en los replantillos que recibirán las estructuras.

ÍTEM 3.6.

MATERIALES

La dosificación del hormigón varía de acuerdo a las necesidades, para el caso de la presente obra se ha especificado hormigones con resistencia de 140, 210 y 240 kg/cm², se deberá entonces realizar el respectivo diseño del hormigón al costo de el Constructor y el control de calidad en obra.

El constructor será el responsable de seleccionar las fuentes de agregados a utilizar en la fabricación de hormigón, certificar su aplicabilidad al proyecto y realizar los diseños necesarios.

Se utilizará cemento tipo IP en las cantidades especificadas en el diseño que presentará el Constructor. El cemento puede ser Cemento Rocafuerte, Selva Alegre o cualquier otro que cumpla con las normas y especificaciones vigentes en el país al momento de realizar la obra.

Los áridos a utilizar deberán cumplir con los requerimientos indicados en el numeral 803 de las Especificaciones Generales para la Construcción de Caminos y Puentes, MOP 001-F-2000.

Alternativamente y de convenir así a la obra, el Fiscalizador podrá aceptar otras especificaciones siempre y cuando se demuestre que se pueden alcanzar

las resistencias especificadas sin incurrir en un excesivo incremento de la cantidad de cemento.

El agua para elaborar el hormigón será provista por Refinería Shushufindi. El agua se entregará al Constructor en el hidrante más cercano al sitio de los trabajos, y es responsabilidad del mismo transportarla hasta el sitio de mezclado.

El Fiscalizador podrá ordenar ensayos de laboratorio para comprobar la calidad de los materiales a utilizar, o en su defecto podrá solicitar al constructor un certificado de calidad emitido por el fabricante del cemento.

Diseño del hormigón:

Para obtener un hormigón bueno, uniforme y que ofrezca resistencia, capacidad de duración y economía, se debe controlar en el diseño:

- a) Calidad de los materiales,
- b) Dosificación de los componentes,
- c) Manejo, colocación y curado del hormigón.

Al hablar de la dosificación hay que poner especial cuidado en la relación agua-cemento, que debe ser determinada experimentalmente y para lo cual se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Grado de humedad de los agregados,
- b) Clima del lugar de la obra,
- c) Utilización de aditivos,
- d) Condiciones de exposición del hormigón; y,
- e) Espesor y clase de encofrado.

En general la relación agua-cemento debe ser lo más baja posible, tratando siempre de que el hormigón tenga siempre las condiciones de impermeabilidad, manejo y trabajabilidad propios de cada objeto.

El constructor deberá presentar a la Fiscalización los diseños realizados tal como se ha indicado, y ésta los deberá aprobar antes de iniciar los trabajos.

MEZCLADO

El hormigón será mezclado a máquina, salvo el caso de pequeñas cantidades (menores de 100 kg) que se podrá hacer a mano. Se deberá respetar la dosificación especificada en el diseño.

El hormigón preparado en mezcladora deberá ser revuelto por lo menos durante el tiempo que se indica a continuación:

Capacidad de la	Tiempo de amasado
hormigonera	en min.

1.50 m ³ o menos	1-1/2
2.30 m ³ o menos	2
3.00 m ³	2-1/2
3.80 m ³ o menos	2-3/4
4.00 m ³ o menos	3

(la máquina dará por lo menos 60 revoluciones por minuto en los tiempos indicados).

El hormigón será descargado completamente antes de que la mezcladora sea nuevamente cargada. La mezcladora deberá ser limpiada a intervalos regulares mientras se use y mantenida en buen estado.

Cuando el hormigón sea trabajado a mano; la arena y el cemento serán mezclados en seco hasta que tenga un color uniforme. El ripio o piedra picada se extenderá de una plataforma de madera o de metal formado una capa de espesor uniforme; se humedecerán y luego se agregarán el mortero seco. La mezcla se revolverá con palas, hasta que el conjunto quede completamente homogéneo.

CONSISTENCIA

Bajo las condiciones normales de operación los cambios en la consistencia como indica la prueba de asentamiento o revenimiento serán usados como

indicadores de cambios en la característica del material, de las proporciones o del contenido del agua, Para evitar mezclas demasiado fluidas, las pruebas de asentamiento deben estar dentro de los límites de la tabla siguiente:

Tipo de Construcción	Asentamiento en mm	
	MÁXIMO	MÍNIMO
- Cimientos armados muros y plintos	127	
50		
- Plintos sin armadura cajones de fundaciones y muros de subestructuras	100	25
- Losas, vigas y muros armados	152	76
- Columnas de edificios	152	76
- Pavimentos	76	50
- Construcciones de masas Pesadas	76	
25		

Las pruebas de asentamiento se realizarán antes de colocar aditivos en el hormigón para verificar la cantidad de agua del diseño.

Pruebas de hormigón:

Las pruebas de consistencia se realizarán en las primeras paradas hasta que se estabilicen las condiciones de salida de la mezcla; en el caso de haber cambios en las condiciones de humedad de los agregados o cambios del temporal; o, si el transporte del hormigón desde la hormigonera hasta el sitio de fundición fuera demasiado largo, o estuviera sujeto a evaporación apreciable, en estos casos se harán las pruebas en el sitio de empleo del hormigón. Las pruebas se harán con la frecuencia necesaria.

Las pruebas de resistencia a la compresión se las realizará en base a las Especificaciones de la A.S.T.M. para moldes cilíndricos. Se tomarán por lo menos seis cilindros por cada 30 m³ de hormigón vaciado o en cada parada de la mezcladora; dos que será probado a los 7 días y dos más a los 28 días. Los dos cilindros adicionales se los mantendrá como probetas testigo y se ensayarán en el caso de resultados inconsistentes o muestras mal tomadas.

En todo caso de la cimentación del equipo principal se deberán tomar al menos 8 cilindros.

El resultado de 7 días se utilizará para estudiar condiciones de trabajo, mezcla, materiales, curado y relación con la resistencia a los 28 días, con el objeto de facilitar el control de resistencia de los hormigones.

El resultado es valedero cuando se ha realizado un promedio de la serie de cilindros probados, los cuales no deben ser deformados, ni defectuosos.

Cuando el promedio del resultado de los cilindros tomados en un día y probados a 7 días, no llegue al 80 % de la resistencia exigida, se debe ordenar un curado adicional por un lapso máximo de 14 días y se ordenarán pruebas de carga en la estructura.

Si luego de realizadas las pruebas se determina que el hormigón no es de la calidad especificada, se debe reforzar la estructura o reemplazarla total o parcialmente según sea el caso y proceder a realizarse un nuevo diseño para las estructuras siguientes.

Aditivos:

Para el proyecto se utilizarán aditivos plastificantes. En todo caso el uso de aditivos deberá ser aprobado por el fiscalizador.

Transporte y manipuleo:

El hormigón será transportado desde la mezcladora hasta el lugar de colocación, por métodos que eviten o reduzcan al mínimo la separación y pérdida de materiales. El equipo será de tamaño y diseño apropiados para asegurar un flujo prácticamente del hormigón en el punto de entrega.

Los canalones de descarga deberán evitar la segregación de los componentes, deberán ser lisos (preferiblemente metálicos), que eviten fugas y reboses.

Se debe evitar que su colocación no se realice de alturas mayores de 1 m sobre encofrado o fondos de cimentación; se usarán dispositivos especiales cuando sea necesario verter hormigón a mayor altura que la indicada.

Preparación del lugar y colocación:

Antes de iniciar el trabajo se limpiará el lugar a ser ocupado por el hormigón, de toda clase de escombros, barro y materias extrañas.

Las fundaciones de tierra o de naturaleza absorbente deberán ser totalmente compactadas y humedecidas.

El refuerzo de hierro y estructuras metálicas, deberán ser limpiadas completamente de capas de aceite y otras sustancias, antes de colocar el hormigón.

Encofrados:

Todos los encofrados se construirán de madera contrachapada de espesor suficiente para impedir la distorsión por la presión del hormigón o de otras cargas relacionadas con el proceso de construcción. Los encofrados se construirán y conservarán de manera de evitar torceduras y aberturas por la contracción de la madera, y tendrán suficiente resistencia para evitar una deflexión excesiva durante el vaciado del hormigón. Su diseño será tal que el hormigón terminado se ajuste a las dimensiones y contornos especificados.

Para el diseño de los encofrados, se tomará en cuenta el efecto de la vibración del hormigón durante en vaciado.

Previamente al vaciado del hormigón, las superficies interiores de los encofrados estarán limpias de toda suciedad, mortero y materias extrañas y recubiertas con aceite para moldes.

No se vaciará hormigón alguno en los encofrados hasta que todas las instalaciones que se requieran embeber en el hormigón se hayan colocado, y el Fiscalizador haya inspeccionado y aprobado dichas instalaciones. El ritmo de vaciado del hormigón será controlado para evitar deflexiones de los encofrados. De producirse deflexiones u ondulaciones en exceso, se suspenderá el vaciado hasta corregirlas y reforzar los encofrados para evitar una repetición del problema.

Las ataduras metálicas o anclajes, dentro de los encofrados, serán construidos de tal forma que su remoción sea posible hasta una profundidad de por lo menos 5 centímetros desde la cara, sin causar daño al hormigón. Todos los herrajes de las ataduras de alambre especiales serán de un diseño tal que, al sacarse, las cavidades que queden sean del menor tamaño posible.

Estas cavidades se llenarán con mortero de cemento y la superficie se dejará sana, lisa, igual y de color uniforme. Todos los encofrados se construirán y mantendrán según el diseño de tal modo que el hormigón terminado tenga la

forma y dimensiones indicadas en los planos y esté de acuerdo con las pendientes y alineaciones establecidas. Los encofrados permanecerán colocados por los períodos que se especifican más adelante.

La forma, resistencia, rigidez, impermeabilidad, textura y color de la superficie en los encofrados usados deberá mantenerse en todo tiempo. Cualquier madera torcida o deformada deberá corregirse antes de volver a ser usada. Los encofrados que sean rechazados por cualquier causa, no se volverán a usar.

Los enlaces o uniones de los distintos elementos de los encofrados serán sólidos y sencillos, de modo que su montaje y desmontaje se verifiquen con facilidad.

Tanto las superficies de los encofrados como los productos que a ellas se puedan aplicar, no deberán contener sustancias perjudiciales para el hormigón.

Colocación del Hormigón:

El hormigón será colocado en obra con rapidez para que sea blando mientras se trabaja por todas las partes de los encofrados; si se ha fraguado parcialmente o ha sido contaminado por materias extrañas no deberá ser colocado en obra.

Todo el hormigón será colocado de preferencia en horas del día, y su colocación en cualquier parte de la obra no se iniciará si no puede completarse en dichas condiciones. La colocación durante la noche se podrá realizar sólo

con autorización por escrito del Fiscalizador y siempre que el Contratista provea por su cuenta un sistema adecuado de iluminación.

