



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

DETECCIÓN DE FUGAS DE GLP MEDIANTE MODELOS PARAMÉTRICOS

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA MECÁNICA

QUINDE CANGO ANDREA JACQUELINE
andrea.quinde@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. VÍCTOR HUGO HIDALGO, D.Sc.
victor.hidalgo@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ING. ESTEBAN VALENCIA, Ph.D.
esteban.valencia@epn.edu.ec

Quito, junio 2018

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por **Andrea Jacqueline Quinde Cango**, bajo nuestra supervisión.

ING. VICTOR HUGO HIDALGO, D.Sc.

DIRECTOR DE PROYECTO

ING. ESTEBAN VALENCIA, Ph.D.

CODIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Andrea Jacqueline Quinde Cango**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Andrea Jacqueline Quinde Cango

DEDICATORIA

A Juanita (+) y Héctor (+) por ser mi primer ejemplo de amor y constancia, por acogerme en su hogar y darme su apoyo incondicional.

A mis padres Vicente y Gloria, por ser mi primera inspiración de superación y perseverancia, sin ustedes no sería posible lograr mis metas.

A mis hermanas Paulina, María José, por ser siempre mis mejores amigas, cómplices y ángeles guardianes en mi vida.

A mi amado hijo Sebastián por darme tanta felicidad, y ser mi razón de vivir.

A mi toda mi familia querida que siempre me apoyaron.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por la vida, por permitirme alcanzar un logro más, por darme fuerzas y sabiduría, a lo largo de toda mi carrera.

A mi director de tesis Doc. Víctor Hugo Hidalgo por creer en mí, y guiarme en el desarrollo de este proyecto.

A mis profesores por compartirme el conocimiento.

A mi Padre, por darme la fuerza y valor para no rendirme, por su apoyo constante.

A mi madre, por su amor incondicional, sus cuidados, por su entrega.

A mis hermanas Paulina y Ma. José, por creer en mí, por compartir mis alegrías y tristezas, por cada aprendizaje al superar juntas cada dificultad.

A mi amado hijo Sebastián por inyectar alegría en mis días, ser mi inspiración, por ser fuerte y dejar que siga cumpliendo mis metas sacrificando nuestro tiempo juntos.

A Daniel por darme su amor sin medida, por ser mi compañero de trabajo y mi apoyo en cada emprendimiento, por ayudarme a ser una mejor versión de mí misma, y a toda su familia por acogerme en su hogar.

A mis amigos Juan Carlos, Daniel, Meyfi, Guillo, Mauricio, Fátí, Gabriela, Joha, Dianita, con los que compartí cada día en las aulas, por esos momentos inolvidables de alegrías y fracasos en cada semestre que nos hizo unirnos más.

A los Ing. Daniel Vizúete y Alex Lalaleo, por haberme iniciado en el mundo de la ingeniería Mecánica, en MASTER CONTROL ENGINEERING, CIA LTDA.

Al Ing. Eris Beltrán y a su familia, por darme la oportunidad de crecer y desarrollar mi perfil laboral en BELCAST S.A.

Al Ing. Darwin Albarracín por ser un buen amigo y colaborar en mi formación profesional, por permitirme contribuir en sus proyectos de Ingeniería Mecánica y estar siempre dispuesto a brindarme sus conocimientos y apoyo incondicional.

A la familia Lincango, por apoyarme siempre con las oportunidades laborales y así no abandonar mis metas a cumplir.

A Jorge Ushca por ayudarme en la construcción de este proyecto.

Al Ing. Rolando Guachamín por confiar en mí y darme la oportunidad de brindar mis servicios en la constructora RHR. (Rock Hydro Resource).

Al Ing. Fabián Lozada y familia por dejarme ser parte de su equipo de trabajo en LOMSA S.A.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS.....	8
LISTA DE FIGURAS.....	9
LISTA DE ABREVIACIONES	11
SIMBOLOGIA	12
INTRODUCCIÓN.....	15
Pregunta de Investigación	16
Objetivo general.....	16
Objetivos específicos	16
1. MARCO TEÓRICO	16
1.1. Generalidades del GLP	16
1.2. Obtención del GLP.....	17
1.3. Definición de los principales parámetros en condiciones operativas del GLP.....	17
1.4. Condiciones de construcción de las Instalaciones de GLP	17
1.5. Normativa ecuatoriana vigente.....	18
1.5.1. Normas Internacionales de Referencia.....	19
1.5.2. Normas NFPA.....	19
1.5.3. Códigos ASME Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.....	19
1.5.4. Normas UNE.....	20
1.5.5. Norma Oficial Mexicana	20
1.6. Regularización de instalaciones de GLP.....	20
1.6.1. CBDMQ: Cuerpo de Bomberos del Distrito Metropolitano de Quito	20
1.6.2. ARCH: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero	21
1.6.3. Comercializadoras.....	21
1.7. Requisitos de operación y seguridad de una instalación de GLP	21
1.7.1. Normativa aplicada en el diseño instalaciones de GLP	21

1.7.2.	Clasificación de las instalaciones centralizadas	22
1.8.	Condiciones del Diseño	22
1.9.	Métodos de detección de fugas.....	25
1.9.1.	Inspección visual	25
1.9.2.	Métodos acústicos.....	25
1.9.3.	Detección de fugas por redes neuronales artificiales	26
1.9.4.	Sistemas directos de detección de fugas de GLP	26
1.9.5.	Detección por sensores de combustión catalítica	26
1.9.6.	Detección por infrarrojos de haz abierto	27
1.9.7.	Detección por ultrasonidos.....	27
1.9.8.	Métodos estadísticos.....	27
1.9.9.	Clasificación de métodos de detección de fugas.....	28
2.	METODOLOGÍA.....	29
2.1.	Modelo matemático.....	29
2.1.1.	Ecuación de Bernoulli.....	29
2.1.2.	Número de Mach	30
2.1.3.	Caudal neto de la instalación	30
2.1.4.	Cálculo del diámetro de tubería	30
2.1.5.	Velocidad	31
2.1.6.	Presiones nominales	31
2.1.7.	Cálculo de pérdidas.....	32
2.2.	Modelo experimental	32
2.2.1.	Montaje experimental	32
2.2.2.	Equipos y Personal.....	33
2.2.3.	Mediciones y recolección de datos experimentales	35
2.2.4.	Para el cálculo de pérdidas	38
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	40
3.1.	Obtención de parámetros calculados.....	40
3.1.1.	Demanda y carga total de los artefactos a utilizar	40
3.1.2.	Consumo Diario	41

3.1.3.	Cálculo del diámetro de la tubería	41
3.1.4.	Velocidad del flujo	42
3.1.5.	GLP flujo incompresible	42
3.1.6.	Aplicación del número de Mach	42
3.1.7.	Aplicación de la ecuación de Bernoulli	43
3.1.8.	Pérdidas de carga con la Ecuación de Renouard	44
3.2.	Resultados obtenidos por diseño experimental	44
3.3.	Relaciones de primera etapa.....	44
3.3.1.	Presiones medidas en todos los tramos. Flujo sin fuga	45
3.3.2.	Presiones medidas en todos los tramos en flujo con fuga	46
3.4.	Relaciones Paramétricas (sin fugas).....	47
3.4.1.	Parámetros: Presión de primera etapa P ₁ , Temperatura del gas vs. tiempo, medición sin fuga en el flujo.....	47
3.4.2.	Parámetros: Presión de primera etapa P ₁ , Temperatura del gas vs. tiempo, medición con fuga en el flujo	49
	49
3.5.	Relaciones de segunda etapa	50
3.5.1.	Parámetros: Presión de segunda etapa P ₂ (flujo con y sin fuga) vs. Tiempo	50
3.5.2.	Parámetros: Presión de segunda etapa P ₂ vs. caudal en flujo sin fuga .	51
	51
3.5.3.	Parámetros: Presión de segunda etapa P ₂ vs. caudal en flujo con fuga	53
3.5.4.	Parámetros: Caudal (con fuga) vs. Caudal (sin fuga)	54
3.5.5.	Parámetros: Presión P ₃ (Sin Fuga), Presión P ₃ (Con Fuga) vs tiempo ..	55
3.5.6.	Parámetros: Presión P ₄ (Sin Fuga), Presión P ₄ (Con Fuga). vs. Tiempo	56
3.5.7.	Parámetros: Temperatura (Sin Fuga), Temperatura (Con Fuga). vs. Tiempo	57
3.5.8.	Comparación de Presión Teórica P ₁ y Presión Real P ₁ con y sin fugas.	58
3.5.9.	Tasa de fuga.....	59
4.	CONCLUSIONES.....	61

Referencias Bibliográficas 63

ANEXOS ¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Composición del GLP.	17
Tabla 1.2. Clasificación de las Instalaciones según la presión.	22
Tabla 2.1. Valor de Factor Cr.	31
Tabla 3.1. Demanda y carga total de equipos de consumo de GLP instalados.	40
Tabla 3.2. Consumos de equipos en instalación de GLP.	40
Tabla 3.3. Parámetros para cálculos de pérdidas.	42
Tabla 3.4. Valores del Número de Mach.	42
Tabla 3.5. Pérdidas de carga.	44
Tabla 3.6. Parámetros tomados en cada medición.	45
Tabla 3.7. Tasa de fuga.	59
Tabla 4.1. Tabla de mediciones experimentales. Sin fuga. ¡Error!	Marcador no definido.
Tabla 4.2. Tabla de mediciones experimentales. Con fuga. ¡Error!	Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Procedimiento para obtención de permiso Factibilidad de instalaciones de GLP.....	23
Figura 1.2. Procedimiento para obtención de permiso Definitivo de instalaciones de GLP.	24
Figura 1.3. Clasificación general de los métodos de detección de fugas.	28
Figura 2.1. Instalación tipo doméstico para mediciones de flujo.....	34
Figura 2.2. Calefón a gas.....	34
Figura 2.3. Cocineta a gas.....	35
Figura 2.4. Balanza, apreciación 0,5 kg.....	35
Figura 2.5. Manómetro de Primera etapa, apreciación 1 psi.	36
Figura 2.6. Medidor de volumen, apreciación 0,001 m ³	36
Figura 2.7. Manómetro de Segunda etapa, apreciación 20 mmac.	36
Figura 2.8. Manómetro externo de tercera etapa, apreciación 0,5 pulgH ₂ O.	37
Figura 2.9. Manómetro ubicado antes del último equipo, apreciación 1 pulgH ₂ O.....	37
Figura 2.10. Válvula antes y después del elemento roscado, con el cual se simulará la fuga. (Fuente: propia).	38
Figura 2.11. Diagrama del modelo experimental.....	39
Figura 3.1. Gráfica de presiones vs. tiempo.	45
Figura 3.2. Presiones vs. tiempo en medición con fuga.....	46
Figura 3.3. P ₁ , Temperatura vs. tiempo.	47
Figura 3.4. Efecto Joule-Thompson en tanque de GLP.	48
Figura 3.5. P ₁ , Temperatura vs. tiempo.	49
Figura 3.6. Gráfica P ₂ flujo con fuga, P ₂ vs. tiempo.....	50
Figura 3.7. Gráfica P ₂ vs. Caudal en flujo sin fugas.	51
Figura 3.8. Gráfica Caudal (sin fuga) vs. tiempo.	52
Figura 3.9. Gráfica de Presión P ₂ , caudal vs. tiempo de flujo con fuga.....	53
Figura 3.10. Gráfica de Caudal (con fuga) vs. Caudal (sin fuga).....	54
Figura 3.11. Gráfica Caudal vs. tiempo en flujo con fugas.....	54
Figura 3.12. Gráfica P ₃ (flujo sin fuga), P ₃ (flujo con fuga) vs. tiempo.	55
Figura 3.13. Gráfica Presión P ₄ (flujo con fuga), P ₄ (flujo sin fuga) vs. tiempo.	56
Figura 3.14. Temperatura (flujo sin fuga), Temperatura (flujo con fuga) vs. tiempo....	57
Figura 3.15. Presiones reales y teóricas. (con y sin Fugas).	58

Figura 4.1. Tiempo de detección vs. tamaño de fuga.**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 4.2. Especificaciones Técnicas de cocineta doméstica.**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 4.3. Especificaciones Técnicas del calefón.**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 4.4. Hoja técnica del Regulador de primera etapa REGO 597FA. **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 4.5. Hoja técnica del Regulador de segunda etapa RECA 738.**¡Error! Marcador no definido.**

LISTA DE ABREVIACIONES

ASTM	Asociación Americana de Ensayo de Materiales.
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
ARCH	Agencia de Regularización y Control Hidrocarburífero
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
Bar	Baros equivalentes a peso (siglas en griego)
CBDMQ	Cuerpo de Bomberos del Distrito Metropolitano de Quito
Cm	Centímetro
°C	Grados Celsius
GLP	Gas Licuado de Petróleo
Kg	Kilogramos
Kw	Kilovatio
m	Metro
m/s	Metro sobre Segundo
Mm	Milímetro
Mmcda	Milímetros de columna de agua
NPFA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego.
NTE INEN	Norma Técnica Ecuatoriana del Instituto Ecuatoriano de Normalización
Pa	Pascal
Psi	Libra de fuerza por pulgada cuadrada (siglas en inglés)
Psia	Libra de fuerza por pulgada cuadrada incluyendo la presión absoluta (siglas en inglés)
Pulg	pulgada
pulgH2O	Pulgadas de columna de agua
UNE	Una Norma Española
Mpa	Megapascuales
so-so	Accesorio soldable a dos lados

SIMBOLOGIA

g	Gravedad	$\frac{m}{s^2}$
V_1	Velocidad al inicio de un tramo	$\frac{m}{s}$
V_2	Velocidad al final de un tramo	$\frac{m}{s}$
P_1	Presión al inicio de un tramo	psi
P_2	Presión al final de un tramo	psi
γ	Peso específico del GLP	$N * m^3$
z_1	Altura inicial de un nivel de referencia.	m
z_2	Altura final de un nivel de referencia.	m
w_b	Trabajo de bomba	J
w_L	Trabajo de turbina	J
h_f	pérdidas por carga	$mbar$
ρ	Densidad	$\frac{kg}{m^3}$
R	Constante de los gases ideales	$\frac{L*mbar}{T*K}$
T	Temperatura en grados Kelvin	K
∂P	Diferencial de presión	
M	Número de Mach	
Q_n	Caudal Neto	$\frac{kg}{h}$
vs	Velocidad del sonido	$\frac{m}{s}$
L	Longitud	m
D	Diámetro interno de la tubería	mm

PCS	Poder calorífico superior	$\frac{kJ}{kg}$
P_A	Potencia en el punto A	kW

RESUMEN

El objeto de este proyecto de investigación es la medición de parámetros de operación del GLP, a partir de la experimentación en un banco de pruebas, construido como una instalación tipo para el sector residencial, en conformidad de la NTE 2260:2010. Se consideró cómo los principales parámetros a la presión, caudal, temperatura, cuando el GLP se encuentra en estado gaseoso.