El hormigón deberá vaciarse lo más exactamente posible en su posición definitiva. No se permitirá que el hormigón caiga libremente de más de 1.20 metros o que sea lanzado a distancias mayores de 1.50 metros. El hormigón será depositado con el equipo aprobado por el Fiscalizador y se colocará en capas horizontales de espesor uniforme, consolidando cada una antes de colocar la otra.

Las capas no deberán exceder de 15 a 30 centímetros de espesor, para miembros reforzados, y de 45 centímetros de espesor, para trabajos en masa, según la separación de los encofrados y la cantidad de acero de refuerzo. Cada capa se compactará antes de que la anterior haya fraguado, para impedir daños al hormigón fresco y evitar superficies de separación entre capas.

La colocación de hormigón para condiciones especiales debe sujetarse a lo siguiente:

a) Colocación de hormigón bajo agua

Se permitirá colocar el hormigón bajo agua tranquila, siempre y cuando sea autorizado por el Fiscalizador y que el hormigón contenga veinticinco (25) por ciento más cemento que la dosificación especificada. No se pagará compensación adicional por ese concepto extra.

b) Vaciado del hormigón en tiempo cálido

La temperatura de los agregados agua y cemento será mantenida al más bajo nivel práctico. La temperatura del cemento en la hormigonera no excederá de 50°C y se debe tener cuidado para evitar la formación de bolas de cemento.

La subrasante y los encofrados serán totalmente humedecidos antes de colocar el hormigón.

La temperatura del hormigón no deberá bajo ninguna circunstancia exceder de 32°C y a menos que sea aprobado específicamente por la Supervisión, debido a condiciones excepcionales, la temperatura será mantenida a un máximo de 27°C.

Consolidación:

El hormigón armado o simple será consolidado por vibración y otros métodos adecuados aprobados por el fiscalizador. Se utilizarán vibradores internos para consolidar hormigón en todas las estructuras. Deberá existir suficiente equipo vibrador de reserva en la obra, en caso de falla de las unidades que estén operando.

Todo el hormigón será vibrado, a criterio del Fiscalizador, y con equipo aprobado por él. La vibración deberá ser interna, y penetrará dentro de la capa

colocada anteriormente para asegurar que toda la masa se haga homogénea, densa y sin segregación.

Los vibradores utilizados deberán transmitir al hormigón vibraciones con frecuencias mayores a 4.500 impulsos por minuto.

Se utilizará un número adecuado de vibradores para que se logre la completa consolidación de la capa colocada antes de que el hormigón haya comenzado a fraguar.

Los vibradores no serán empleados para empujar o conducir la masa de hormigón dentro de los encofrados hasta el lugar de su colocación. Tampoco serán colocados contra los moldes o encofrados o contra el acero de refuerzo. La vibración deberá tener la suficiente duración e intensidad para consolidar completamente el hormigón, pero no deberá continuarse hasta el punto que cause segregación.

Los vibradores se aplicarán en puntos uniformemente espaciados y no más lejos que dos veces el radio sobre el cual la vibración es visualmente efectiva.

El trabajo de los vibradores será tal que se obtenga un hormigón de textura uniforme en las capas expuestas, evitando la formación de panales.

El apisonado, varillado o paletado será ejecutado a lo largo de todas las caras para mantener el agregado grueso alejado del encofrado y obtener superficies lisas.

Curado del hormigón:

El objeto del curado es impedir o reintegrar la pérdida de humedad necesaria durante la etapa inicial, relativamente breve, de hidratación.

Se dispondrá de los medios necesarios para mantener las superficies expuestas de hormigón en estado húmedo después de la colocación del hormigón; el tiempo de curado será de un período de por lo menos 14 días.

El hormigón será protegido de los efectos dañinos del sol, viento, agua y golpes mecánicos. El curado deberá ser continuo. Tan pronto el hormigón comience a endurecer se colocará sobre el hormigón, arena húmeda, sacos mojados, riesgos frecuentes o inundación permanente.

Se podrá emplear compuestos de sellado para el curado siempre que estos compuestos sean probadamente eficaces y se aplicará después de un día de curado húmedo, o a criterio de la Fiscalización.

Tolerancia para la construcción del hormigón:

Las estructuras de hormigón deben ser construidas con las dimensiones exactas señaladas en los planos, sin embargo es posible que aparezcan variaciones inadvertidas en estas dimensiones

Las variaciones admisibles para las estructuras en general son las siguientes:

- Desviación de la vertical 5 mm en 5 m
- Desviación de la horizontal 5 mm en 5 m
- Desviación lineal 10 mm en 5 m

Unidad: m³.

Materiales mínimos: Hormigón simple $f'c= 140, 210$ y 240 Kg/cm^2 . Encofrados.

Equipo mínimo: Herramienta menor, vibrador, concretas, bombas.

Medición y pago: Este rubro se medirá y pagará en “metro cúbico” (m³).

8. **ESPECIFICACIONES ADICIONALES PARA LA ELABORACIÓN DEL HORMIGÓN SIMPLE $f'c= 240 \text{ Kg/cm}^2$ EN LA VÍA DE ACCESO Y PATIO DE MANIOBRAS. INCLUYE MASILLADO**

Es el hormigón simple elaborado en obra o premezclado, que se utiliza para la conformación del pavimento rígido para crear la vía y el patio de maniobras perimetral a la cimentación del equipo principal. Incluye el proceso de fabricación, vaciado y curado del hormigón; así como, los diseños de hormigón, ensayos para determinar la calidad del hormigón y el masillado final para darle textura antideslizante en la capa de rodadura.

El Contratista deberá estudiar los materiales que se propone emplear en la fabricación del hormigón (tamaño máximo del agregado $\frac{3}{4}$ "') y deberá preparar la Fórmula Maestra de obra para determinar las dosificaciones con las cuales obtendrá la calidad especificada en el contrato (hormigón $f'c=240$ Kg/cm²). Esta fórmula deberá ser revisada y aprobada por el Fiscalizador antes de poder iniciar la preparación del hormigón. Los laboratorios para efectuar los ensayos de hormigones serán aprobados por la Fiscalización.

Para el ensayo de consistencia (asentamiento) del hormigón, se empleará el método AASHTO T-119.

Para los ensayos de resistencia a la compresión y a la flexión, los cilindros y vigas de hormigón se prepararán, curarán y ensayarán conforme a los métodos AASHTO T-22, T-23, T-97 y T-126.

La resistencia del hormigón para el pavimento deberá estar conforme a los requerimientos del diseño, constantes en estas especificaciones técnicas; con las siguientes limitaciones según sea el caso:

- a) Resistencia especificada a la flexión en el ensayo de carga sobre tres puntos en una viga de 15 x 15 x 50 cm.: M.R. no menor a 4 MPa.
- b) Resistencia especificada a la compresión en cilindros de 15 cm. de diámetro y 30 cm. de altura: $f'c$ no menor de 24 Mpa.

c) Se tomarán al menos seis cilindros por cada parada de hormigón fundido, para ser ensayados a tres diferentes edades (7, 14 y 28 días). El constructor preparará un cuadro comparativo de ensayos a diferentes edades, para dar seguimiento de la evolución de la resistencia y que demuestren el cumplimiento del requerimiento de la resistencia.

d) La verificación de los alineamientos, perfil transversal, dimensiones de la losa y acabado se efectuará en base a los datos indicados en los planos, con las siguientes tolerancias:

a) Las cotas de la superficie terminada no deberán variar en más de un centímetro.

b) El ancho de la superficie medida del eje al borde del pavimento, podrá ser mayor en un centímetro que el ancho señalado en el proyecto.

c) La pendiente transversal no variará en un valor mayor a $\pm 0.5\%$ de la pendiente del proyecto.

d) La profundidad máxima de cualquier depresión en la superficie del pavimento, colocando una regla metálica de 3 metros de longitud a intervalos de 2 metros, en forma paralela y transversal al eje del camino, no será mayor a 0.5 centímetros.

e) Los espesores medidos podrán ser inferiores en un máximo de 5 milímetros en relación al espesor especificado contractualmente, pero en

ningún caso el promedio del 80% de las mediciones efectuadas será inferior al espesor estipulado. La determinación de los espesores se efectuará por medio de nivel fijo, tomando puntos sobre el eje y los costados en la superficie terminada que recibirá el hormigón, y luego se volverán a nivelar los puntos correspondientes en la superficie de la losa de hormigón.

f) Las resistencias características a la flexión en el ensayo de carga de tres puntos en una viga según Norma INEN 198 tendrán un valor promedio mínimo de 3.9 MPa. Se obtendrán cilindros de hormigón para realizar ensayos a la compresión con el fin de correlacionar estos resultados con los obtenidos en los ensayos a flexión.

Antes de iniciar la construcción del pavimento de hormigón rígido, la subrasante o subbase deberá estar terminada de conformidad con la topografía y diseño aprobados (diseño geométrico horizontal y vertical) y deberá ser limpiada de cualquier material extraño. Se revisará que las obras de arte y obras de drenaje se hallen funcionando correctamente.

Antes de empezar la distribución del hormigón sobre la subrasante o subbase, ésta deberá ser revisada meticulosamente por el Fiscalizador, con especial cuidado en la compactación de los rellenos sobre las obras de arte, luego de lo cual será humedecida uniformemente, evitando cualquier exceso. La distribución del hormigón para la losa se iniciará después de que

la subrasante se encuentre a satisfacción del Fiscalizador, y éste haya emitido su autorización.

Se deberá haber previsto un suficiente abastecimiento de agua de la calidad especificada para cubrir oportunamente todas las necesidades del trabajo, antes de iniciar la operación. De no ser así, el Fiscalizador no autorizará la iniciación del trabajo.

- Colocación de moldes fijos: Los moldes fijos laterales deberán ser colocados con precisión, de acuerdo con los alineamientos y pendientes determinados para la losa. Deberán ser instalados de manera que todo el ancho de su base se halle debidamente apoyado sobre la superficie de la subrasante; dicha base será fijada por medio de estacas metálicas, de una longitud y espaciamiento suficientes para evitar cualquier desplazamiento de los moldes, cuando pasen sobre los moldes las máquinas pavimentadoras. Las secciones de moldes deberán quedar suficientemente entrelazadas, dejando solamente un espaciamiento de unos 3 mm aproximadamente entre secciones que llevarán junta de expansión.

El retiro de los moldes, luego de la fundición del hormigón, se efectuará solamente cuando los bordes de la losa no requieran el apoyo de ellos, que en todo caso no será un lapso menor a 12 horas.

- Acero de refuerzo: El acero de refuerzo en la totalidad de la losa y en los accesos a estructuras u otros sitios determinados deberán estar colocados, de acuerdo al tipo, diámetro, espaciamiento y posición del acero especificado.

El acero de refuerzo deberá estar limpio y libre de óxido o de cualquier material extraño que podría perjudicar la adherencia del hormigón. Las barras de refuerzo deberán ser mantenidas en posición, por medio de pequeños dispositivos que se incorporen al hormigón y que eviten el desplazamiento de las barras durante las operaciones de fundición y fraguado. Los dispositivos podrán ser cubos de cemento o piezas metálicas construidas especialmente para este propósito, la armadura deberá ser fijada en posición antes de la colocación del hormigón.

Acabado preliminar: La colocación, distribución y conformación del hormigón se efectuará durante el período de luz diurna o utilizando una adecuada instalación eléctrica para lograr una correcta iluminación, para lo cual el Constructor deberá contar con equipo de generación propio.

Si el Contratista realiza el trabajo utilizando moldes fijos, deberá emplear, para el acabado preliminar de la superficie, cualquiera de los métodos que se detallan a continuación:

a) La superficie del hormigón será terminada de acuerdo con las alineaciones y perfil transversal, utilizando una máquina alisadora autopropulsada y diseñada para moverse sobre los moldes laterales.

El número de estas máquinas será suficiente para que el alisado del hormigón recién colocado pueda efectuarse sin interrupción, mientras continúa la fundición de la losa. En todo caso, este trabajo no deberá dilatarse más de 30 minutos después de la fundición, y de no existir una correlación de las máquinas necesarias, se deberá suspender la preparación del hormigón mientras no se cumpla este requisito.

Las máquinas alisadoras deberán corregir todas las desigualdades y extender y alisar uniformemente la superficie, de manera de producir una textura uniforme. Su operación será efectuada a la velocidad recomendada por el fabricante a fin de obtener los mejores resultados. Su diseño será tal que cumpla con los requisitos de acabado especificados para los pavimentos rígidos y su utilización deberá ser aprobada por el Fiscalizador.

b) El Contratista podrá realizar el trabajo de acabado preliminar utilizando dos reglas alisadoras de aluminio en vez de la máquina autopropulsada. Estas reglas serán de aluminio o metálicas; tendrán una longitud mayor que el ancho de la faja de hormigón para que se apoyen sobre los moldes laterales, y un ancho de 10 a 15 cm.; estarán construidas rígidamente, para formar y mantener una superficie plana y uniforme.

Cada regla será operada desde afuera del pavimento y el número de pasadas será el necesario para corregir todas las irregularidades de la superficie, hasta obtener una textura lisa y uniforme. Este trabajo será realizado inmediatamente detrás de la fundición y mientras el hormigón se halle todavía plástico y trabajable. En el caso de realizar el trabajo utilizando moldes deslizantes, luego de que se haya realizado el acabado preliminar del hormigón por medio de los dispositivos de las mismas máquinas de pavimentación, e inmediatamente detrás del avance de la fundición del hormigón, el Contratista deberá chequear el perfil de la losa y, en caso necesario, corregir cualquier deformación existente, utilizando reglas manuales como se indicó en el párrafo anterior.

Una vez concluido el acabado preliminar con cualquiera de los métodos anteriormente especificados, y en el caso de que aparecieran trizaduras capilares sobre la superficie de la losa, el Contratista deberá aplicar agua en forma de fina llovizna hasta completar el acabado y proceder al curado del hormigón.

Acabado final: Cuando el acabado preliminar se haya terminado, el Fiscalizador comprobará la exactitud del perfil transversal de la superficie, mediante el empleo de plantillas, y exigirá la corrección de cualquier desviación mayor a 5 mm. De inmediato el Contratista procederá a dar a la superficie una textura estriada, mediante el empleo de escobas de bejuco o

trozos de arpillera o cualquier otro método que permita obtener una superficie uniformemente rugosa, con estriados de una profundidad no mayor a 1.5 mm.

Se concluirá este trabajo redondeando los bordes del pavimento a un radio de 1 cm., lo mismo que los bordes de las juntas transversales de expansión y de construcción y los de la losa adyacente a un pavimento existente, con un radio de 5 mm.

Curado: Una vez concluidas las operaciones de acabado de la losa en la forma especificada arriba, y a satisfacción del Fiscalizador, se procederá al curado del hormigón, cuidando de no estropear la superficie del pavimento.

Los moldes laterales fijos no se retirarán hasta que haya transcurrido al menos un período de 24 horas, luego de lo cual, una vez retirados los moldes, se completará el curado total de la losa, incluyendo los bordes; de encontrar pequeñas deficiencias en el hormigón al retirar los moldes fijos, se deberán efectuar en primer lugar todas las reparaciones necesarias y de inmediato proceder al curado.

El curado podrá llevarse a cabo por cualquiera de los métodos descritos a continuación:

a) Membrana impermeable pigmentada: La superficie del hormigón será cubierta uniformemente con una solución de curado aprobada, que cumpla

los requisitos especificados en el numeral 801-4.03 de las Especificaciones Generales para la Construcción de Caminos y Puentes MOP-001F. La rata de aplicación será fijada por el Fiscalizador, pero en general estará por 1.6 litros por metro cuadrado. Esta solución se aplicará de acuerdo con lo recomendado por el fabricante, y de manera que el pavimento quede uniformemente cubierto con una película continua y uniforme, que endurecerá dentro de pocos minutos, formando una membrana completa de recubrimiento que impida la evaporación inmediata del hormigón. Esta aplicación deberá ser efectuada en forma inmediata al acabado final de la superficie, para evitar agrietamientos debidos al secado y contracciones del hormigón.

b) Láminas impermeables: La superficie del pavimento será humedecida rociando agua uniformemente hasta que el hormigón comience a endurecer. Luego se cubrirá toda la losa con láminas de polietileno o de papel impermeable que impidan la evaporación. Estas láminas se colocarán con un traslapo de al menos 10 cm. y la parte sobrepuesta será adherida con pega, para formar una junta cerrada e impermeable. Se mantendrán en posición, cubriendo todo el hormigón fresco, por un lapso no menor a 72 horas, período en el cual se cuidará de conservar intactas y en su sitio todas las láminas, o de repararlas de inmediato en caso de alguna rotura.

c) Esteras: Se cubrirá todo el hormigón con esteras fabricadas de fibra vegetal (cáñamo, totora, algodón) y se las mantendrá saturadas, mediante el rociado de agua que sea necesario, hasta completar al menos un período de curado de 72 horas.

Protección del hormigón fresco.- El Contratista deberá colocar barreras adecuadas y señales de tránsito y, si es del caso, empleará vigilantes para evitar el tránsito vehicular sobre el pavimento recién construido, hasta que el Fiscalizador autorice su apertura al tránsito. Si fuere imprescindible que los vehículos crucen el pavimento, el Contratista deberá construir por su cuenta pasarelas adecuadas, que permitan esta circulación en los sitios necesarios, sin causar daños a la losa.

Si por falta de dispositivos de advertencia y defensa del pavimento ocurrieren daños debido al tránsito incontrolado, las reparaciones serán por cuenta del Contratista y serán realizadas de manera satisfactoria a juicio del Fiscalizador.

La nueva obra no se abrirá al tránsito sino cuando el Fiscalizador lo autorice, en base a los resultados obtenidos de la rotura de los cilindros y vigas confeccionados y ensayados de acuerdo a lo especificado. De todas maneras, en ningún caso se permitirá el tránsito vehicular antes de haber transcurrido un período de 14 días después de la colocación del hormigón. Previamente a la apertura, el pavimento deberá limpiarse y todas las juntas estarán selladas.

El equipo necesario a usarse como requerido e indispensable para la ejecución de los rubros de hormigonados de cualquier capacidad de resistencia o carga, será camiones repartidores (mixers) y bomba si es necesario para el abastecimiento del hormigón premezclado, en caso de hormigones preparados en sitio será el uso de concreteiras y vibradores mecánicos con la dosificación aprobada por fiscalización y realizada por laboratorios.

Unidad: m³

Materiales mínimos: Hormigón simple $f'c = 240 \text{ Kg/cm}^2$, encofrado metálico, aditivos plastificantes, láminas para curado, etc.

Equipo mínimo: Mixers, Concreteiras, Herramienta menor, vibradores, bomba para agua, alisadoras de superficie, encofrados metálicos.

Medición y pago: Este rubro se medirá y pagará en “metro cúbico” (m³). Includo el masillado final y acabado de la superficie establecido en las presentes especificaciones.

9. ACERO DE REFUERZO $f_y = 4200 \text{ Kg/cm}^2$.

Se entenderá por acero de refuerzo el conjunto de operaciones necesarias para cortar, doblar, formar ganchos y colocar varillas de acero que se utilizan para conformación del hormigón armado.

Se utilizará hierro dulce laminado en caliente del tipo:

Corrugado de grado extra duro (A-42) con un límite de fluencia $f_y = 4.200$ Kg/cm². Para el acero en pasajuntas será liso y mitad pintado.

Así mismo las varillas de refuerzo cumplirán las siguientes especificaciones:

INEN-136 Especificaciones Standard para acero estructural.

ASTM – 370 y 372 Método Standard y definiciones para la prueba de mecánica de productos de acero.

INEN-102 Especificaciones Standard para varillas corrugadas de acero de lingote para refuerzo de concreto.

Las varillas de refuerzo, con el fin de garantizar su trabajo a la adherencia, deberán cumplir con los requisitos mínimos de las "corrugaciones de varillas de acero corrugado para refuerzo de concreto ASTM-305" y estarán libres de oxidación excesiva, escamas u otras sustancias que afecten a la buena adherencia del concreto con el refuerzo.

El módulo elástico del acero de refuerzo deberá ser del orden de los 2'100.000 Kg/cm².

Doblado del acero de refuerzo:

El acero de refuerzo se doblará ajustándose a los planos e instrucciones de los detalles con las tolerancias que se señalan como permisibles. Esta operación se realizará en frío y a velocidad moderada, mediante medios mecánicos, no permitiéndose bajo ningún concepto calentar ninguna de las barras de refuerzo para su doblado.

El refuerzo no será retirado ni doblado de manera que se ocasione en las barras fisuras de ninguna naturaleza. Las barras con torceduras o doblados que no se muestren en los planos, deberán ser rechazadas.

Colocación del refuerzo:

Las armaduras se colocarán limpias de escamas y sueltas de óxidos, pintura, grasa o de recubrimientos que destruyan o afecten su adherencia.

Cuando se produzca demora en el vaciado del concreto, la armadura deberá ser reinspeccionada y limpiada cuando fuese necesario.

Las armaduras se dispondrán de acuerdo con las indicaciones de los planos y se sujetarán entre si al encofrado, de manera que no puedan experimentar movimientos durante el vertido, vibrado y compactación del concreto.