Para la toma de datos se usó dispositivos de medición de pequeñas apreciaciones, para colocarlos la tubería fue dividida en tramos o etapas para apreciar cómo afecta la fuga.

Los datos registran las caídas de presión, variaciones en la temperatura, y caudal. Al realizar las mediciones se realizan a las mismas condiciones, es decir tiempo de consumo de los equipos, mismo horario, condiciones climáticas similares para los dos casos cuando hay o no fuga.

Al tabular los datos se caracterizó el comportamiento del flujo siendo expresados en gráficas, las cuales muestran una tendencia.

Estas gráficas pueden ser empleadas para realizar el mantenimiento en la tubería en una instalación en la que se pudiera prever el problema de las fugas y se eviten altos costos por pérdida de gas, por daños en equipos o causar accidentes mortales.

Palabras clave: fuga, Instalación de GLP, detección de fugas, medición de parámetros.

ABSTRACT

The purpose of this research project is the measurement of LPG operating parameters, based on experimentation in a test bench, built as a type installation for the residential sector, in accordance with NTE 2260: 2010. It was considered how the main parameters to pressure, flow, temperature, when the LPG is in a gaseous state.

For the data collection, measurement devices of small appreciations were used, to place them, the pipeline was divided into sections or stages to appreciate how the leak affects.

The data records the pressure drops, variations in temperature, and flow. When carrying out the measurements, the same conditions are carried out, that is, equipment consumption time, same hours, similar climatic conditions for both cases when there is a leak or not.

When tabulating the data, the behavior of the flow was characterized being expressed in graphs, which show a trend.

These graphs can be used to perform maintenance on the pipeline in a facility where the problem of leaks could be anticipated, and high costs avoided due to gas loss, equipment damage or fatal accidents.

Keywords: leakage, LPG installation, leak detection, parameter measurement.

“DETECCIÓN DE FUGAS DE GLP MEDIANTE MODELOS PARAMÉTRICOS”

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se han desarrollado varios métodos de mantenimiento correctivo y preventivo para la detección y localización de fugas en las tuberías de GLP. Siendo la hermeticidad de la instalación lo más importante para la seguridad de los usuarios, esta es controlada y regularizada principalmente por el Cuerpo de Bomberos de Quito, quienes verifican el proceso de otorgan los permisos, previos a la construcción de las instalaciones, con el objeto de evitar más accidentes causa de la falta de mantenimiento de las tuberías de gas, según el Cuerpo de Bomberos de Quito, en el 2017 se atendieron 1012 casos relacionados a fugas de GLP, debido a esto hay una mayor exigencia en evitar las fugas antes de la operación de la instalación. Esta entidad solicita a la empresa instaladora el certificado de la realización de las pruebas de estanqueidad con el propósito de asegurar la hermeticidad de las mismas, estas son realizadas anualmente como una forma de mantenimiento preventivo para detección de fugas en la instalación.

[1]

En una instalación de GLP construida conforme a la NTE INEN 2260:2010 (segunda revisión), el mantenimiento consta de la recertificación del tanque, válvulas y las pruebas de estanqueidad de las líneas para detección de fugas, para lo cual se procede con el ensayo de estanqueidad descrito en el capítulo 8.1.1, en el que se describe al proceso iniciando con la presurización de las tuberías de la instalación a probar, estas pueden ser realizadas con aire o gas inerte, se realiza por lo general dividiendo la tubería en tramos conociendo la presión mínima de ensayo, el valor de esta presión es mayor a la presión mínima de operación del tramo que se va a verificar con el propósito de localizar las fugas al observar una caída de presión en un determinado tramo, en las uniones se coloca agua jabonosa para comprobar si hay fugas, de ser el caso se corrige la fuga y se procede a repetir la prueba, hasta que los resultados sean satisfactorios. En este proyecto se pretende a partir de un banco de pruebas realizar las mediciones paramétricas, de dos maneras realizando una previa verificación de la línea en la que no hay fugas y la también cuando no hay hermeticidad debido a la presencia de una fuga en una de las uniones, en base al modelo de la prueba de estanqueidad.

Este proyecto consta de una secuencia de pasos para la detección de caídas de presión o alguna variación en función del análisis del comportamiento del flujo de GLP y de sus principales parámetros como caudal, presión temperatura caracterizando el flujo cuando no hay fuga en la tubería, estas mediciones serán referenciales cuando se tengan variaciones de los parámetros del GLP, ya que podría tratarse de una fuga.[4]

Previamente realizando en el banco de pruebas para el modelo experimental, se verifica también el buen funcionamiento de los elementos como reguladores de primera, segunda etapa, manómetros, medidor de volumen, válvulas de corte, y los equipos de consumo, adicionalmente verificar si la tubería y accesorios guardan la hermeticidad con una prueba de estanqueidad, con la finalidad de evitar pérdidas a la entrada y gastos altos de reparación y mantenimiento [4].

Pregunta de Investigación

¿Se puede detectar fugas mediante el uso de modelos paramétricos?

Objetivo general

Detectar fugas de (gas licuado de petróleo) GLP, mediante modelos paramétricos.

Objetivos específicos

- Recopilar información del diseño y funcionamiento de las instalaciones de GLP.
- Definir los parámetros de influencia del GLP que caractericen el fenómeno.
- Determinar la influencia de los parámetros en condiciones de trabajo del GLP.
- Validar la metodología de predicción en base a los parámetros determinados.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generalidades del GLP

El gas licuado de petróleo es una mezcla de gases que han sido obtenidos a partir de la destilación del petróleo, aunque su almacenamiento es en su fase líquida, también está presente una fase gaseosa.

Este combustible tiene en su composición química una mezcla de propano, butano, isobutano, propileno y butenos, comúnmente se usan las siglas GLP para específicamente mezclas de butano y propano, siendo estos hidrocarburos los principales componentes.

1.2. Obtención del GLP

Al realizar la destilación del petróleo se inicia el proceso con una separación de acuerdo con la densidad y puntos de ebullición de los productos, para la obtención de algunos derivados como gasolina, kerosenos, aceites pesados entre otros, hay desprendimiento de gases que son los que pasaran a formar el grupo de los gases licuados los cuales son asociados por sus propiedades en común como poder calorífico, punto de ebullición, presión. Para mantener esta fase gaseosa son licuados a bajas presiones entre 5 y 9 [bar] posteriormente son almacenados dentro de tanques certificados en caso de ser nuevos y con la recertificación necesaria en caso de ser usados. [5]

Entre sus propiedades más importantes se conoce que no son corrosivos, no son tóxicos pero su tiempo de exposición tiene alto riesgo debido a su alta inflamabilidad.

El GLP es inodoro e incoloro es detectado por el olfato gracias al odorizante añadido en su composición conocido como Mercaptano.[5]

Debido a que su densidad relativa es 2,01 mayor que la del aire tiende a acumularse en las partes bajas por eso es de vital importancia las ventilaciones superiores e inferiores conforme a norma NTE INEN 2260: 2010 (Segunda revisión).

1.3. Definición de los principales parámetros en condiciones operativas del GLP

Las propiedades químicas del GLP son aproximadamente las siguientes:

Tabla 1.1. Composición del GLP.

COMPOSICIÓN QUÍMICA Y PROPIEDADES DE OPERACIÓN				
Composición	Propano	60%	Butano	40%
Presión Absoluta	101,325 [kPa]	100 - 120 [psig]		
Temperatura	15,6 °C	(ambiente mínimo 10 °C	--	Máximo 40 °C)

(Fuente: <https://www.ypf.com/ProductosServicios/Documents/GLP.pdf>)

Estas son las condiciones a las que el GLP se almacena en los tanques para su posterior distribución.

1.4. Condiciones de construcción de las Instalaciones de GLP

Una instalación de GLP, debe ser accesible, y de fácil mantenimiento. Previo a la construcción se realiza un análisis del diseño (cálculos y factibilidad), a continuación, se procede a la construcción (conforme a planos y memoria técnica), para finalizar se realizan las pruebas de hermeticidad (tanque y tuberías). [2]

Los cálculos a priori de la construcción son en base a la potencia requerida por los equipos de consumo que van a ser alimentados con GLP, se calcula el diámetro de la tubería de consumo y capacidad del tanque para el abastecimiento, cumpliendo la normativa NTE INEN 2260:2010 (segunda revisión), la documentación que sustenta el proceso de diseño y construcción es aprobada por el Cuerpo de Bomberos del Distrito Metropolitano de Quito y regularizada por, La ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero).[3]

Las instalaciones de GLP están regidas a normativas nacionales e internacionales, a continuación, se detallan brevemente las más utilizadas y aceptadas por el INEN, para un soporte y sustento técnico.

1.5. Normativa ecuatoriana vigente

El Reglamento de Actividades de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo. según la Resolución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 1, Suplemento del Registro Oficial Suplemento 621 de 05-nov.2015, Última modificación: 08-jun-2017. En su artículo 49. Especifica que sus requisitos técnicos deberán cumplir con las especificaciones establecidas en la NTE INEN, Normas Técnicas Internacionales o Normas Extranjeras reconocidas internacionalmente aplicadas al GLP.[3]

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 111: 98. Cilindros de acero para gas licuado de petróleo “GLP”. Requisitos e inspección”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 117:75. Roscas ASA para tuberías y accesorios. Especificaciones”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 440:84. Colores de identificación de tuberías”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 885:00. Artefactos domésticos a gas licuado de petróleo (GLP). Mangueras flexibles de conexión. Requisitos”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 0886:85. Artefactos domésticos a gas (GLP). Boquillas de acople para mangueras. Requisitos dimensionales”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1536:98. Prevención de incendios. Requisitos de seguridad de plantas de almacenamiento y envasado de gas licuado de petróleo (GLP)”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1682:98. Reguladores de baja presión para gas licuado de petróleo (GLP). Requisitos e inspección”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2124:98. Uso e instalación de calentadores de agua a gas de paso continuo y acumulativo”.

“Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2259:00. Artefactos de uso doméstico para cocinar, que utilizan combustibles gaseosos. Requisitos e inspección”.

1.5.1. Normas Internacionales de Referencia.

Al ser el campo de las instalaciones centralizadas, la normativa técnica que se requiere para este tipo de instalaciones tanto domiciliarias como industriales, están diseñadas y construidas en base a la norma principal NTE INEN 2260: 2010 Instalaciones de Gases Combustibles para Uso Residencial, comercial e industrial. Esta norma hace referencia sobre instalaciones para gas combustible, y describe detalladamente los requerimientos técnicos para este tipo de instalaciones.

Entre las normas Internacionales más aplicadas para la realización de instalaciones que cumplan condiciones de calidad y seguridad, entre las normas internacionales más utilizadas se tienen:

1.5.2. Normas NFPA

Dentro de las normas NFPA las referentes a las instalaciones con GLP son:

Norma NFPA 54: Código Nacional del Gas Combustible, ofrece los criterios generales para la operación e instalación de las instalaciones de GLP por tuberías. Aplicándolas en los sectores residenciales, comerciales e industriales.

Norma NFPA 58: Norma para el Almacenamiento y Manejo de Gases Licuados de Petróleo, respecto a los requisitos de seguridad, transporte, diseño, construcción de los sistemas de GLP.

1.5.3. Códigos ASME Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos

Esta asociación de ingenieros Mecánicos del mundo contribuye con normativa relacionada con gas, y han desarrollado los siguientes códigos:

Código ASME B31.8: “Transmisión y distribución de gas por sistemas de tuberías”.

Código ASME Sección VIII, División 1: Diseño, fabricación e inspección de recipientes a presión.

1.5.4. Normas UNE

Normas aprobadas por AENOR de origen español también hacen referencia a las instalaciones de gas la más empleada es la UNE 60 621. Instalaciones receptoras de gas para usos industriales suministradas en media y baja presión. Hace referencia a las líneas de distribución interior.

1.5.5. Norma Oficial Mexicana

La más importante es la NOM 069-SCFI: "Instalaciones de aprovechamiento para GLP". Brinda las especificaciones técnicas y de seguridad mínimas que deben cumplir las empresas instaladoras en el diseño, e implantación de las instalaciones para aprovechamiento del GLP, también proveen información sobre procedimientos de prueba para las líneas del sistema.

1.6. Regularización de instalaciones de GLP

Las empresas instaladoras de GLP centralizado en el país realizan un proceso, en el cual intervienen entidades públicas para su aprobación.

El proceso para realizar los permisos para la construcción de una instalación de GLP centralizada se divide en dos partes, la primera parte es la obtención del permiso de Factibilidad de GLP, el procedimiento se detalla en el diagrama de flujo de la Figura 1.1. Y la segunda parte es tramitar el permiso Definitivo de GLP, su obtención se puede ver en la Figura 1.2. Los dos permisos son otorgados por el CBDMQ Cuerpo de Bomberos del Distrito Metropolitano de Quito. Y luego serán aprobados por la ARCH: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

1.6.1. CBDMQ: Cuerpo de Bomberos del Distrito Metropolitano de Quito

Entre las actividades más relevantes que desempeñan son las siguientes:

Control de Sistemas de Prevención Contra Incendios.

Permisos de ocupación.

Visto bueno de planos.

Factibilidad de GLP.

Definitivo de GLP.

Inspección para la Prevención de Incendios.

Asesoría técnica a la comunidad.

Investigación de Incendios.

1.6.2. ARCH: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Entre sus actividades más destacadas se encuentran:

Control y fiscalización de transporte, almacenamiento y control de Hidrocarburos.

Control y fiscalización de comercialización de derivados del petróleo, gas licuado de petróleo y gas natural.

Trámite de infracciones Hirdocarburíferas.

1.6.3. Comercializadoras

Las comercializadoras son responsables del abastecimiento del combustible para todos los sistemas de gas centralizado, estas instituciones son parte del proceso de regularización de cada instalación. Se realiza un contrato entre la comercializadora y el cliente, el cual se tramita una vez obtenido el permiso Definitivo de GLP aprobados por el Cuerpo de Bomberos de Quito, como una medida de prevención y seguridad del estado de la instalación a la cual van a abastecer el GLP. Entre las principales comercializadoras a nivel nacional se tiene a CONGAS, ENI, LOJAGAS, DURAGAS.

1.7. Requisitos de operación y seguridad de una instalación de GLP

Los sistemas de gas centralizado en el Ecuador deben cumplir la normativa vigente, y a su vez realizar documentación necesaria para su correcta operación. la misma que es controlada anualmente por entidades que exigen el mantenimiento respectivo y la verificación de seguridad y funcionamiento de la instalación.

1.7.1. Normativa aplicada en el diseño instalaciones de GLP

La norma NTE INEN 2260: 2010 es la referencia para aspectos principales de diseño y construcción, por ejemplo:

La instalación deberá realizarse principalmente con un fácil acceso a las tuberías, área de equipos y del tanque, para su respectivo mantenimiento.

El diseño de la instalación tiene que cumplir con la MPOP (máxima presión de operación permisible), de acuerdo con la Tabla 1.2.

Considerar el lugar de ubicación de las tuberías, estas pueden ser vistas, embebidas, ocultas, enterradas, con su hermeticidad comprobada, en sus uniones de ser soldadas el proceso y la soldadura deben ser calificados, tendrán que cumplir con los requerimientos mínimos de los ensayos de presión aplicados a estas instalaciones, considerar las distancias mínimas entre tuberías de otras ingenierías, las líneas de distribución de GLP deben estar correctamente ancladas y soportadas y posteriormente ser pintadas para su respectiva identificación.

1.7.2. Clasificación de las instalaciones centralizadas

Las instalaciones centralizadas de GLP se clasifican según su presión en:

Tabla 1.2. Clasificación de las Instalaciones según la presión.

CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GLP			
Tipo	Rango de presiones		Sector
Baja presión	0 - 0,05 [bar]	500 mmca - 0,725 [psi]	Residencial
Media presión	0,05 - 0,4 [bar]	0,7 - 6 [psi]	Comercial
Media presión	0,4 - 4 [bar]	6 - 60 [psi]	Comercial e Industrial
Alta presión	4 [bar]	60 [psi]	Plantas Industriales

(fuente: propia)

1.8. Condiciones del Diseño

Para el diseño se considera la demanda máxima de consumo, este análisis es previo a la selección del tanque ya que su capacidad también estará en función de los equipos que va a alimentar el sistema instalado.[6]

Con un cálculo adecuado se garantiza el funcionamiento simultaneo de todos los artefactos a instalarse, considerando las caídas de presión que pudieran presentarse en la instalación, y aun así abastecer cuando se tiene las máximas condiciones de demanda y se eviten daños en los equipos de consumo, esto tiene que ver con el factor de simultaneidad que está asociado al número de viviendas (ocupantes) y del número de equipos que van a instalar.[2]

El diseñador también debe prever la adecuación de más equipos en un futuro. En el diseño se debe contemplar la longitud y el trazado de las tuberías, los accesorios a utilizar que cumplan la NTE INEN 2260: 2010.

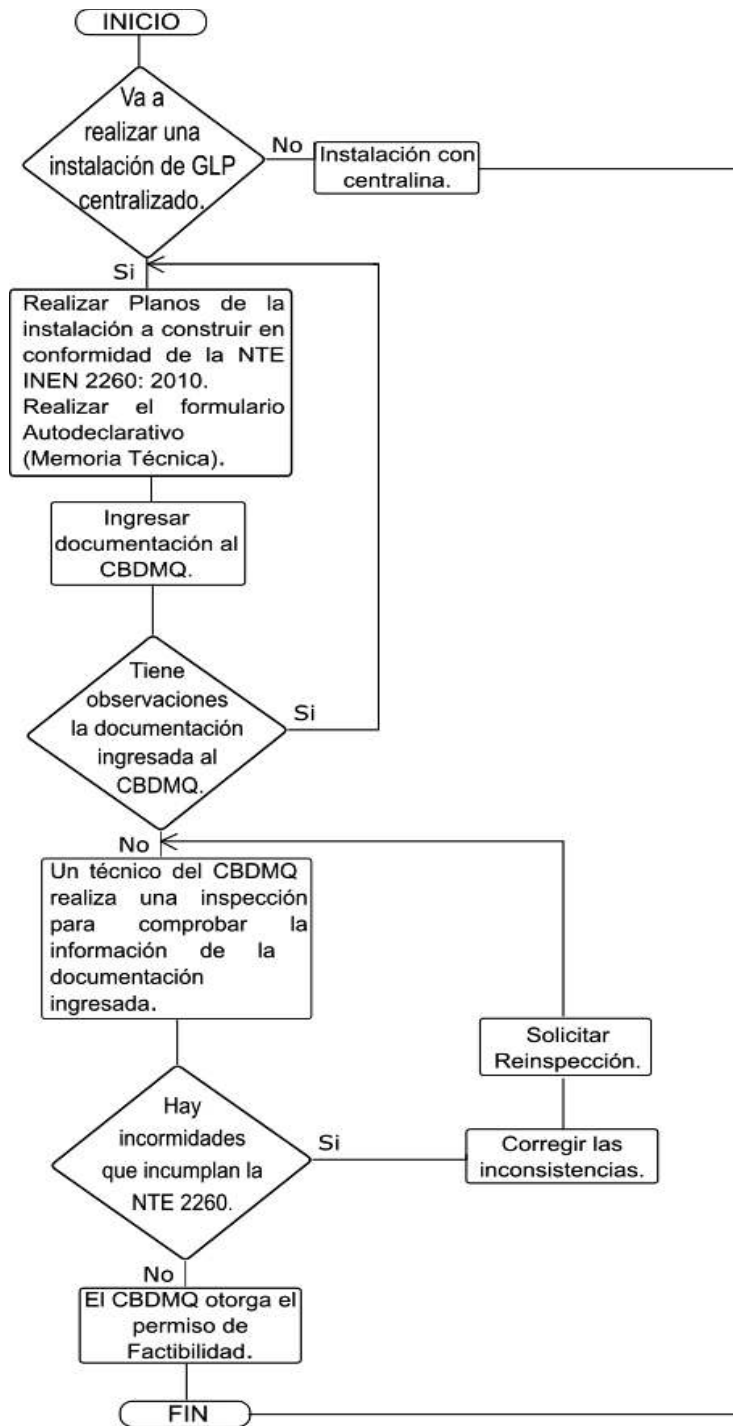


Figura 1.1. Procedimiento para obtención de permiso Factibilidad de instalaciones de GLP. (Fuente: propia).

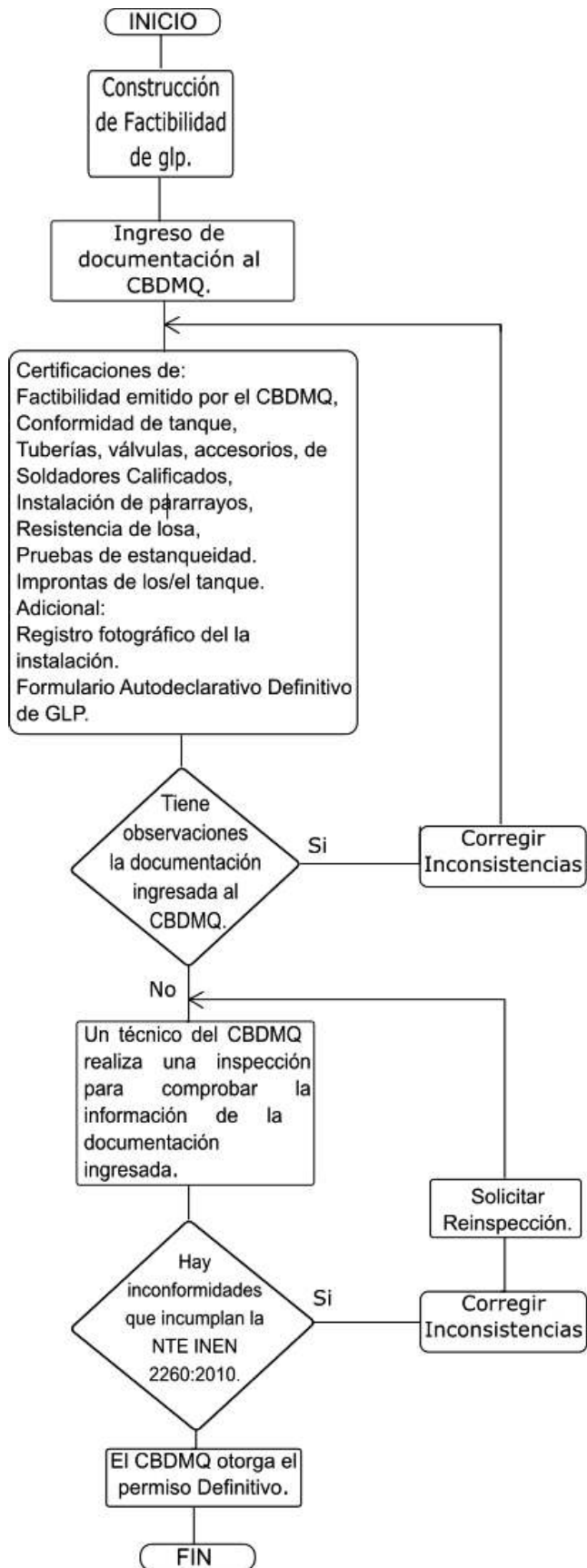


Figura 1.2. Procedimiento para obtención de permiso Definitivo de instalaciones de GLP. (Fuente: propia).

1.9. Métodos de detección de fugas

En la actualidad es muy fácil detectar una fuga, se han desarrollado diversos métodos basados en principios físicos, químicos aprovechando las propiedades fisicoquímicas del GLP a continuación se describen los métodos más empleados para detección de fugas, aunque no todos sean veraces en localizarlas. [7]

Utilizando modelos matemáticos, modelos estadísticos, y herramientas como un balance de masa y energía es posible conocer su influencia en el funcionamiento de un sistema, a continuación, se describen los métodos más empleados desde el más simple hasta los más complejos como ejemplo un software a base de una red neuronal que será la que analice el flujo y lo caracterice, es decir son métodos directos o indirectos para la detección de la fuga.

1.9.1. Inspección visual

El primer método de detección de fugas es la inspección visual de las tuberías, también son de ayuda los dispositivos desarrollados a partir de las mismas propiedades de los componentes del GLP, uno de los más actuales métodos tecnológicos en detección de fugas son los drones que contribuyen en la captura de imágenes cuando se trata de una tubería de un diámetro considerable, estos se pueden denominar métodos directos de detección la mayoría se tratan de un hardware que son manejados por un experto.[8]

También encontramos métodos inferenciales o indirectos, que se caracterizan por medir parámetros en la tubería como la velocidad de flujo y la presión, y son basados en un software, su principio es que un programa tiene el algoritmo que monitorea constantemente el comportamiento del fluido en la tubería para conocer el estado del flujo dentro de la tubería y como infieren estos valores para saber si hay una fuga. [9]

Otro método que está basado en algoritmos son los de redes telemétricas los que se basan en la evaluación de la densidad de los gases de GLP en el ambiente, por medio de sensor de gas integrados en la instalación, los cuales forman redes inalámbricas siendo un sistema que detecta y controla a la vez una fuga de GLP.[10]

1.9.2. Métodos acústicos

La fuga de gas genera una señal acústica a medida que fluye a través del orificio en la tubería, es el indicador de que se ha producido una fuga. Para registrar el ruido interno de la tubería, se deben usar sensores acústicos los cuales son distribuidos a lo largo de la tubería en distancias que están en función de su sensibilidad, ya que si son colocados

muy distantes se aumenta el riesgo de no detectar fugas, También se utilizan dispositivos que permiten la vigilancia de la tubería, otro método son los cerdos inteligentes que viajan a través de la tubería que los inspecciona.[11]

Los sensores acústicos y acelerómetros hasta micrófonos y transductores de presión dinámicos, Son técnicas acústicas de detección de fugas.