La fijación de las armaduras se hará mediante alambre destemplado cuya medida no será menor al N° 18. Los estribos verticales pasarán siempre por fuera del refuerzo principal y serán amarrados con alambres.

El acero de refuerzo será separado para su protección a la distancia especificada en los planos de detalle estructurales de la cara de los encofrados por medio de elementos sólidos de no menos 2 cm. de altura.

Ningún empalme, excepto en los sitios en los que se indique en los planos, será permitido sin la aprobación respectiva.

Para la vía y patio de maniobras se utilizará varillas lisas de 18 mm, la mitad pintadas. Ver detalle constructivo.

Unidad: Kg.

Materiales mínimos: Acero de refuerzo corrugado 4200 Kg/cm², pintura.

Equipo mínimo: Herramienta menor, cizalla.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará en “kilogramo” trabajado (Kg).

10. MALLA ELECTROSOLDADA 150 x 150 x 5 mm $f_y = 5000 \text{ Kg/cm}^2$.

Este rubro consiste en la provisión, corte y colocación de malla electrosoldada de 5 mm de espesor y una separación de retículas de 15 cm por 15 cm la misma que se utilizara como armadura en el pavimento rígido.

La malla debería tener un $f_y = 5000 \text{ Kg/cm}^2$

Los cortes en la malla deberán efectuarse con cizalla de acuerdo a las dimensiones solicitadas.

La sujeción entre mallas se realizará con alambre galvanizado N° 18 a doble lazo.

Los traslapes requeridos serán al menos de un cuadro entre mallas, y la cantidad de malla a pagarse será la cantidad en metros cuadrados, sin considerar el traslape.

Unidad: Kg.

Materiales mínimos: Malla electrosoldada Ø 5 mm cada 15 cm x 15 cm reticulado.

Equipo mínimo: Herramienta menor.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará en “Kilogramo” (Kg) de acuerdo a los precios estipulados en el contrato.

11. ACERO A-36 EN PLACAS Y ÁNGULOS EN CUNETAS

Serán las operaciones necesarias para cortar, soldar y otras necesarias para la fabricación de elementos metálicos que se instalarán en las cunetas (ángulos) elaborados a medida donde asentarán las placas metálicas. Ver detalle constructivo.

Perfiles metálicos y/o placas $f_y = 2400 \text{ Kg. /cm}^2$ (Acero A36)

Norma de Fabricación: INEN 1623-00

Límite de Fluencia (mínimo) $f_y = 2400 \text{ Kg/cm}^2$

Tolerancia: En 6000 mm + 40 mm – 0 mm

La suelda a utilizar será del tipo de arco (suelda eléctrica). Los electrodos serán 7018.

Los cordones de suelda, no superarán los 50 mm en ejecución consecutiva, previniendo de esta manera la deformación de los perfiles, por lo que en cordones de mayor longitud, se soldará alternadamente, llenando posteriormente los espacios vacíos.

La estructura y sus piezas componentes terminadas no tendrán torceduras, dobladuras o uniones abiertas.

Unidad: Kilogramo (Kg) placas y apoyo de placas.

Materiales mínimos: Perfiles, Placas de Acero A-36.

Equipo mínimo: Soldadoras eléctricas, equipo de oxi-corte.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará en “kilogramo”
(kg)

12. PINTURA DE TRÁFICO

Son las operaciones que sirven para definir, señalar, zonas de tráfico vehicular y/o peatonal dentro del proyecto. La pintura se la realizará en franjas alternadas de colores amarillo, negro y/o blanco.

Procedimiento:

El procedimiento será: Se deberán recubrir las áreas tales como bordillos, aceras franjas de seguridad, con pintura en base de resina alquidal resistente a la acción abrasiva del tráfico.

En las superficies recién fundidas de concreto, se deberá esperar al menos 15 días para que estén secas antes de proceder a pintar.

La superficie a pintar deberá estar libre de escamas, grasa, polvo o humedad, o cualquier otro contaminante que impida su adherencia.

Su aplicación se deberá realizar con brocha, rodillo o maquina pinta rayas.

El producto sugerido es pintura para zona de tráfico de color blanco CT2WA01, color amarillo CT2YA01, línea C97 negro C97BJ01.

Se recomienda un tiempo de secado de 4 horas luego de aplicada la pintura y un espesor de 1,5 mils húmedo por capa, se recomienda 2 capas para un espesor total seco de 4 mils.

Unidad: La medición será por metro cuadrado (m2).

Equipo mínimo: Brocas, rodillos, Herramienta menor.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará por metro cuadrado “m2”. El pago se hará de acuerdo con los precios establecidos en el Contrato

13. JUNTAS DE PAVIMENTO RÍGIDO

Son el conjunto de trabajos para formar mediante corte y rellenar las uniones que se forman al armar los reticulados del pavimento rígido, tanto en las juntas de construcción, como en las juntas de contracción. Las juntas se realizarán utilizando Sikaflex 1A de dimensiones 10 mm de ancho por 10 mm de profundidad (medidas aproximadas) conforme a las recomendaciones del fabricante, como imprimante se utilizará Sikadur 32 Primer y para dar el factor de forma 1-1 evitando el uso excesivo de Sikaflex se instalará SikaRod. En la parte inferior se colocará fibrolit de 5 mm de espesor ver detalle. Los materiales antes indicados podrán ser cambiados por otros similares de mejor calidad, con la aprobación de la Fiscalización.

Unidad: Metro lineal.

Materiales: Sika Flex 1A, Sika Rod, Sikadur 32, Fibrolit.

Equipo mínimo: Amoladoras, Herramienta menor

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará por metro lineal construido a los precios unitarios establecidos en el contrato.

14. **PERNOS DE ANCLAJE DE EQUIPO PRINCIPAL**

Este trabajo consistirá en el suministro y colocación de pernos de anclaje para el equipo principal (recipiente que contiene el lecho reactivo) a la cimentación a construirse. La clase de pernos, tipo y dimensiones serán los que determine los fabricantes del equipo principal y/o el cálculo y diseño.

Materiales:

Los pernos a utilizar serán de preferencia de acero A307 Grado B, de 60,000 lb/pie de tensión o los pernos que demande los cálculos y diseños elaborados por el Constructor.

Procedimiento de trabajo:

La preparación y colocación de los pernos de anclaje estará de acuerdo con los planos de detalle. En el momento de ser colocado en obra los pernos de anclaje deberán estar limpios completamente de escamas sueltas, herrumbre, lodo, aceites y otros materiales no metálicos que pueden afectar adversamente al desarrollo de las fuerzas de adherencia.

La cantidad, posición y orientación de los pernos de anclaje deberán someterse estrictamente a lo indicado en los planos del proyecto y serán rigurosamente verificados, se pagará una vez provistos los pernos e instalados.

Unidad: Kg.

Materiales mínimos: Pernos de anclaje.

Equipo mínimo: Fresadoras, tornos, tecles para montaje.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará en “Kilogramo” (Kg) de acuerdo a los precios estipulados en el contrato. Para la determinación del peso se utilizará la densidad del acero 7850 Kg/m³.

15. GROUTING PARA NIVELACIÓN DE EQUIPOS

Este trabajo consistirá en el suministro, encofrado y colocación de mortero expansivo, sin retracciones para la nivelación de equipos y absorción de las vibraciones.

Materiales:

El material a emplearse será Sika Grout o similar. De requerir el Constructor utilizar otro producto al especificado deberá someter para aprobación de la fiscalización la hoja técnica del producto.

Procedimiento de trabajo:

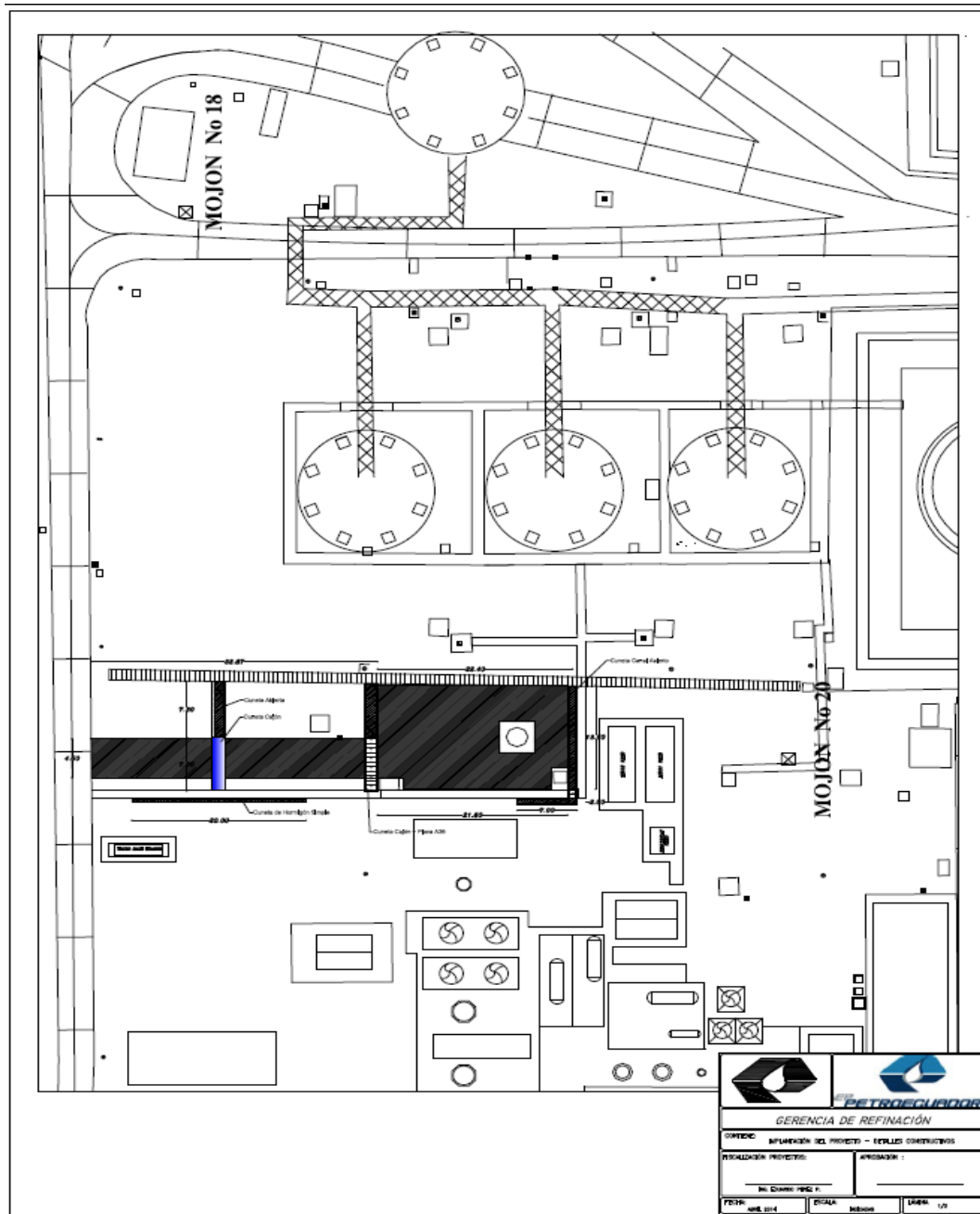
La superficie que va a quedar en contacto con el Sika Grout debe estar limpia, libre de polvo y de materiales que pueden perjudicar la adherencia del mortero, antes de vaciar el producto de debe mojar la superficie sin dejar empozamientos. Para el modo de elaboración se seguirá estrictamente las especificaciones del fabricante.

Unidad: m³

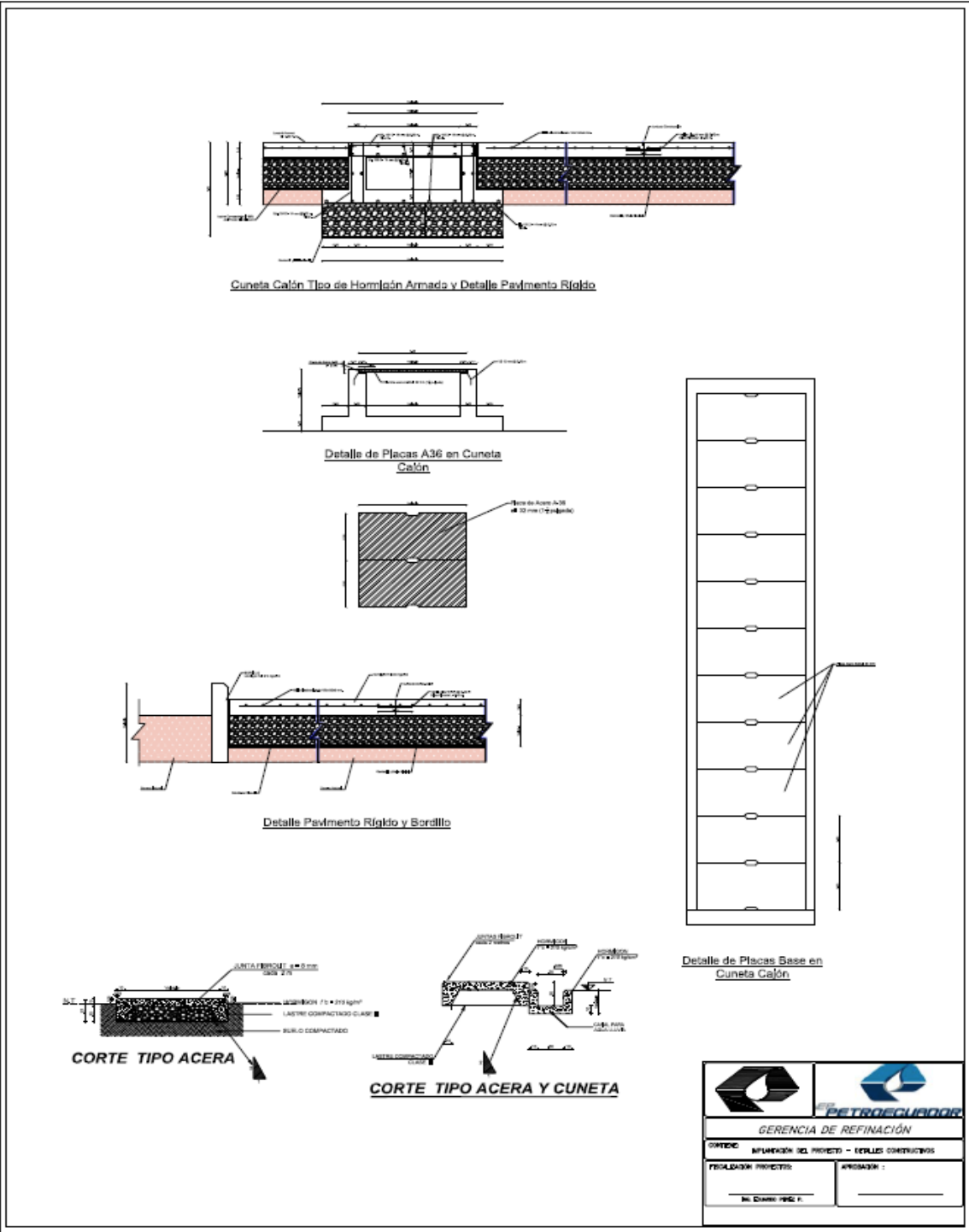
Materiales mínimos: Sika Grout, encofrados.

Equipo mínimo: Herramienta menor.

Medición y pago: Este rubro se medirá y se pagará en (m³) de acuerdo a los precios estipulados en el contrato.



Plano: Implantación del Proyecto.



Plano: Implantación del Proyecto –Detalles constructivos.

CAPITULO VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Anyon, P. (2009). *LP Gas: Healthy Energy for a Changing World*. Neuilly-sur-Seine, France: WLPGA.

Boot, R. D. (2007). *Flaring Q&A*. Calgary, Alberta, Canada: Canadian Centre for Energy Information.

Brito, L. A., & Cevallos, E. S. (2012). *Estudio de factibilidad para el aprovechamiento del gas producido en el campo Sacha para la sustitución del Diesel en la generación de energía eléctrica*. Quito, Ecuador: Facultad de Minas y Petróleos, UCE.

Busby, R. L. (1999). *Natural Gas in Nontechnical Language*. Tulsa, OK, USA: Institute of Gas Technology.

Caceres, L. (2002). *El Gas Natural*. Arequipa, Perú: Corporación Aceros Arequipa S.A .

Castilla, F., Diaz, R., Gil, V., Puigbo, A., & Villaroel, E. (1982). *Manual para instalaciones de Gas Licuado de Petróleo*. Quito: Industrias Ventane.

Chou, S. J. (2003). *Hydrogen Sulfide: Human Health Aspects*. Geneva, Italia: World Health Organization.

Clark, P. D., & Lesage, K. L. (2006). *An Examination of Interfering Factors in the ASTM D-1838 Copper Strip Test*. Calgary, Canada: The University of Calgary.

Coatl, M. (2009). *Estudio de velocidad de corrosión de acero al carbón en soluciones acuosas de alcanolaminas y sales térmicamente estables*. Puebla, México: Universidad de las Américas Puebla.

Comunidad de Madrid. (2002). *El gas natural. El recorrido de la energía*. Madrid, España: Dirección General de Industria Energía y Minas.

Dow Chemical Co. (2002). *Oiln and Gas processing plant design and operation. Training Course*. Houston: Dow Chemical.

Espinoza, J. (2014). *Estudio técnico para el endulzamiento de GLP de la planta de gas de la refinería Shushufindi*. Quito, Ecuador: EP Petroecuador.

Garcés, L. F., & Hernández, M. L. (2004). La lluvia ácida: un fenómeno fisicoquímico de ocurrencia local. *Revista Lasallista de Investigación* , 67-72.

Gerencia de Refinación Complejo Industrial Shushufindi. (2010). *Manual de la Planta de Gas, Complejo Industrial Shushufindi*. Shushufindi, Ecuador: Gerencia de Refinación.

GPSA. (2012). *GPSA Engineering Data Book*. Tulsa, Oklahoma: GPSA.

Heredia, M. E. (2011). *Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural*. Orizaba, Veracruz, Mexico: Universidad Veracruzana.

INEN. (2009). *Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 489:2009*. Quito, Ecuador: Instituto Ecuatoriano de Normalización.

Instituto de la Energía "General Mosconi". (2002). *Situación Actual del GLP*. Buenos Aires: INSTITUTO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI".

Kraus, R. S. (2004). *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo. Parte XII: Industrias químicas. Capítulo 78: Petróleo y gas natural*. Madrid: Organización Internacional del trabajo (OIT).

Manning, F. S., & Thompson, R. E. (1991). *Oilfield processing of petroleum: Natural Gas* (Vol. 1). Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

Mork, M., & Gudmundsson, J. S. (2010). *Natural Gas Cleaning*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology.

Muñoz, V. A. (2009). *Deshidratación del gas por adsorción con tamices moleculares*. Quito, Ecuador.

Pazos, J. (2008). *Optimización de la captación de gas natural y producción de GLP en los complejos petroleros del oriente ecuatoriano*. Quito, Pichincha: IAEN.


Perry, R. H., & Green, D. W. (2002). *Manual de Ingeniero Químico* (6ta ed.). New York, USA: McGraw-Hill .

Winston, R., & Herbert, U. (2008). *Corrosion and Corrosion Control*. Ottawa, Canada: John Wiley&Sons.

Zandaryaa, S., & Buekens, A. (2014). *Control of Sulphur Oxides*. New York: Encyclopedia of life support systems. UNESCO.

CAPITULO IX. ANEXOS

ANEXO 1. NORMA INEN 678

CDU: 665.4/6.59		PE 01.04-303
Norma Técnica Ecuatoriana	GAS LICUADO DE PETROLEO DETERMINACION DE LA CORROSION SOBRE LA LAMINA DE COBRE	INEN 678 1982-03
1. OBJ ETO		
<p>1.1 Esta norma determina el efecto corrosivo del gas licuado de petróleo sobre una lámina de cobre.</p>		
2. RESUMEN		
<p>2.1 Una lámina pulida de cobre se mantiene sumergida durante una hora en 100 cm³ de la muestra, a una temperatura de 37,8°C dentro de un cilindro; al final de este período se recupera la lámina de cobre y se la clasifica dentro de una de las cuatro categorías señaladas en la Tabla 2, comparándola con un patrón de corrosión normalizado.</p>		
3. EQUIPO Y MATERIALES		
<p>3.1 Cilindro para el ensayo. Construido de acero inoxidable con una tapa roscada, ajustada herméticamente tal cilindro mediante un anillo circular de neopreno (caucho sintético). Las dimensiones del cilindro debe corresponder a las dimensiones indicadas en la figura 1. Se conectará el cilindro con el recipiente que contiene el producto a ensayarse, mediante un tubo flexible de aluminio (ver nota 1), provisto de uniones para un tubo de 6 mm (ó 1/4 pulg) de diámetro. Las fugas se verificarán a una presión de 35 x 10⁵ Pa (500 lbf/pulg²), y el cilindro y el tubo deben resistir una presión hidrostática de prueba de 69 x 10⁵ Pa (1 000 lbf/pulg²).</p>		
<p>3.2 Baño de agua. Debe mantener la temperatura de 37,8 ± 0,5°C. Se incorporarán soportes adecuados para colocar el cilindro para el ensayo en posición vertical. La profundidad del baño de agua debe ser tal, que el cilindro y sus válvulas puedan sumergirse completamente durante el ensayo.</p>		
<p>3.3 Termómetro. Debe usarse un termómetro de acuerdo a las especificaciones de la Tabla 1.</p>		
TABLA 1. Especificaciones del termómetro*.		
<ul style="list-style-type: none"> — Inmersión — Límite de temperatura — Subdivisiones cada — Líneas de graduación mas largas — Exactitud — Graduaciones numeradas cada múltiplo de — Longitud total — Diámetro del termómetro — Longitud del bulbo — Diámetro del bulbo — Distancia desde el extremo del bulbo a la graduación de 20°C — Distancia desde el extremo del bulbo a la graduación de 102°C — Cámara de expansión que permite el calentamiento hasta 	<ul style="list-style-type: none"> total — 20°C a 102°C 0,2°C 1°C el error no debe exceder de 0,1°C 2°C 415 a 425 mm 6 a 8 mm 15 a 20 mm 6 a 7 mm 35 a 50 mm 305 a 350 mm 150°C 	
* Tipo ASTM 12 C		
<p>NOTA 1. Una tubería flexible de aluminio será destinada exclusivamente para realizar este ensayo.</p>		