1.9.3. Detección de fugas por redes neuronales artificiales

Este es un sistema de detección de fugas para tuberías mediante el uso de redes neuronales artificiales, para el dimensionamiento y localización de fugas y de hasta tasas de descarga del 1%. El efecto de compresibilidad, debido al "empaquetado" del líquido en la tubería, causa muchas alarmas falsas, basado en la conservación masiva del fluido en la tubería, para esto se emplean medidores de flujo los cuales proporcionan los datos para el balance de volumen de línea. Se utiliza este balance para identificar que hay fuga, pero no para localizarla dentro de la tubería. [10]

1.9.4. Sistemas directos de detección de fugas de GLP

Por lo general se trata de un hardware externo a la tubería por ejemplo la detección por sensor infrarrojo, los gases que se encuentran en el ambiente absorben la radiación emitida por los transmisores infrarrojos, de acuerdo al espectro del gas será su longitud de onda, en este sistema óptico se tiene una mezcla de aire y de GLP, el aire atenuará la intensidad del infrarrojo mientras que la mezcla de GLP estará en función de su concentración.[12]

1.9.5. Detección por sensores de combustión catalítica

Se aprovecha el aumento de la temperatura como medida de la concentración del gas, basado en una conversión de pequeñas variaciones de resistencia en voltajes que se pueden medir, la corriente eléctrica que fluye a través del sensor, esto tendrá como consecuencia la elevación de la temperatura esto está en relación a la presencia de gas, aumentando la resistencia interna del sensor, con lo que se realizará la evaluación electrónica con la resistencia del aire limpio.[12]

1.9.6. Detección por infrarrojos de haz abierto

Se trata de una barrera de infrarrojo extendida en un sensor, esta barrera al ser atravesada por gases presenta un valor de absorción infrarroja medible, estas barreras pueden llegar a medir hasta 200 metros, se puede pensar que es una desventaja la imposibilidad de medir la concentración del gas sea alta o baja, es la misma señal que se mide en la barrera óptica, pero en si es más confiable ya que evitará una concentración de gas.[13]

1.9.7. Detección por ultrasonidos

Se basa en el principio de ultrasonidos generados por las fugas de alta presión, sin necesidad de que el gas tenga contacto con el sensor, en ventaja de los sistemas de detección por infrarrojo no se afectan por condiciones climáticas o radiación solar, al igual de un sistema por combustión catalítica se vería afectado. [14]

1.9.8. Métodos estadísticos

El más utilizado el método de la desviación, este método se basa en un modelo matemático del sistema de tuberías, que puede predecir las tasas de flujo y presiones, para luego compararlas con los valores medidos. Las diferencias pueden indicar una fuga, reporta la presencia de una fuga cuando hay un porcentaje de variación del caudal respecto al caudal nominal en un lapso. [8]

Este porcentaje será más fácil determinar dependiendo de la ubicación de la fuga a lo largo de la tubería. Este método es confiable para detección de la fuga, pero no es capaz de localizarla así sea grande. Está técnica también se complementa con un balance de volumen y masa al utilizar un modelo de flujo de tuberías que permite calcular los cambios durante el flujo transitorio, Billmann e Isermann (1987) propusieron un método basado en una forma adaptativa no lineal de observar la dinámica de la tubería y una técnica de correlación especial para la detección de fallas basado en mediciones de flujo y presión en la entrada y salida de la tubería. [13]

El sistema usa mediciones de flujo y presión en los extremos de una tubería, se ha aplicado para detectar fugas en gasoductos detectando fugas tan pequeñas como el 1% del caudal nominal.

Los rendimientos de algunos de los sistemas de detección de fugas mencionados se presentan en el Anexo 1. Donde se informa el tiempo de detección frente al tamaño de la fuga (porcentaje del caudal en la tubería). En esta gráfica la interpretación para los

métodos que se encuentran por debajo del 1%, tienen retrasos de 100 segundos, pero los métodos utilizados en la actualidad no alcanzan estas capacidades.[13]

1.9.9. Clasificación de métodos de detección de fugas

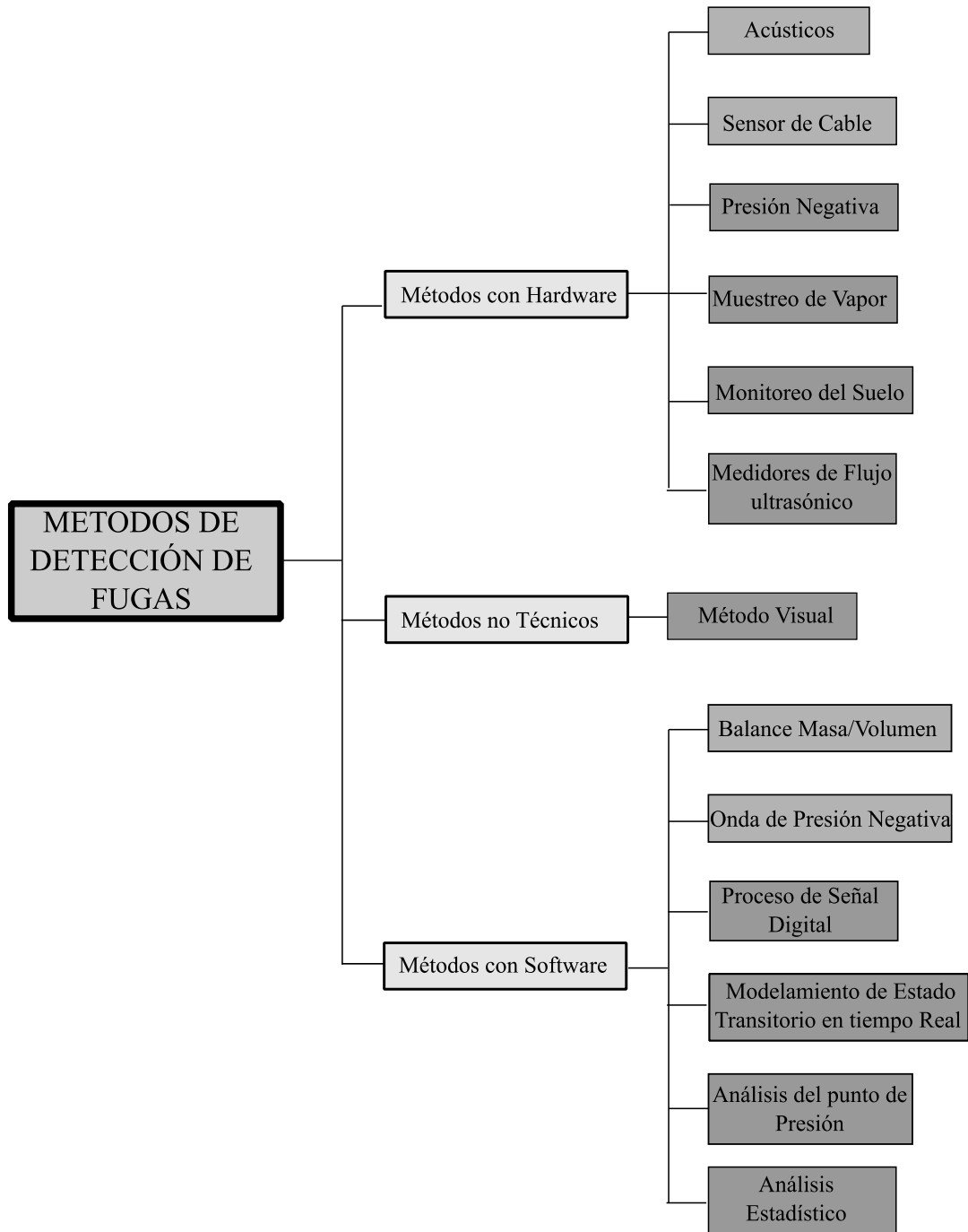


Figura 1.3. Clasificación general de los métodos de detección de fugas.
(Fuente: propia)

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se detalla el procedimiento para recolectar los datos de los parámetros a partir de un modelo experimental, realizando mediciones en un tiempo determinado, se consideró las condiciones ambientales más aptas para una vaporización natural del GLP dentro del tanque. Este procedimiento también se lo realizó de forma teórica, descrito en el modelo matemático donde se obtuvieron las condiciones de diseño de la instalación para su posterior construcción, basado en ecuaciones que se han desarrollado a partir de la conservación de energía como la ecuación de Bernoulli, o de Renouard. Finalmente se realizó un análisis de parámetros experimentales y poder validar los resultados que se obtuvo teóricamente.

2.1. Modelo matemático

Se inició tomando los valores nominales de requerimiento energético de los equipos de consumo, en este caso se utilizarán dos equipos, 1 cocineta y 1 calefón. Para un flujo incompresible se puede aplicar de forma sencilla la ecuación de Bernoulli, con esta expresión a partir de los valores nominales ya conocidos se calculó la velocidad, en los puntos de la instalación donde se tienen datos y de esta forma verificar la condición del GLP de comportarse como flujo incompresible con el cálculo del número de Mach.

2.1.1. Ecuación de Bernoulli

La expresión mostrada en la ecuación 2.1 es una herramienta muy útil y de uso sencillo para calcular el caudal, las pérdidas, diferenciales de presión.

$$\frac{V_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} + z_1 + w_b = h_f + \frac{V_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + z_2 + w_L \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

P: Es la presión estática a la que está sometido el fluido, dentro de la tubería.

g: Valor de la aceleración de la gravedad.

z: Altura sobre un nivel de referencia.

γ : Es el peso específico del fluido resultante del producto entre densidad y la gravedad.

w: Trabajo de una bomba.

Los subíndices 1 y 2 indican si los valores están dados para el comienzo o el final del tramo a estudiar.

2.1.2. Número de Mach

También se calculó el Número de Mach, para determinar la incompresibilidad del GLP el resultado debe ser menor a 0,3 en los puntos donde se va a evaluar, para poder considerar constante a la densidad en la tubería que está después del último regulador de presión con la siguiente expresión:

$$M = \frac{v}{v_s} \quad \text{Ecuación 2.2.}$$

v : Representa la velocidad del flujo en el punto donde se va a realizar la medición.

v_s : Es la velocidad del sonido obtenida de la fórmula de los gases ideales.

Adicional también se calculó, demanda de equipos y consumo, carga de gas por día requerido por los equipos.

2.1.3. Caudal neto de la instalación

Se procedió a calcular cada variable de la ecuación de Bernoulli iniciando por el Caudal de consumo, y con este resultado se obtuvo posteriormente la velocidad de conducción del gas y se lo hizo en función del consumo nominal de los equipos.

En este caso se utilizó una cocineta y un calefón, el consumo para este conjunto de equipos se obtiene con la sumatoria de la relación de la potencia o consumo calorífico y el poder calorífico superior de ambos, es decir:

$$Q_n = \frac{P_A}{PCS} \quad \text{Ecuación 2.3.}$$

Donde:

Q_n : Caudal neto.

P_A : Potencia del equipo.

PCS : Poder calorífico superior del GLP.

2.1.4. Cálculo del diámetro de tubería

Para el dimensionamiento de la tubería se lo realizó con la ecuación de la NPFA 54 año 2015, proporciona una ecuación para conducción de flujo con presiones bajas (menor a 1,5 psi).

$$D = \frac{Q^{0,381}}{19,17 \left(\frac{\Delta H}{C_T * L} \right)^{0,206}} \quad \text{Ecuación 2.4.}$$

Donde:

D: Diámetro interior en [pulg].

Q: Caudal en [pie³/h].

P₁: Presión inicial en [psia].

P₂: Presión final en [psia].

L: Longitud equivalente en [pie].

ΔH: Caída de presión en [pulg H₂O] (27.7 pulg H₂O = 1 psi).

Los valores de C_r están dados por la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Valor de Factor Cr.

FACTOR CR	
Gas	Valor
Gas Natural	0,6094
Propano	1,2462

(Fuente: propia)

2.1.5. Velocidad

Una vez obtenido el caudal se calcula la velocidad, en los diferentes tramos de la instalación, para poder verificar la variación de este parámetro.

En conformidad de la norma (UNE 60 621/96) se puede calcular la velocidad en las siguientes unidades:

$$v = 378,04 * \frac{Q}{P * D^2} \quad \text{Ecuación 2.5.}$$

Donde:

v: Velocidad del gas en conducción en [m/s].

Q: Caudal en [m³/h].

P: Presión en [bar]. (valor nominal).

2.1.6. Presiones nominales

Las presiones nominales son las que se tienen en las especificaciones técnicas de cada equipo, considerando que su uso va a ser a potencia máxima, se escogieron los valores de operación máximos para el cálculo, tanto de la cocineta como para el calefón, esto se puede observar en el Anexo 2, y Anexo 3, respectivamente.

2.1.7. Cálculo de pérdidas

Para el cálculo de las pérdidas se realizó a partir de las ecuaciones de Renouard en conformidad de la norma UNE 60 621 para Instalaciones receptoras de gas para usos industriales suministradas en media y baja presión. Parte 4: Líneas de distribución interior. Para la aplicación de esta ecuación se debe cumplir la siguiente relación.

$$\frac{Q}{D} < 150$$

Ecuación de Renouard para presión media (0.05 bar < P < 5 bar).

$$P_1 - P_2 = 25076 * \rho * L * \frac{Q^{1,82}}{D^{4,82}} \quad \text{Ecuación 2.6.}$$

Se calculó con los valores nominales de las presiones tomando como P_2 : la presión nominal requerida por los equipos en [bar] y a P_1 : la presión nominal obtenida de la lectura del manómetro de segunda etapa en [bar], que es la presión nominal de salida del regulador, este valor se tomó del Anexo 4. ρ : La densidad es la densidad relativa $\rho = 2,01$ L la longitud de conducción en [m], Q: caudal de gas en $\left[\frac{m^3}{h}\right]$ en el tramo en análisis. D: diámetro interior de la tubería en [mm].

2.2. Modelo experimental

A continuación, se presenta una descripción de los elementos que conforman el banco de pruebas para realizar las mediciones. También se detallan características y especificaciones de los instrumentos de medición y de control para la obtención de datos del GLP en operación.