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN – Casilla 17-01-3999 – Baquerizo Moreno E6-29 y Almagro – Quito-Ecuador – Prohibida la reproducción

3.4 Dispositivos de sujeción. Deben emplearse dispositivos apropiados para sujetar la lámina de cobre, a fin de proceder a su pulido. Se recomiendan los tipos indicados en las Figs. 2 y 3, pero pueden usarse otros que permitan realizar esta operación.

3.5 Tubos de ensayo. Deben emplearse tubos de ensayo de las características indicadas en la Fig. 4, para proteger las láminas corroídas, mientras se efectúa la inspección.

3.6 Disolventes. Cuando se emplean disolventes con fines de lavado, éstos deben estar exentos de azufre. Es preferible usar isooctano de la calidad utilizada como referencia en la determinación del número de octanos.

3.7 Material de pulido. Carburo de silicio o papel de alúmina de varios grados y finzas; también es necesario carburo de silicio en polvo de 106pn y algodón absorbente de grado farmacéutico.

3.8 Lámina de cobre electrolítico.

3.8.1 Utilizar una lámina de cobre de 75 mm de longitud, 14 mm de ancho y 1,5 mm de espesor, templado y trabajado al frío, de 99,0% de pureza.

3.8.2 Esta lámina se puede utilizar para varias determinaciones, pero debe ser descartada cuando se halle corroída o presente manchas de color que no puedan eliminarse o cuando las superficies se hallen deformadas.

3.8.3 Para facilitar la expresión numérica de la corrosión del cobre, se emplea una escala de láminas de cobre de referencia que presentan los diversos grados de corrosión indicados en la Tabla 2.

4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

4.1 Preparación de la lámina de cobre

4.1.1 Limpiar todas las caras de la lámina con un papel de carburo de silicio o de alúmina; sumergirla en el disolvente y retirarla inmediatamente antes de proceder al pulido final.

4.1.2 Pulir primeramente los extremos y los bordes de la lámina espolvoreando carburo de silicio y frotándola con algodón humedecido con disolvente. Asegurar la lámina con el dispositivo de sujeción y pulir las caras con carburo de silicio, frotando con un algodón en la dirección del eje mayor. Cuando la lámina se encuentre pulida, eliminar el polvo empleando almohadillas de algodón nuevas, hasta que una de ellas quede absolutamente limpia.

4.2 Preparación del aparato

4.2.1 Colocar aproximadamente 1 cm³ de agua destilada en el cilindro para limpiarlo y dejar abierta la válvula de fondo; someter al cilindro a un movimiento giratorio para mojar las paredes y dejar escurrir el agua.

4.2.2 Suspender la lámina de cobre recién pulida en el gancho del tubo conectado con la tapa del cilindro (ver nota 2). Colocar la tapa y cerrar las válvulas del cilindro.

NOTA 2. Una vez armado el aparato, el extremo inferior de la lámina debe encontrarse a una distancia mínima de 6 mm del fondo del cilindro (ver Fig. 1).

4.2.3 Manteniendo el cilindro en posición vertical, conectar a la válvula de la tapa el recipiente que contiene la muestra mediante un tubo corto de aluminio que haya sido purgado con la muestra.

4.3 Purga del cilindro

4.3.1 Abrir las válvulas de la muestra y de la tapa del cilindro de ensayo y, abriendo la válvula de fondo, admitir una cierta cantidad de muestra al cilindro.

4.3.2 Sin desconectar el tubo de aluminio, cerrar la válvula de la tapa, colocar el cilindro en posición invertida y abrir la válvula de fondo para que escape el aire que contiene el cilindro.

4.3.3 Colocar nuevamente el cilindro en su posición original y dejar escurrir el líquido contenido por la válvula de fondo.

4.4 Llenado

4.4.1 Cerrar la válvula de fondo, abrir la válvula de la tapa y llenar el cilindro con la muestra, lo que se comprueba invirtiendo el cilindro y dejando que fluya el líquido por la válvula de fondo.

4.4.2 Cerrar la válvula de entrada y la válvula del recipiente de la muestra y desconectar el tubo de aluminio.

4.4.3 Abrir ligeramente la válvula de la tapa y dejar escapar el líquido.

4.4.4 Cerrar la válvula de la tapa en el momento en que comience a salir el gas.

4.5 Ensayo

4.5.1 Sumergir el cilindro de ensayo en el baño de agua calentado a una temperatura de $37,8 \pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Este baño se mantendrá durante 60 ± 5 minutos.

4.5.2 Cumplido este tiempo, sacar el cilindro del baño de agua, abrir la válvula de fondo con el cilindro en posición vertical y descargar el líquido (ver nota 3).

4.5.3 Cuando no exista más que una mínima presión en el cilindro, sacar la tapa y comparar inmediatamente la lámina de cobre ensayada con las láminas de referencia normalizadas.

4.5.4 Interpretar la corrosividad de la muestra de acuerdo con la Tabla 2.

4.5.5 La lámina recién pulida se incluye en la serie de láminas de referencia, para indicar su apariencia aun antes del ensayo, pues, no es posible un duplicado de esa apariencia, luego de un ensayo con una muestra completamente no corrosiva.

4.5.6 Cuando la lámina de cobre presente un estado intermedio entre dos láminas de referencia, se la juzga en relación con la lámina de referencia más atacada.

NOTA 3. Durante esta operación hay que adoptar las precauciones de seguridad que fueran necesarias.

4.5.7 La coloración rojo claro de la clasificación 2 puede confundirse con el tomasol de la clasificación 3, si el bronceado de esta última está completamente enmascarado con un sobretodo; en cuyo caso, para poder realizar una clasificación correcta, sumergir la lámina en un vaso de precipitación que contenga el disolvente indicado en el numeral 3.6. Si corresponde la clasificación 2, se obtiene una coloración anaranjada oscura, y si corresponde la clasificación 3, no se observarán modificaciones.

4.5.8 Para poder distinguir los colores múltiples de las láminas de clasificaciones 2 y 3, se procede de la siguiente manera: introducir la lámina ensayada en un tubo de ensayo de vidrio de 20 x 150 mm y llevarla a una temperatura comprendida entre 315 y 370°C, de manera que la alcance entre 4 y 6 minutos; el calentamiento se efectúa empleando un calentador eléctrico con plato de metal, sobre el que se coloca el tubo, controlando la temperatura con un termómetro que permita apreciar hasta los 400°C, el que se coloca en otro tubo adyacente; de esta manera, a la lámina le corresponde la clasificación 2, si adquiere un color plateado y luego un color dorado, y le corresponde la clasificación 3, si adquiere un color negro.

4.5.9 El ensayo deberá repetirse cuando en la lámina aparezcan manchas de huellas dactilares que hayan sido absorbidas por ella, o presente manchas de partículas o de gotas de agua.

4.5.10 El ensayo deberá repetirse también, si a los bordes de la lámina les corresponde una clasificación mayor que la porción principal de la misma.

5. INFORME DE RESULTADOS

5.1 La corrosión sobre la lámina de cobre se expresará con uno de los valores indicados en la Tabla 2, correspondientes a numeral y literal.

TABLA 2. Escala numérica de corrosión sobre la lámina de cobre.

CLASIFICACION	DESIGNACION DE LA INTENSIDAD DE LA CORROSION	DESCRIPCION
Lámina recién pulida		No es posible obtener el mismo aspecto después de un ensayo, aun con una muestra completamente no corrosiva.
1	Ligeramente manchada	a) anaranjado claro, casi igual a la lámina recién pulida, b) anaranjado oscuro.
2	Moderadamente manchada	a) rojo calro, b) azul suave, c) colores múltiples con azul claro y/o plateado sobre fondo rojo calro, d) plateado, e) bronceado dorado.
3	Marcadamente manchada	a) tomasol oscuro con bronceado, b) colores múltiples con rojo y verde, pero sin gris.
4	Corrosión franca	a) negro claro, gris oscuro o café con verde perceptible, b) negro opaco o grafitico, c) negro brillante o azabache

5.2 En el informe de resultados debe constar;

- el resultado de corrosión obtenido;
- la Norma INEN de referencia;
- cualquier condición no especificada en la norma o considerada opcional, así como cualquier circunstancia que pueda haber influido sobre el resultado; y,
- todos los detalles para la completa identificación de la muestra.