2.2.1. Montaje experimental

Para realizar una metodología de detección de fugas, se realizó la construcción de una instalación tipo departamento, se la construye en la ciudad de Quito, en el sector de Cotocollao, en los exteriores del departamento escogido para realizar estas pruebas y posteriormente las mediciones, basada en los cálculos teóricos.

La línea de consumo constara de:

- Tubería de Cobre tipo "L", de acuerdo con la Norma ASTM B 88, ISO 1640.
- Manguera de alta presión pig tail.
- Canal troquelado y vinchas para soportería y anclaje de la tubería.
- Pintura amarilla, acorde a la NTE INEN 440:84.

- Reguladores:
 - Primera etapa: REGO 597FA
 - Segunda etapa: Reqa 738 Q:10 kg/h
- Medidor de caudal
- Manómetros
- De Primera etapa: 0 – 60 [psi]
- De Segunda etapa: 0-1000 [mmca]
- Manómetro externo: 0-20 [pulgH₂O]
- Manómetro ubicado antes del equipo de consumo: 1 [psi]
- Válvulas de bola de media vuelta.
- Válvula principal de corte $\varnothing \frac{1}{2}$ [pulg]
- Válvulas de corte para equipos $\varnothing \frac{1}{4}$ [pulg]
- Accesorios de cobre (so-so):
- Acoples
- Tees
- Uniones
- Codos 90°
- Terminales machos y hembras.

2.2.2. Equipos y Personal

El equipo a utilizarse para la construcción es un tanque de oxígeno para poder realizar la soldadura fuerte en la cual el material a usar será una varilla de soldadura y material de aporte con un punto de fusión superior a los 500 [°C], por lo general es más utilizada la varilla de plata. Este proceso de soldadura por capilaridad debe ser realizado por un soldador calificado. De igual manera el personal que realiza la instalación debe estar capacitado y en conocimiento de la normativa vigente.

Este es el caso más utilizado de instalación para uso residencial, y el número de accesorios varía según sea el número de equipos a conectar.

La configuración de la instalación será todo en serie, y en paralelo los equipos, en este caso se ha considerado realizar para tres equipos de consumo. En este tipo de instalaciones no hay recirculación gracias a los reguladores en caso de que las válvulas de corte estuvieran abiertas.

El diseño de la instalación propuesta, Figura 2.1. es con la finalidad de poder apreciar, y percibir las caídas de presión y cambios drásticos en el caudal, siendo estos los indicadores de una posible fuga. En la Figura 2.2. y 2.3. se indican los equipos instalados posteriormente para realizar las mediciones.



Figura 2.1. Instalación tipo doméstico para mediciones de flujo.
(Fuente: propia).



Figura 2.2. Calefón a gas.
(Fuente: propia).



Figura 2.3. Cocineta a gas.
(Fuente: propia).

2.2.3. Mediciones y recolección de datos experimentales

La instalación según la NTE INEN 2260: 2010 segunda revisión, está provista de una línea matriz, provista de dos etapas de regulación antes de los equipos de consumo, a partir de la cual se harán derivaciones, para alimentar a la cocineta y al calefón. Se colocaron manómetros para medir el valor de la presión dividiendo por tramos, para el control de este parámetro, antes de cada manómetro está colocada una válvula de corte, para permitir el paso de GLP a los puntos de consumo, el sistema de alimentación de gas se lo realizó empleando un tanque de 15 [kg], este será previamente pesado empleando una balanza la cual nos ayudó a llevar el control de la masa de gas consumido en cada medición. A continuación, se detallan los equipos utilizados en el proceso de medición y control experimental de parámetros:



Figura 2.4. Balanza, apreciación 0,5 kg.
(Fuente: propia).



Figura 2.5. Manómetro de Primera etapa, apreciación 1 psi.
(Fuente: propia).



Figura 2.6. Medidor de volumen, apreciación 0,001 m³.
(Fuente: propia).



Figura 2.7. Manómetro de Segunda etapa, apreciación 20 mmac.
(Fuente: propia).



Figura 2.8. Manómetro externo de tercera etapa, apreciación 0,5 pulgH₂O.
(Fuente: propia).



Figura 2.9. Manómetro ubicado antes del último equipo, apreciación 1 pulgH₂O.
(Fuente: propia).

Al tener la masa inicial de gas contenido en el cilindro, se procedió a abrir la válvula principal de corte para alimentar la línea hasta los respectivos equipos, las mediciones se las realizó cada 15 minutos para ambos casos con y sin fugas, las mediciones y datos tomados fueron los siguientes:

Presión 1, [P₁]. Esta lectura se la realizó en el manómetro de primera etapa Figura 2.7. Colocado inmediatamente después del regulador de primera etapa.

Presión 2, [P₂]. Esta lectura se la obtuvo en segundo manómetro Figura 2.8. colocado después del regulador de segunda etapa, después del medidor de caudal.

Lectura del medidor de volumen, Figura 2.7. en cada medición cada 15 minutos, para la obtención del flujo másico.

Presión 3, [P₃]. Fue leída en el medidor externo, Figura 2.9. el cual está conectado después de un accesorio roscado, para la toma de mediciones sin fuga se mantuvo cerrada la válvula que lo antecede, esta conexión se observa en la Figura 2.7.

Presión 4, [P₄]. Esta lectura se la obtuvo del manómetro, Figura 2.10. que antecede al último equipo que es la cocineta.



Figura 2.10. Válvula antes y después del elemento roscado, con el cual se simulará la fuga.
(Fuente: propia).

Las lecturas de los manómetros, para el modelo experimental cuando se produce la fuga se las realiza de la misma manera que cuando no hay fuga en la instalación a diferencia que en la segunda derivación de la tubería se ha colocado un elemento roscado mostrado en la Figura 2.11. el cual es un tapón que por lo general son usados con frecuencia para cerrar un punto extra que se lo realiza en una instalación con el propósito de a futuro implementar un equipo a gas adicional como por ejemplo una secadora.

2.2.4. Para el cálculo de pérdidas

Las presiones se analizarán respecto a los puntos seleccionados en el diagrama:

B: Presión de primera etapa [P_1].

C: Presión se segunda Etapa [P_2].

D, E: Presiones antes de ingreso a los equipos. P_3 , P_4 respectivamente.

TRAMOS:

Primera etapa A-B

Considerando la capacidad máxima de llenado de un tanque del 85% de su volumen, a una temperatura ambiente de 15 °C y que su presión no excede los 1.73 MPa. Según el literal c, del numeral 7.10.1.2 referente a tanques en la NTE 2260. 2010.

La primera presión que se toma para los cálculos experimentales en esta etapa es la de salida del regulador de primera etapa que por defecto del regulador está dentro de un rango de presión de salida del regulador de primera etapa: $10 > P_1 > 30$ [psi]. Este valor se puede verificar en el Anexo 4 donde, se encuentran las características de operación del regulador.

Segunda etapa B-C

La presión de salida del regulador de segunda etapa está en un rango de $0.43 > P_2 > 0.507$ [psi]. En el Anexo 5, se puede verificar este rango de presiones, donde están especificadas las características del regulador.

Este resultado permitió realizar una comparación teórica de caídas de presión por pérdidas dentro de la tubería y accesorios de la instalación, con el valor tomado del medidor de volumen colocado en la instalación justo antes del manómetro de segunda etapa, este análisis se lo puede realizar asumiendo que no hay fugas, entre las etapas A-B y B-C.

Antes de los equipos Tramos C-D y D-E

Las lecturas de presiones en estos tramos de la instalación también fueron consideradas para cálculo de pérdidas, ya que se tiene la presión de entrada al equipo y la presión de segunda etapa que es la última presión regulada. Por lo que se puede establecer un porcentaje de pérdidas.

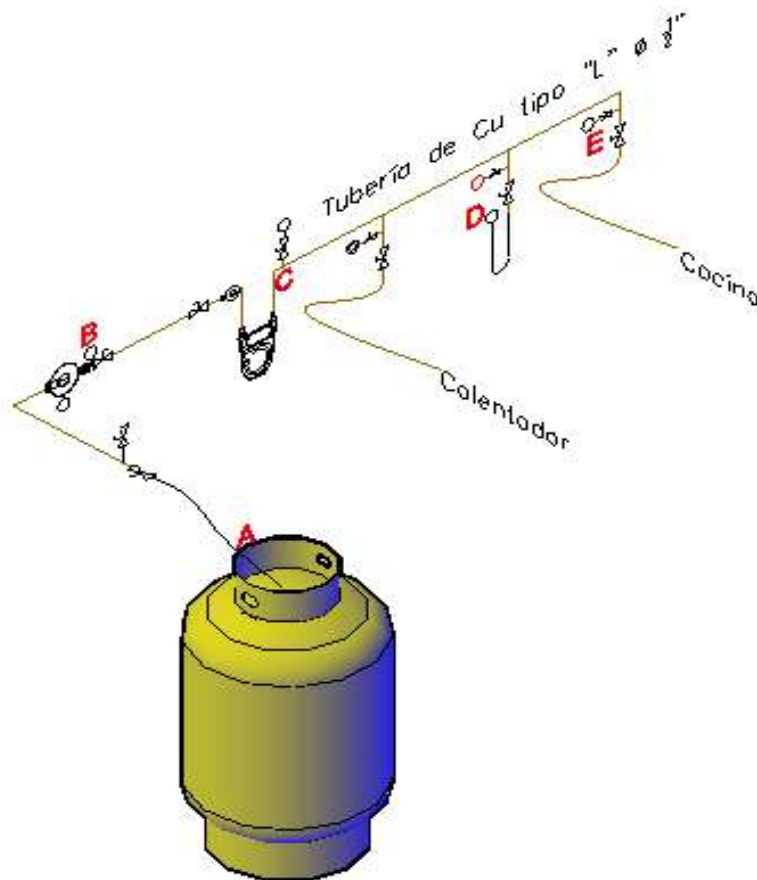


Figura 2.11. Diagrama del modelo experimental.
(Fuente: propia).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de experiencias realizadas en distintos días, con diferentes temperaturas ambiente, a diferentes horas, variando el consumo de los equipos por día, considerando la masa de gas utilizada en cada medición de los parámetros considerados relevantes para una caracterización del flujo cuando hay fuga y de la misma manera cuando no hay fuga en la instalación. Se relacionarán los parámetros obtenidos en función del requerimiento de los equipos con los parámetros obtenidos experimentalmente.

3.1. Obtención de parámetros calculados

Se los realizó a partir de los valores nominales de los requerimientos de los equipos de consumo, estos serán los valores que permitan realizar el diseño del modelo experimental.

3.1.1. Demanda y carga total de los artefactos a utilizar

La Tabla 3.1. muestra los valores nominales de los parámetros de funcionamiento de los equipos de consumo, con los cuales se realizó los cálculos teóricos como diámetro de tubería, velocidad, pérdidas nominales.

Tabla 3.1. Demanda y carga total de equipos de consumo de GLP instalados.

Equipos	Cantidad	Potencia	Pmin.	Pmax.	Q
		[kW]	[psi]	[psi]	[m3/h]
Cocineta	1	10	0,5689348	0,8534022	0,00079
Calefón	1	17,4	0,435114	0,72519	0,00174

(Fuente: propia)

En la Tabla 3.2. Se tienen los valores del caudal necesario para los dos equipos instalados, fueron calculados con la ecuación 2.3. para que se aproveche la potencia superior de los equipos que al relacionarla con el poder calorífico superior del GLP se obtiene el caudal neto para la instalación.

Tabla 3.2. Consumos de equipos en instalación de GLP.

Equipos	Q [kg/h]
Cocineta	0,71684588
Calefón	1,24731183
Total	1,96415771

(Fuente: propia)

El caudal neto obtenido es:

$$Q_n = 1,964 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]$$

3.1.2. Consumo Diario

Asumiendo que los equipos se ocupen al día de 3 a 4 horas al día, el consumo diario se obtiene relacionando el resultado de la ecuación 2.3. con las horas de uso diario.

$$Q_n = 1,964 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] * 4 \text{ [h]}$$

$$Q_n = 7,856 \text{ [kg/día]}$$

Como se instaló un medidor de caudal el consumo diario aproximado debe estar en las siguientes unidades, y poder tener un valor aproximado de lo que se debe consumir experimentalmente.

$$Q_n = 0,7168 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] * \frac{0,0010 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right]}{1 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]} * 4 \text{ [h]}$$

$$Q_n = 0,0028 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right]$$

3.1.3. Cálculo del diámetro de la tubería

$$D = \frac{Q^{0,381}}{19.17 \left(\frac{\Delta H}{C_r * L} \right)^{0,206}}$$

$$D = \frac{(69,358005)^{0,381}}{19.17 \left(\frac{2.3689}{1,2462 * 11,811} \right)^{0,206}}$$

$$D = 0,382 \text{ [pulg].}$$

El resultado del diámetro calculado es 0,382 [pulg], este valor de diámetro interno de tubería no se encuentra disponible en el mercado, por lo que se toma el valor más cercano que es la tubería de ½ [pulg] de diámetro, este diámetro nominal será con el que se construya en el modelo experimental.

3.1.4. Velocidad del flujo

Para el cálculo de la velocidad de conducción del GLP estimada en la tubería, se obtuvieron los siguientes valores, a partir de la ecuación de Bernoulli donde todos los parámetros de la Tabla 3.3. son también calculados con valores nominales, con los cuales también se obtendrán las pérdidas.

Tabla 3.3. Parámetros para cálculos de pérdidas.

CÁLCULO DE VELOCIDAD POR ETAPAS			
PARÁMETRO	UNIDADES	SEGUNDA	ANTES DE LOS EQUIPOS
	TRAMOS	B-C	D-E
Presión	[bar]	0,052906938	0,058799412
Caudal	[m3/h]	0,01	0,00079
Diámetro	[mm]	12,7	12,7
Velocidad	[m/s]	0,443014239	0,031490853

(Fuente: propia)

3.1.5. GLP flujo incompresible

Se realizaron dos análisis en el flujo con una verificación matemática de la conservación de la energía al aplicar el teorema de Bernoulli y el cálculo del número de Mach, en mecánica de fluidos son muy útiles para verificar la incompresibilidad de un fluido.

3.1.6. Aplicación del número de Mach

Tabla 3.4. Valores del Número de Mach.

NÚMERO DE MACH		
TRAMO	B-C	D-E
VELOCIDAD [m/S]	0,44301424	0,03149085
MACH	0,00129083	9,1757E-05

(Fuente: propia)

En la Tabla 3.4. se obtuvo el número de Mach en cada tramo y cumple con la condición $M < 0,3$ para considerar su densidad constante a lo largo de la tubería.

3.1.7. Aplicación de la ecuación de Bernoulli

Los resultados de la densidad fueron obtenidos relacionando los tramos A-B, de donde se tiene la P_1 , del tramo B-C, la presión P_2 , en este tramo es muy notoria una variación de presión ΔP , esto se debe a los reguladores de presión que drásticamente bajan la presión de una presión media a una presión baja, esto se establece según el numeral 6.2 de la NTE 2260: 2010, donde se especifican los rangos de valores de la Presión Máxima de Operación, a los cuales deben estar calibrados los reguladores y accesorios de regulación que se utilicen. Según el Anexo 4, la presión es bajada de 50-80 [psi] que es la presión de salida desde el tanque a un valor de 1-15 [psi] que corresponde a la presión de salida del regulador de primera etapa P_1 , en el punto B. La segunda presión para el cálculo se la toma del punto C, según el Anexo 5, su rango de operación es de 30-35 [mbar], equivalente a 2-2.4 [psi]. Esta reducción de presión es la que afecta a la densidad del flujo en este primer cálculo se obtuvo el siguiente valor de densidad con la ecuación 2.4.

$$\rho_{1-2} = \rho_{B-C} = 890421,854 * 10^{-6} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

Con los siguientes tramos se realizó el mismo procedimiento.

$$\rho_{2-3} = \rho_{C-D} = 30408,0114 * 10^{-5} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\rho_{3-4} = \rho_{D-E} = 30778,3741 * 10^{-5} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\rho_{2-4} = \rho_{C-E} = 29381,609 * 10^{-5} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

El valor de ρ_{B-C} tiene este valor y difiere en el resto de tramos es por el $\Delta P > 0,1$ lo cual no permite deducir que el GLP se comporta como un flujo incompresible, pero en los siguientes tramos donde $\Delta P < 0,1$ la diferencia de densidades es proporcional a esta pequeña variación de la presión, debido a que ya no se tiene un regulador de tercera etapa en la instalación y es con la presión con la que va a operar la línea hasta conectarse con los equipos. Con estos resultados se puede establecer que entre los tramos C-D y D-E se encontró un $\Delta \rho = 1,22\%$.

3.1.8. Pérdidas de carga con la Ecuación de Renouard

Tabla 3.5. Pérdidas de carga.

PÉRDIDAS DE CARGA		
PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
Presión P_1	bar	0,05290694
Presión P_2	bar	0,05879941
Densidad	-	2,01
Longitud	m	3,6
Caudal	m ³ /h	0,00079
Diámetro	mm	12,7
PÉRDIDAS DE CARGA		0,00066019

(Fuente: propia)

La Tabla 3.5. presenta los valores de Pérdidas de carga, aquí se considera desde la ubicación del tanque que sea en cumplimiento de la NTE INEN 2260: 2010, en donde se especifica en el numeral 7.9 en el literal d.1, para el cilindro de 15 [kg]. El cilindro debe estar colocado al exterior de la vivienda, la longitud de la tubería se considera a partir desde donde inicia la acometida desde el tanque hasta donde va a ser instalado el ultimo equipo de consumo. En el montaje experimental la distancia es de 3 metros. Todo fue conectado al exterior de la vivienda para realizar las mediciones.

La longitud incluye también a los accesorios como codos, tes, válvulas, acoples, reguladores etc. Que también contribuyen a las pérdidas como las que produce la tubería para considerar este porcentaje de pérdidas se multiplica a la longitud de tubería por 1,20 cuando se trata de una tubería de baja presión.[6]

3.2. Resultados obtenidos por diseño experimental

Los datos tomados experimentalmente fueron tabulados de acuerdo con el orden que fueron instalados los dispositivos de medición en la instalación, el peso fue tomado antes de iniciar cada medición. Como se presentan en la tabla 3.6.

3.3. Relaciones de primera etapa

Para poder saber que ocurre con el flujo se realizaron las mediciones de presión desde la primera etapa, para los dos casos de estudio con o sin fugas, a continuación, se presentan las gráficas que indican el comportamiento del parámetro de la presión.

Tabla 3.6. Parámetros tomados en cada medición.

PARÁMETRO	VALOR MEDIDO	UNIDAD
	GAS (g)	
Peso	23,2	kg
Tiempo	0-15	min
Temperatura Ambiente	15	°C
Presión [P ₁]	10	Psi
Volumen	0,221	m ³
Presión [P ₂]	490	mmca
Temperatura del gas	24	°C
Presión [P ₃]	20,3	pulgH ₂ O
Presión [P ₄]	19,1	pulgH ₂ O

(Fuente: propia)

Conociendo los rangos de trabajo se podrá determinar si la instalación está siendo afectada por una fuga, o si se trata de la falta de gas en el tanque que impide la vaporización natural para la alimentación necesaria hacia los equipos, o si se trata de una falla en los accesorios iniciales como son el regulador de primera etapa y el manómetro.

3.3.1. Presiones medidas en todos los tramos. Flujo sin fuga

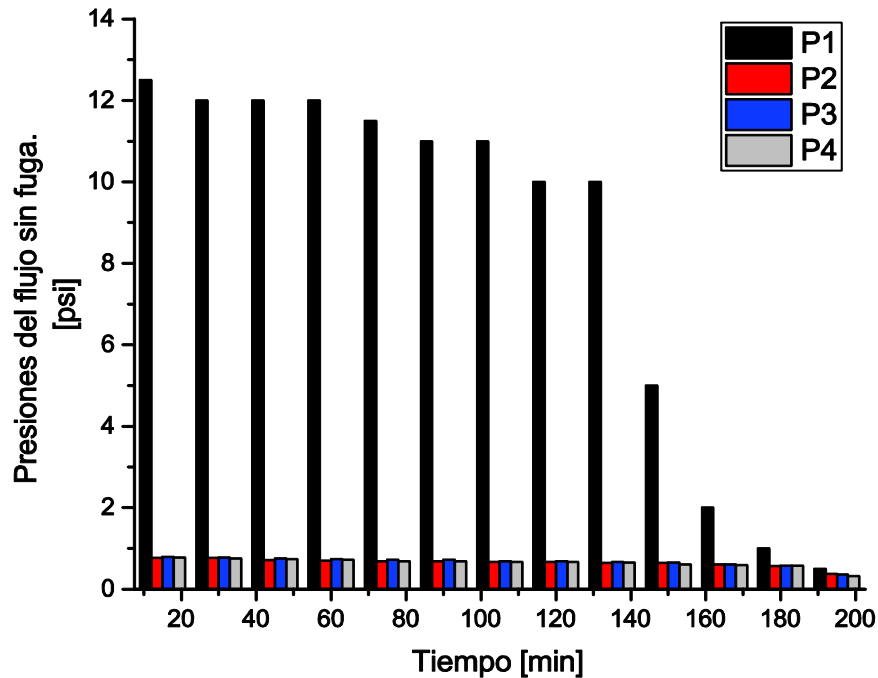


Figura 3.1. Gráfica de presiones vs. tiempo.
(Fuente: propia).

En la Figura 3.1. se presentan en la gráfica todas presiones medidas tomadas en todos los tramos de la instalación, el flujo sin fugas fue observado durante tres horas y media aproximadamente, P_1 , las barras de color negro muestran que tienen los mayores valores al inicio de cada medición, los datos fueron tomados cada 15 minutos, hasta el minuto 130 la variación es de 1 a 2 [psi], en adelante la presión P_1 cae de 12.5 a 7 [psi], esto se debe a que la cantidad de GLP que se encuentra en fase gaseosa es insuficiente para abastecer la línea. Mientras más baja sea la presión P_1 , hay menos cantidad de gas en el tanque y si la velocidad de consumo es la misma o mayor que la velocidad de vaporización se podría dar el congelamiento del tanque, esto se debe al principio de Joule-Thompson.

Esta presión indica cuando se está terminando el GLP y es hora de recargar el tanque.

Las presiones P_2 , P_3 , P_4 , son presiones que se encuentran después de la segunda etapa de regulación, tienen valores muy cercanos entre sí desde 0,7 hasta 0.3 [psi], como muestran las barras de colores, roja, azul y gris, estas presiones son las que deben variar drásticamente si la fuga se presenta en los tramos C-D y D-E.

3.3.2. Presiones medidas en todos los tramos en flujo con fuga

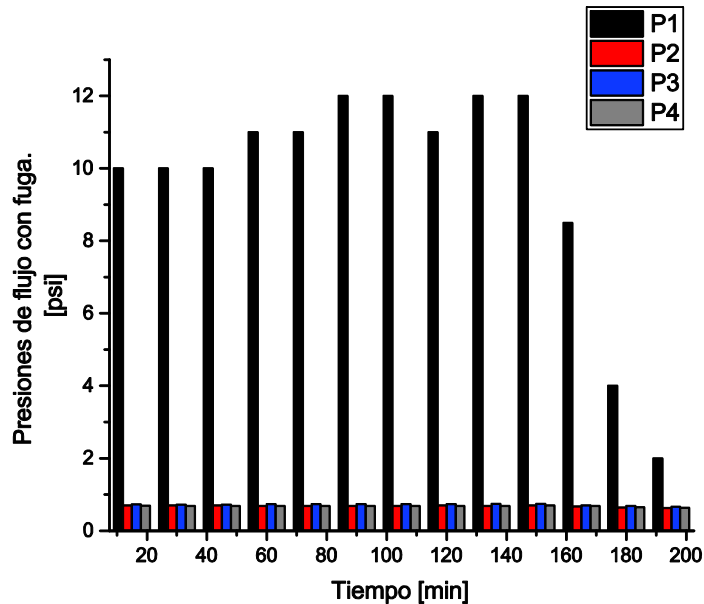


Figura 3.2. Presiones vs. tiempo en medición con fuga.
(Fuente: propia).

A diferencia de la gráfica anterior las presiones P_1 dadas por las barras negras se observan muy variables, el comportamiento de la presión del flujo de GLP es inestable, de igual manera se ha realizado con un tanque que contiene menos de la mitad de su capacidad para observar cómo va disminuyendo la presión con el tiempo, pero en este caso no se puede ver esta tendencia, debido a la inestabilidad que le causa la fuga al

flujo. En cada medición las presiones P_2 , P_3 , P_4 presentan un comportamiento similar cuando se tiene la fuga presente, no tienen estabilidad tienden a subir y bajar, en períodos de 30 minutos varían 0,1 [psi], pero esto es perceptible gracias a la apreciación de los manómetros, en las instalaciones actuales no se implementan este tipo de manómetros para no encarecerla.

3.4. Relaciones Paramétricas (sin fugas)

En esta sección se presentan los resultados de las mediciones tomadas cuando no hay fuga en la instalación que afecte al flujo de GLP.

3.4.1. Parámetros: Presión de primera etapa P_1 , Temperatura del gas vs. tiempo, medición sin fuga en el flujo

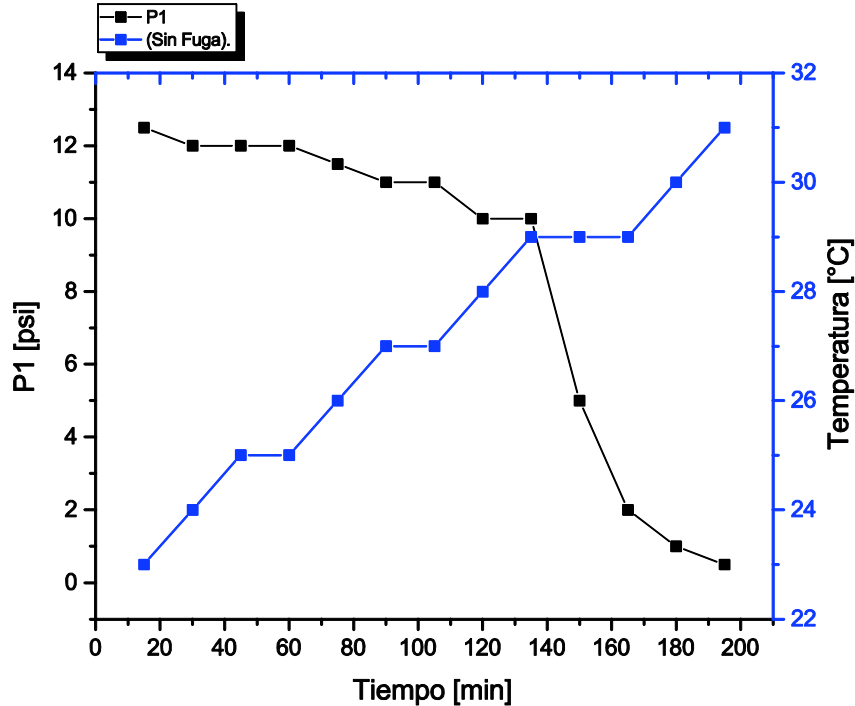


Figura 3.3. P_1 , Temperatura vs. tiempo.
(Fuente: propia).