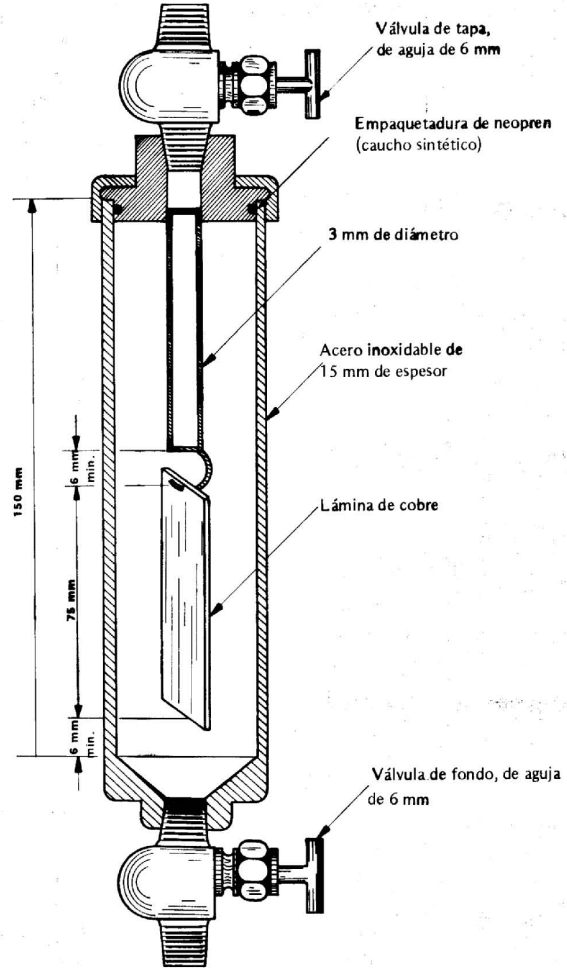


FIGURA 1. Cilindro de ensayo

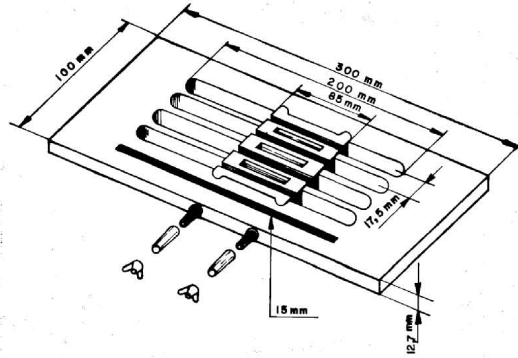


FIGURA 2. Prensa múltiple.

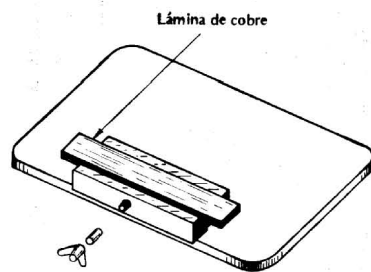


FIGURA 3. Dispositivo de sujeción, optativo.

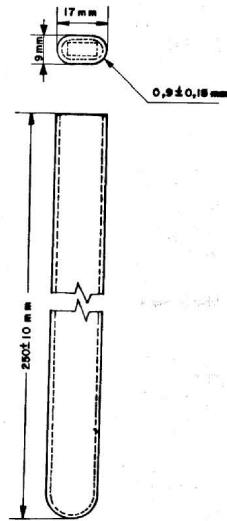


FIGURA 4. Tubo de ensayo chato.

APÉNDICE Z**Z.1 NORMAS A CONSULTAR**

INEN 674 *Gas licuado de petróleo. Muestreo.*

ASTM E.1 *Standard Specification for ASTM thermometers.*

Z.2 BASES DE ESTUDIO

Norma IRAM 6533. *Productos de petróleo. Método de la determinación de la corrosión sobre cobre.* Instituto Argentino de Racionalización de Materiales. Buenos Aires, 1958.

Norma INDITECNOR 76. of 74. *Productos de petróleo. Gas licuado. Ensayos. Corrosión de la lámina de cobre.* Instituto Nacional de Investigaciones Tecnológicas y Normalización. Santiago, 1964.

Designation ASTM D 130-68. *Detection of copper corrosion from Petroleum Products by the copper strip tarnish test.* American Society for Testing and Materials. Filadelfia, 1978.

Designation ASTM D 1838. *Test for copper strip corrosion by liquified Petroleum (LP) Gases.* American Society for Testing and Materials. Filadelfia, 1978.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Documento: NTE INEN 678	TÍTULO: GAS LICUADO DE PETRÓLEO. DETERMINACIÓN DE LA CORROSIÓN SOBRE LA LÁMINA DE COBRE.	Código: PE 01.04-303
-----------------------------------	---	--------------------------------

ORIGINAL: Fecha de iniciación del estudio:	REVISIÓN: Fecha de aprobación anterior por Consejo Directivo Oficialización con el Carácter de por Acuerdo No. publicado en el Registro Oficial No. Fecha de iniciación del estudio:
--	--

Fechas de consulta pública: 1977-04-15 a 1977-06-01

Subcomité Técnico: PE 04.01 GAS LICUADO DE PETRÓLEO	
Fecha de iniciación:	Fecha de aprobación: 1981-10-30
Integrantes del Subcomité Técnico:	

NOMBRES:	INSTITUCIÓN REPRESENTADA:
Ing. Jorge Medina	UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
Ing. Nelly Martínez	FACULTAD DE ING. QUÍMICA
	UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
	ESCUELA DE ING. QUÍMICA Y COLEGIO DE ING.
	QUÍMICOS DE PICHINCHA
Ing. Renán Criollo	DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Elías Ruales	MICEI
Ing. Hugo Jara	CEPE – Quito
Ing. Francisco Murillo	CEPE – Quito
Ing. Jaime Riofrío	CEPE – Quito
Dr. José Pérez	CEPE – Refinería Esmeraldas
Ing. Helga de Carrera	CEPE – Refinería Esmeraldas
Ing. Juan Ortiz	CEPE – Refinería Península
Dr. Miguel Vélez	CEPE – Refinería Península
Ing. Ramón Borja	INEN

Otros trámites: ♦⁴ Esta norma sin ningún cambio en su contenido fue **DESREGULARIZADA**, pasando de **OBLIGATORIA a VOLUNTARIA**, según Resolución de Consejo Directivo de 1998-01-08 y oficializada mediante Acuerdo Ministerial No. 235 de 1998-05-04 publicado en el Registro Oficial No. 321 del 1998-05-20

El Consejo Directivo del INEN aprobó este proyecto de norma en sesión de 1982-03-18

Oficializada como: OBLIGATORIA Por Acuerdo Ministerial No. 302 de 1982-04-20
 Registro Oficial No. 239 De 1982-05-10

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN - Baquerizo Moreno E8-29 y Av. 6 de Diciembre
Casilla 17-01-3999 - Telfs: (593 2) 2 501885 al 2 501891 - Fax: (593 2) 2 567815
Dirección General: E-Mail: direccion@inen.gov.ec
Área Técnica de Normalización: E-Mail: normalizacion@inen.gov.ec
Área Técnica de Certificación: E-Mail: certificacion@inen.gov.ec
Área Técnica de Verificación: E-Mail: verificacion@inen.gov.ec
Área Técnica de Servicios Tecnológicos: E-Mail: inencati@inen.gov.ec
Regional Guayas: E-Mail: inguayas@inen.gov.ec
Regional Azuay: E-Mail: inencuenca@inen.gov.ec
Regional Chimborazo: E-Mail: inenriobamba@inen.gov.ec
URL: www.inen.gov.ec

ANEXO 2. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CORROSION A LA
LAMINA DE COBRE

MUESTRA	FECHA	PROCESO EN EL TRATAMIENTO DE GLP			
		DEBUTANIZACION		DEPROPANIZADORA	
1	009/12/2013	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
2	010/12/2013	4A	Corrosivo	4A	Corrosivo
3	012/12/2013	3C	Corrosivo	4A	Corrosivo
4	015/12/2013	3B	Corrosivo	2D	Corrosivo
5	017/12/2013	4A	Corrosivo	4A	Corrosivo
6	019/12/2013	2D	Corrosivo	2C	Corrosivo
7	020/12/2013	2C	Corrosivo	2C	Corrosivo
8	021/12/2013	2D	Corrosivo	2C	Corrosivo
9	022/12/2013	2A	Corrosivo	1B	Aceptable
10	023/12/2013	2A	Corrosivo	2A	Corrosivo
11	011/01/2014	4A	Corrosivo	3C	Corrosivo
12	016/01/2014	2C	Corrosivo	2C	Corrosivo
13	020/01/2014	2B	Corrosivo	1B	Aceptable
14	021/01/2014	2A	Corrosivo	4A	Corrosivo
15	023/01/2014	1B	Aceptable	3A	Corrosivo
16	024/01/2014	1A	Aceptable	3B	Corrosivo
17	026/01/2014	3B	Corrosivo	2C	Corrosivo
18	027/01/2014	3B	Corrosivo	3B	Corrosivo
19	030/01/2014	2A	Corrosivo	4A	Corrosivo
20	031/01/2014	2A	Corrosivo	1A	Aceptable
21	002/02/2014	4A	Corrosivo	2D	Corrosivo
22	003/02/2014	2A	Corrosivo	4A	Corrosivo
23	006/02/2014	3B	Corrosivo	4A	Corrosivo
24	008/02/2014	3B	Corrosivo	3C	Corrosivo
25	009/02/2014	3A	Corrosivo	1B	Aceptable
26	010/02/2014	2B	Corrosivo	2C	Corrosivo
27	013/02/2014	2D	Corrosivo	2D	Corrosivo
28	016/02/2014	2C	Corrosivo	1B	Aceptable
29	018/02/2014	3B	Corrosivo	1A	Aceptable
30	019/02/2014	3A	Corrosivo	3A	Corrosivo
31	021/03/2014	3A	Corrosivo	1B	Aceptable
32	022/03/2014	3C	Corrosivo	3A	Corrosivo
33	023/03/2014	3A	Corrosivo	3A	Corrosivo
34	024/03/2014	3A	Corrosivo	3B	Corrosivo
35	025/03/2014	2D	Corrosivo	2D	Corrosivo
36	026/03/2014	2D	Corrosivo	2C	Corrosivo

37	027/03/2014	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
38	028/03/2014	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
39	029/03/2014	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
40	030/03/2014	2B	Corrosivo	2A	Corrosivo
41	013/04/2014	2A	Corrosivo	2C	Corrosivo
42	015/04/2014	3C	Corrosivo	4A	Corrosivo
43	016/04/2014	2C	Corrosivo	3A	Corrosivo
44	017/04/2014	2C	Corrosivo	3A	Corrosivo
45	018/04/2014	2C	Corrosivo	2C	Corrosivo
46	021/04/2014	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
47	022/04/2014	2C	Corrosivo	2D	Corrosivo
48	025/04/2014	2C	Corrosivo	2C	Corrosivo
49	026/04/2014	2C	Corrosivo	2C	Corrosivo
50	029/04/2014	2C	Corrosivo	4A	Corrosivo
51	001/05/2014	2C	Corrosivo	3B	Corrosivo
52	002/05/2014	2B	Corrosivo	2C	Corrosivo
53	003/05/2014	3C	Corrosivo	3B	Corrosivo
54	005/04/2014	3A	Corrosivo	3A	Corrosivo
55	005/05/2014	4A	Corrosivo	4A	Corrosivo
56	006/05/2014	4A	Corrosivo	3C	Corrosivo
57	008/05/2014	2B	Corrosivo	2B	Corrosivo
58	009/05/2014	2D	Corrosivo	2D	Corrosivo
59	010/05/2014	2D	Corrosivo	2A	Corrosivo
60	014/05/2014	4A	Corrosivo	4A	Corrosivo
61	001/06/2014	3A	Corrosivo	4A	Corrosivo
62	002/06/2014	3B	Corrosivo	4A	Corrosivo
63	003/06/2014	3B	Corrosivo	3B	Corrosivo
64	022/06/2014	1A	Aceptable	1A	Aceptable
65	025/06/2014	1B	Aceptable	1A	Aceptable
66	026/06/2014	1B	Aceptable	1B	Aceptable
67	027/06/2014	1B	Aceptable	3A	Corrosivo
68	028/06/2014	2A	Corrosivo	2C	Corrosivo
69	029/06/2014	4A	Corrosivo	1B	Aceptable
70	030/06/2014	2A	Corrosivo	2A	Corrosivo
71	009/07/2014	2C	Corrosivo	3A	Corrosivo
72	011/07/2014	2A	Corrosivo	4A	Corrosivo
73	012/07/2014	4A	Corrosivo	2B	Corrosivo
74	013/07/2014	4A	Corrosivo	3C	Corrosivo
75	015/07/2014	2B	Corrosivo	2B	Corrosivo
76	016/07/2014	1B	Aceptable	2B	Corrosivo
77	018/07/2014	2C	Corrosivo	2B	Corrosivo
78	019/07/2014	2A	Corrosivo	2A	Corrosivo
79	020/07/2014	2D	Corrosivo	2D	Corrosivo