La Figura 3.3. muestra la gráfica de variación de la presión P_1 o de primera etapa, respecto al tiempo, su variación se midió cada 15 minutos durante 195 minutos equivalente a tres horas y media, el cual es el tiempo estimado de uso para una instalación de tipo doméstico para preparación de alimentos y uso de calefón, la vaporización del gas es natural, y las presiones tienden a subir, o estabilizarse, en los primeros minutos, P_1 , varía entre 1 y 2 [psi], transcurridas 2 horas y 30 minutos la temperatura tiene un comportamiento casi lineal, aunque no tiene un crecimiento

acelerado, solo varía entre cada medición de 1 o 2 grados, a diferencia de la presión P_1 con una tendencia decreciente con el tiempo debido al agotamiento del gas en el minuto 150 la presión cae bruscamente de 10 a 5 [psi]. Mientras que la temperatura en ese mismo instante no tiene ninguna variación.

Al darse esta caída de presión, se da el fenómeno de formación de una capa de hielo alrededor del tanque en la parte inferior, como se observa en la Figura 3.4. El GLP en fase líquida con la fase gaseosa dentro del sistema cerrado, al ser mayor la velocidad de consumo que la de vaporización, debido a la falta de presión en el tanque, disminuye la temperatura interna del tanque por lo que hay mayor transferencia de calor con el ambiente por lo que la humedad contenida en el aire se condensa hasta congelarse, esto ocurrió en el minuto 145, y se debe al efecto Joule-Thompson.



Figura 3.4. Efecto Joule-Thompson en tanque de GLP.
(Fuente: propia).

3.4.2. Parámetros: Presión de primera etapa P_1 , Temperatura del gas vs. tiempo, medición con fuga en el flujo

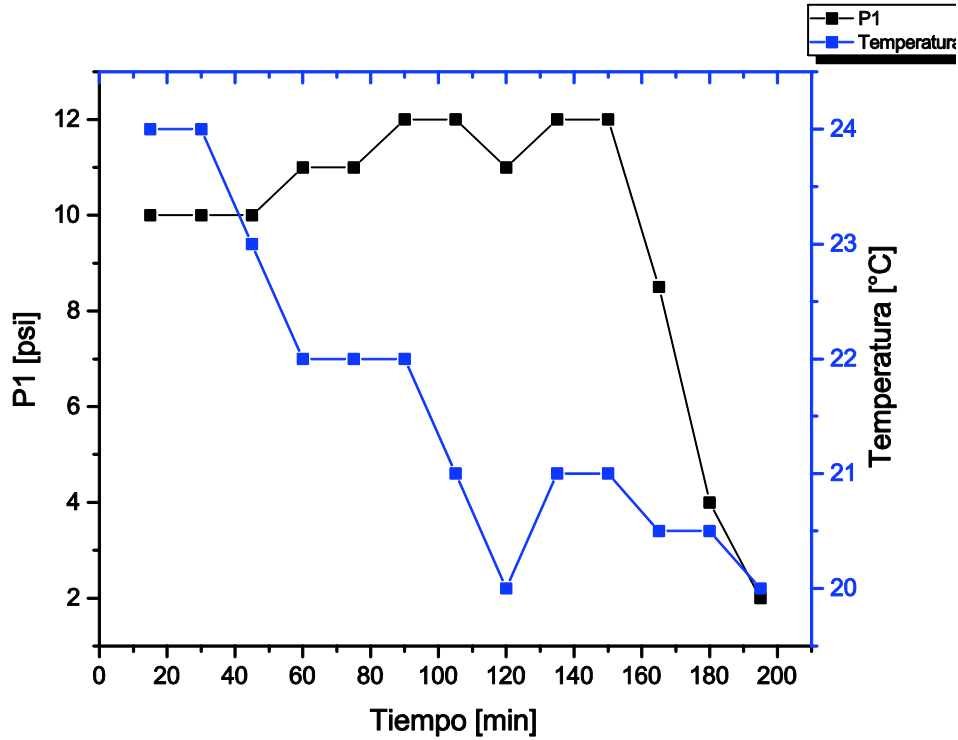


Figura 3.5. P_1 , Temperatura vs. tiempo.
(Fuente: propia).

En la gráfica de la Figura 3.5. las presiones P_1 muestran un incremento desordenado en cada período, este comportamiento del flujo durante los primeros 45 minutos la presión se mantiene en un valor de 10 [psi], transcurrido este tiempo la presión tiende a subir 1 [psi] manteniéndose 30 minutos y de nuevo tiene un incremento de 1 [psi], el comportamiento de la curva es creciente y se queda en este valor hasta los 100 minutos, y la presión baja de nuevo 1 [psi], por lo que no se puede decir que la presión aumenta con el tiempo ya que se mantiene fluctuando 1 [psi], nuevamente sube 1 [psi] hasta el minuto 135 que se eleva a los 12 [psi], este valor se conserva hasta el minuto 150, es decir hasta las 2 horas y 30 minutos, la presión aumenta y disminuye. A partir de este minuto hasta el final de la medición la temperatura cae hasta un valor mínimo de 2 [psi]. Esto ocurre por el agotamiento del combustible. Y de la misma forma el tanque se congela ya que el consumo sigue siendo el mismo y la presión interna del tanque ha disminuido, si es igual a la presión atmosférica, la temperatura interna del tanque es baja por lo que la humedad y agua contenida en el aire tienden a congelarse al tener contacto con la superficie metálica del tanque.

3.5. Relaciones de segunda etapa

3.5.1. Parámetros: Presión de segunda etapa P_2 (flujo con y sin fuga) vs. Tiempo

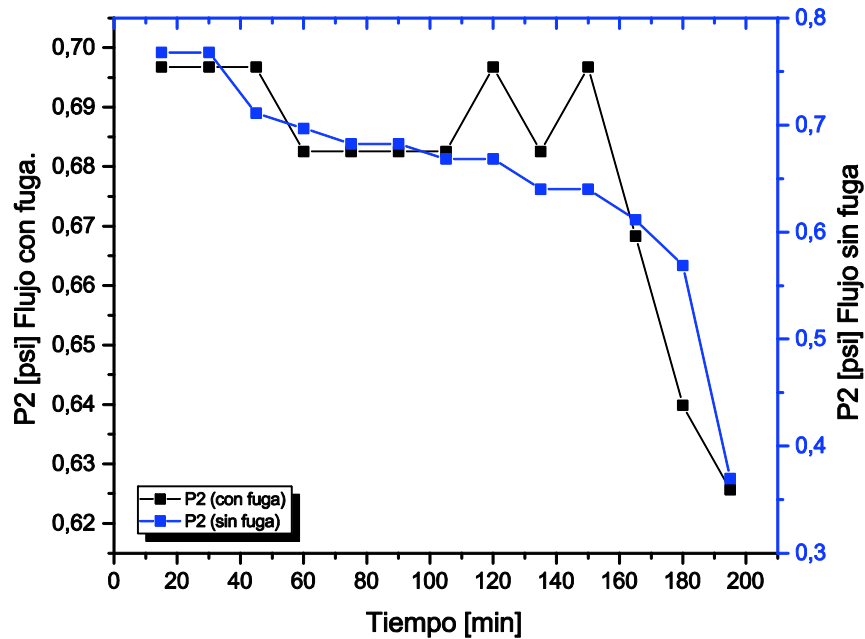


Figura 3.6. Gráfica P_2 flujo con fuga, P_2 vs. tiempo.
(Fuente: propia).

En la gráfica de la Figura 3.6. se tienen los valores de las presiones de segunda etapa, estas varían a partir de la segunda medición, en el caso de la presión P_2 cuando no hay fugas (línea azul). La tendencia de la curva es decreciente, y su tiempo de estabilidad del valor de una presión es de máximo 30 minutos luego baja 0,1 [psi] máximo, en los siguientes minutos, la presión en el minuto 195 llega a un valor mínimo de 0,369 [psi], este valor, esto se debe porque el gas se está terminando y la fase gaseosa dentro de la tubería cada vez es menor.

La línea de color negro, es la curva de presiones cuando el flujo en la instalación tiene fuga, no presenta un patrón de orden o estabilidad, ya que se mantiene por 45 minutos en valores estables de presión, pero luego tiende a bajar o subir, hasta llegar a tener en el minuto 150 valores cercanos de presión P_2 entre los dos flujos entre 0,69 a 0,66 [psi], y finalmente en la última medición se tienen que para la presión P_2 sin fuga el manómetro marca 0,62 [psi] y cuando se tiene la fuga el manómetro marcó un valor de 0,37 [psi].

3.5.2. Parámetros: Presión de segunda etapa P₂ vs. caudal en flujo sin fuga

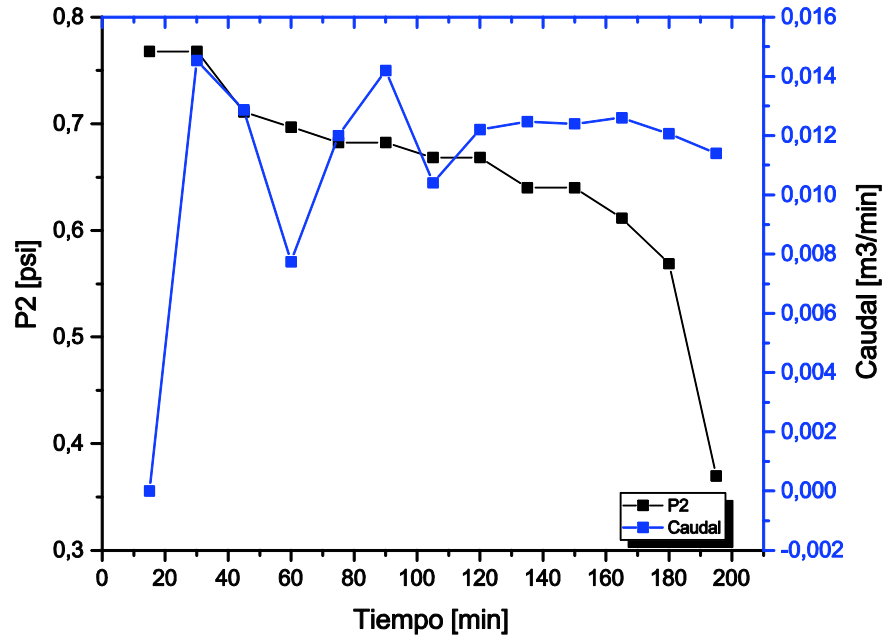


Figura 3.7. Gráfica P₂ vs. Caudal en flujo sin fugas.
(Fuente: propia).

En la Figura 3.7. la gráfica presión P₂ presenta una curva que muestra cómo va disminuyendo la presión después de la última regulación, durante los primeros 30 minutos mantiene un valor de 0,7 [psij], a partir de este minuto la presión va bajando desde 0,05 [psij], y sigue en esta tendencia la curva que tiene un comportamiento decreciente, y se aprecia la pequeña variación de presión con el transcurso de tiempo.

El caudal obtenido resulta de tomar los valores inicial y final después de cada 15 minutos para cada medición relacionando estos dos valores se obtiene el valor del caudal, el cual llegará hasta los equipos, el comportamiento del caudal, es inestable sin ningún orden, el caudal inicia cuando ya el sistema se acciona con la válvula principal de corte y el medidor de volumen es un indicador de consumo al estar encendidos los equipos, ya que si no estuviera funcionando ningún equipo y se ve que el medidor muestra que está midiendo un volumen podría tratarse de una fuga.

El caudal para abastecer dos equipos es de 0,0145 m³/min al inicio luego este valor va disminuyendo 0,01 [m³/min] luego incrementa la razón de variación entre 0,005 – 0,003 [m³/min]. A partir del minuto 120 el caudal tiende a tener un comportamiento estable hasta el final de las mediciones, de manera similar en este mismo intervalo la presión P₂ no tiene una variación drástica sino hasta el minuto 195, que ya se tiene menos gas en el tanque. Por lo que se podría establecer que un determinado tiempo hay una

relación directa entre la presión y el caudal, cuando las condiciones de consumo no han cambiado, al igual que la temperatura ambiente.

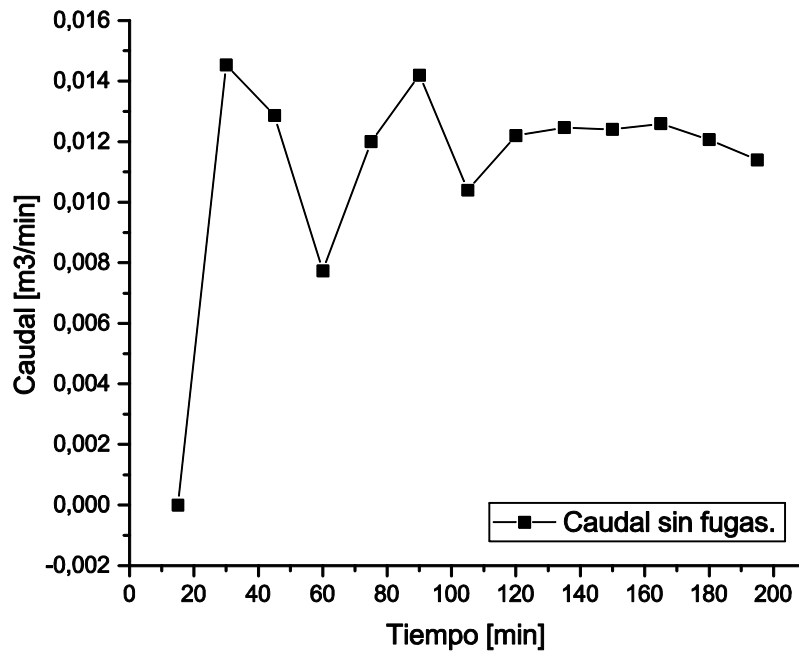


Figura 3.8. Gráfica Caudal (sin fuga) vs. tiempo.
(Fuente: propia).