80	021/07/2014	2D	Corrosivo	2D	Corrosivo
81	002/08/2014	1B	Aceptable	2C	Corrosivo
82	004/08/2014	1B	Aceptable	2C	Corrosivo
83	006/08/2014	3A	Corrosivo	3B	Corrosivo
84	010/08/2014	1B	Aceptable	1B	Aceptable
85	016/08/2014	2A	Corrosivo	2C	Corrosivo
86	017/08/2014	2B	Corrosivo	1B	Aceptable
87	019/08/2014	2C	Corrosivo	4A	Corrosivo
88	021/08/2014	3B	Corrosivo	4A	Corrosivo
89	022/08/2014	3A	Corrosivo	4A	Corrosivo
90	008/09/2014	3B	Corrosivo	3B	Corrosivo
91	011/09/2014	1B	Aceptable	2C	Corrosivo
92	018/09/2014	3A	Corrosivo	4A	Corrosivo
93	021/09/2014	4A	Corrosivo	4A	Corrosivo
94	023/09/2014	2A	Corrosivo	2B	Corrosivo
95	024/09/2014	1A	Aceptable	2A	Corrosivo
96	029/09/2014	2C	Corrosivo	2A	Corrosivo
97	026/09/2014	1B	Aceptable	2B	Corrosivo
98	028/09/2014	2B	Corrosivo	2B	Corrosivo
99	030/09/2014	3A	Corrosivo	1B	Aceptable

ANEXO 3. EVALUACIÓN DE CORROSIÓN EN LA PLANTA DE GAS

SHUSHUFINDI, 2008

TABLA DE CALIBRACION DE ESPESORES Y PARAMETROS DE CORROSION													
PLANTA DE GAS													
IDENTIFICACION GLP 3"4" GT-3601													
LINEA DE FLUIDO DE GAS													
SISTEMA : ALIMENTACION													
REFERENCIA : CIRCUITO N° 1 ISOMETRICO N°1													
FECHA DE CALIBRACION :													
OCTUBRE DEL 2008													
Punt	Item	Diam	Materia	Espeor	Toleranci	M.A.T	Espeor	Espeo	Tiempo	Péridid	Vida	Proxima	
				Nomina	Corrosión		Máxim	Minim	Servici	Espeso	Remant	Calibrac	OBSERVACIONES
				mm.	mm.	mm.	mm.	mm.	años	mm.	años		
1	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	8.6	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
2	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
3	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.5	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
4	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	5.9	5.7	28	1.4	41.5	6	CONTROL DESGASTE
5	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.4	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
6	CODO	3	SA-	6.35	0.7	3.56	7.1	5.3	28	1.8	27.8	6	CONTROL DESGASTE
7	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.6	6.2	28	0.9	78.3	5 ANOS	PLENAMENTE
8	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.8	5.7	28	1.4	41.5	6	CONTROL DESGASTE
9	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.8	28	1.4	46.1	6	CONTROL DESGASTE
10	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.2	5.2	28	2.0	23.1	6	CONTROL DESGASTE
11	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.0	5.1	28	2.0	21.1	6	CONTROL DESGASTE
12	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.2	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
13	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.3	6.1	28	1.0	68.1	2 ANOS	CONDICION
14	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.6	6.3	28	0.8	90.9	5 ANOS	PLENAMENTE
15	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.7	6.2	28	0.9	78.3	5 ANOS	PLENAMENTE
16	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.3	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
17	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.8	28	1.3	46.7	6	CONTROL DESGASTE
18	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.4	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
19	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.8	5.9	28	1.3	49.6	2 ANOS	CONDICION
20	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.7	28	1.4	41.5	6	CONTROL DESGASTE
21	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.4	5.6	28	1.5	37.0	6	CONTROL DESGASTE
22	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.2	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
23	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.9	28	1.3	52.0	2 ANOS	CONDICION
24	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.5	6.3	28	0.8	90.9	5 ANOS	PLENAMENTE
25	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.5	6.2	28	0.9	78.3	5 ANOS	PLENAMENTE
26	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.2	5.7	28	1.4	43.0	6	CONTROL DESGASTE
27	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.9	6.1	28	1.0	68.1	2 ANOS	CONDICION
28	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.0	6.2	28	0.9	78.3	5 ANOS	PLENAMENTE
29	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	5.9	5.6	28	1.5	37.9	6	CONTROL DESGASTE
30	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.1	5.6	28	1.5	37.4	6	CONTROL DESGASTE
31	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.3	6.3	28	0.8	90.9	5 ANOS	PLENAMENTE
32	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
33	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.2	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
34	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.4	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
35	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
36	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	9.0	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
37	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.8	28	1.3	46.7	6	CONTROL DESGASTE
38	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.5	6.1	28	1.0	68.1	2 ANOS	CONDICION
39	TEE	4	SA-	6.02	0.8	3.80	8.6	5.8	28	1.0	57.6	5 ANOS	PLENAMENTE
40	REDUCCIO	4X3	SA-	6.02	0.8	3.80	7.6	5.7	28	1.1	49.6	2 ANOS	CONDICION
41	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.9	28	1.2	52.7	2 ANOS	CONDICION
42	TUBERIA	3	APISLX	6.35	0.8	3.56	6.3	6.0	28	1.1	59.7	2 ANOS	CONDICION
43	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.7	6.1	28	1.0	68.1	2 ANOS	CONDICION

ANEXO 4. EVALUACIÓN DE CORROSIÓN EN LA PLANTA DE GAS

SHUSHUFINDI, 2014

TABLA DE CALIBRACION DE ESPESORES Y PARAMETROS DE CORROSION													
PLANTA DE GAS													
IDENTIFICACION GLP 3".4" GT-3601													
LINEA DE FLUIDO DE GAS													
SISTEMA : ALIMENTACION													
REFERENCIA : CIRCUITO N° 1 ISOMETRICO N°1													
FECHA DE CALIBRACION :													
											JUNIO	2014	
Punt	Item	Diam	Material	Espesor		M.A.T	Espeso		Tiemp	Péridid	Vida	Proxim	
				Nomin	Corrosió		Máxim	Minim					
				mm.	mm.		mm.	mm.		años	mm.	años	OBSERVACIONES
1	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	8.2	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
2	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
3	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.5	6.0	34	1.1	72.5	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
4	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	5.9	5.7	34	1.4	50.4	6	CONTROL DESGASTE
5	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.2	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
6	CODO	3	SA-	6.35	0.7	3.56	6.3	5.3	34	1.8	33.8	6	CONTROL DESGASTE
7	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.1	6.2	34	0.9	95.1	5 ANOS	PLENAMENTE
8	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.7	5.7	34	1.4	50.4	6	CONTROL DESGASTE
9	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.8	34	1.4	56.0	6	CONTROL DESGASTE
10	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.2	5.2	34	2.0	28.0	6	CONTROL DESGASTE
11	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.0	5.1	34	2.0	25.6	6	CONTROL DESGASTE
12	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.2	4.2	34	2.9	7.4	6	CONTROL DESGASTE
13	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.8	34	1.3	56.7	6	CONTROL DESGASTE
14	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.5	6.3	34	0.8	110.4	5 ANOS	PLENAMENTE
15	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.8	34	1.3	56.7	6	CONTROL DESGASTE
16	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.3	6.0	34	1.1	72.5	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
17	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.3	34	1.8	32.1	6	CONTROL DESGASTE
18	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.6	34	1.5	44.9	6	CONTROL DESGASTE
19	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.8	5.3	34	1.8	32.1	6	CONTROL DESGASTE
20	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.5	34	1.6	40.1	6	CONTROL DESGASTE
21	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.4	5.6	34	1.5	44.9	6	CONTROL DESGASTE
22	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.2	6.0	34	1.1	72.5	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
23	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.9	34	1.3	63.2	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
24	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.3	5.2	34	1.9	28.7	6	CONTROL DESGASTE
25	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.0	5.5	34	1.6	40.1	6	CONTROL DESGASTE
26	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.2	5.2	34	1.9	28.7	6	CONTROL DESGASTE
27	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.9	6.1	34	1.0	82.7	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
28	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.0	6.2	34	0.9	95.1	5 ANOS	PLENAMENTE
29	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	5.9	5.6	34	1.5	46.0	6	CONTROL DESGASTE
30	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.1	5.6	34	1.5	45.4	6	CONTROL DESGASTE
31	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	6.3	5.2	34	1.9	28.7	6	CONTROL DESGASTE
32	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.5	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
33	TEE	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.2	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
34	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.2	6.0	34	1.1	72.5	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
35	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.5	34	1.6	40.1	6	CONTROL DESGASTE
36	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.7	6.0	34	1.1	72.5	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
37	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.4	34	1.7	35.9	6	CONTROL DESGASTE
38	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	8.5	6.1	34	1.0	82.7	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
39	TEE	4	SA-	6.02	0.8	3.80	8.3	5.8	34	1.0	69.9	5 ANOS	PLENAMENTE
40	REDUCCIO	4X3	SA-	6.02	0.8	3.80	7.3	5.7	34	1.1	60.2	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
41	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.3	5.9	34	1.2	64.0	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE
42	TUBERIA	3	API5LX	6.35	0.8	3.56	6.1	5.5	34	1.6	40.1	6	CONTROL DESGASTE
43	CODO	3	SA-	6.35	0.8	3.56	7.7	6.1	34	1.0	82.7	2 ANOS	CONDICION ACEPTABLE