El caudal que se indica en la gráfica de la Figura 3.8. a partir de $t=0$ presenta un comportamiento de crecimiento, su variación hasta alcanzar un valor de estabilidad varía desde $0,014 - 0,001$ [m^3/min], hasta que en el minuto 105 este llega a estabilizarse en un valor de $0,012$ [m^3/min], el cual se mantiene hasta el minuto 180, luego disminuye $0,001$ justo antes de la última medición que, se asocia a la caída de presión del sistema.

Las curvas de caudal con la curva de tendencia muestran un comportamiento cercano justo cuando el caudal presenta más estabilidad.

3.5.3. Parámetros: Presión de segunda etapa P_2 vs. caudal en flujo con fuga

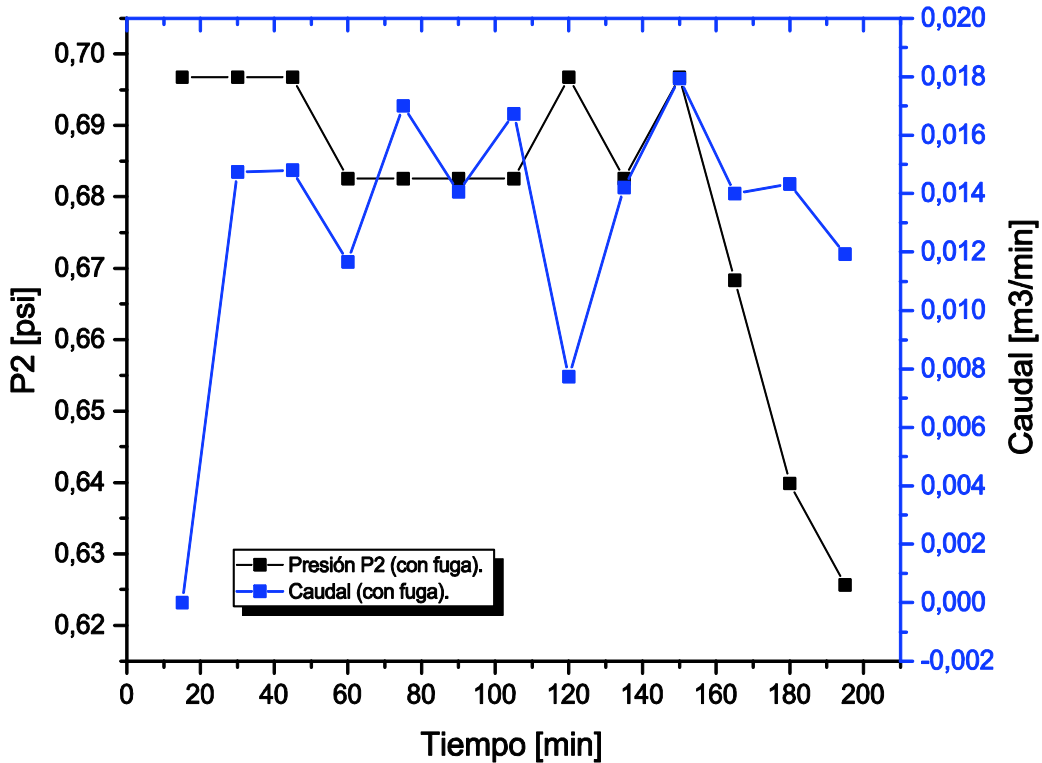


Figura 3.9. Gráfica de Presión P_2 , caudal vs. tiempo de flujo con fuga.
(Fuente: propia).

En la Figura 3.9. la gráfica muestra los valores de presión y caudal del flujo cuando se tiene una fuga, la presión de segunda etapa P_2 , durante los primeros 45 minutos se encuentra en un valor estable, al minuto 60 disminuye 0,01 [psi], para estabilizarse de nuevo hasta el minuto 105, en un valor de 0,68 [psi]. Luego esta incrementa cada 15 minutos 0,01 [psi], lo cual indica que la presión del flujo no tiene una tendencia es muy inestable, esto se debe a que se tiene un consumo adicional a la de los equipos que en este caso es la fuga presente, ya que esto representa mayor gasto de gas y la presión tiende a bajar y a subir para compensar esta pérdida de energía hasta volver a estabilizarse.

En esta gráfica no se puede establecer una relación directa de proporcionalidad para los dos parámetros analizados, solo se puede observar que no tienen una tendencia de estabilidad conforme transcurre el tiempo.

3.5.4. Parámetros: Caudal (con fuga) vs. Caudal (sin fuga)

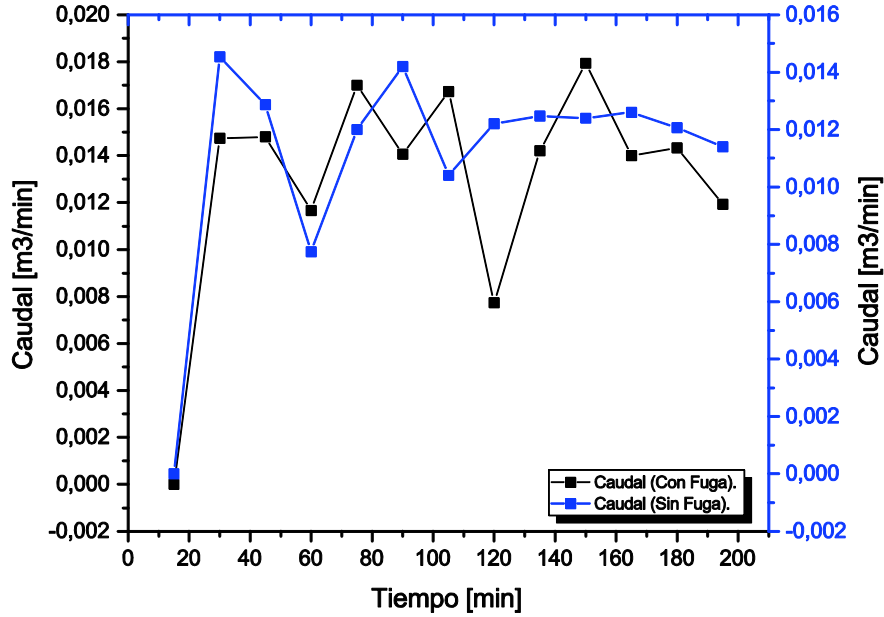


Figura 3.10. Gráfica de Caudal (con fuga) vs. Caudal (sin fuga).
(Fuente: propia).

En la Figura 3.10. se indica las dos gráficas de caudal del flujo con y sin fuga, para poder comparar su comportamiento en ambos casos al iniciar las mediciones hasta el minuto 45 se tiene un comportamiento similar, donde sube y baja el valor del caudal, se mantienen así hasta el minuto 120, donde el flujo sin fugas tiende a estabilizarse a diferencia del flujo con fugas, tiene variaciones, su curva polinómica de tendencia es de segundo orden como se observa en la Figura 3.11.

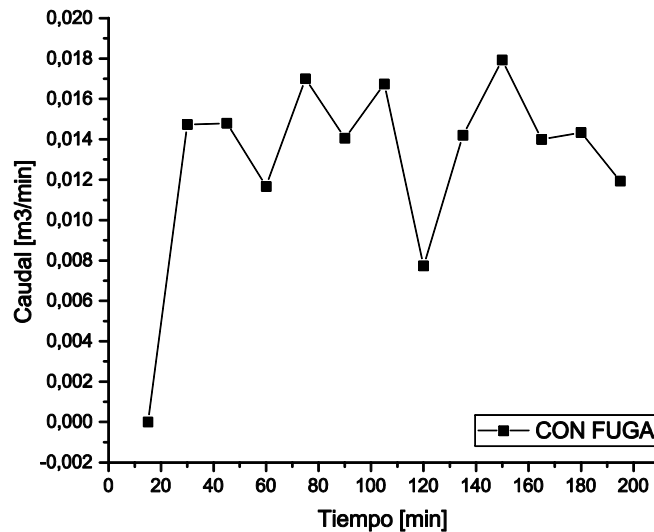


Figura 3.11. Gráfica Caudal vs. tiempo en flujo con fugas.
(Fuente: propia).

3.5.5. Parámetros: Presión P_3 (Sin Fuga), Presión P_3 (Con Fuga) vs tiempo

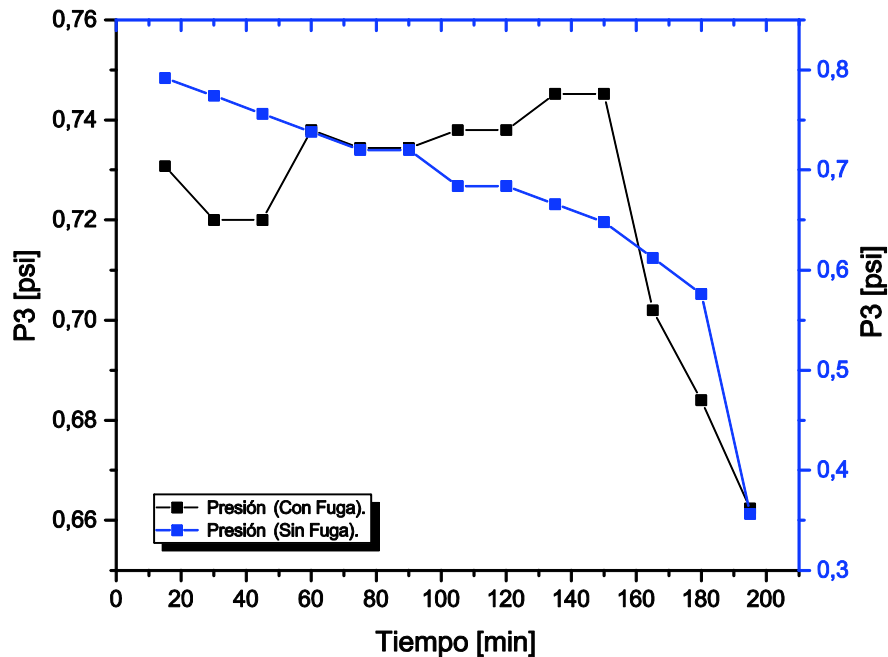


Figura 3.12. Gráfica P_3 (flujo sin fuga), P_3 (flujo con fuga) vs. tiempo.
(Fuente: propia).

En la gráfica de la Figura 3.12. se tienen las presiones P_3 , la curva de color azul representa las presiones obtenidas con la ayuda del manómetro externo, en el caso de la medición de las presiones cuando hay fuga en el flujo, las presiones fueron tomadas después del accesorio que daba lugar a la fuga, corresponde a la curva de color negro.

La curva de color azul tiene un comportamiento decreciente, todos los valores de presión van disminuyendo con el tiempo, en el minuto 60 se observa que las presiones son iguales en el valor de 0,738 [psi], las curvas coinciden en su tendencia hasta el minuto 105, a partir de este minuto las presiones P_3 cuando hay fuga tiende a incrementar su valor en 0,007 [psi], este valor en la escala real del modelo experimental es en [pulgH₂O] y las variaciones son notorias entre mediciones.

La presión no tiene estabilidad cuando se trata de una fuga, aunque por motivos de falta de gas la presión cae en las últimas mediciones que es lo que ocurre también cuando no hay fugas, pero no es comportamiento característico de esta curva ya que no tiene un orden o una tendencia siempre están en incremento y disminución muy mínimo pero importante ya que la fuga provoca que el flujo una drástica variación en la presión.

3.5.6. Parámetros: Presión P₄ (Sin Fuga), Presión P₄ (Con Fuga). vs. Tiempo

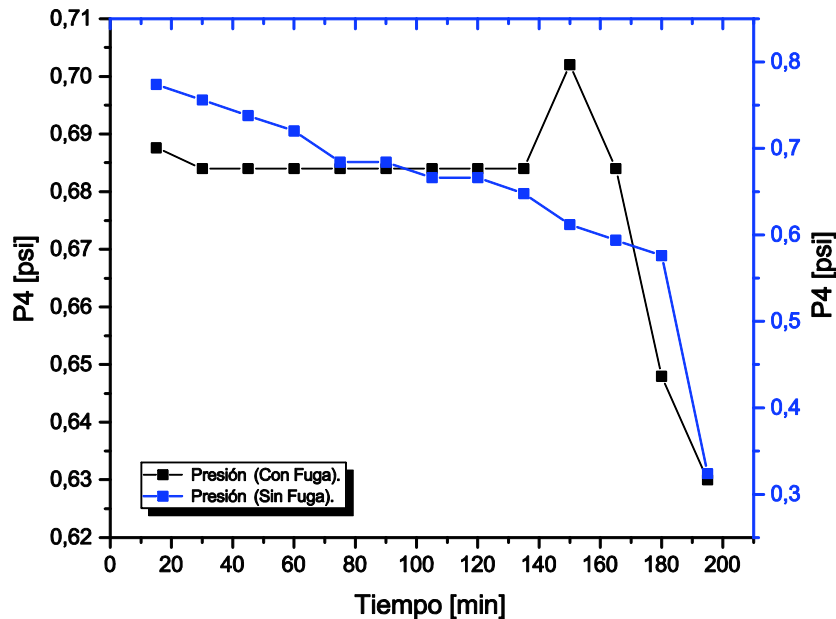


Figura 3.13. Gráfica Presión P₄ (flujo con fuga), P₄ (flujo sin fuga) vs. tiempo.
(Fuente: propia).

La Figura 3.13. muestra la gráfica de los valores de las presiones P₄, estas presiones son medidas antes del ingreso del flujo a los equipos, presentan un comportamiento polinómico de segundo orden, la curva de color azul representa las presiones cuando no hay fuga en el flujo, esta curva muestra como la presión disminuye con el tiempo, esta reducción es a razón de 0,01 [psi] hasta el minuto 60, en los siguientes 15 minutos se mantiene estable durante 30 minutos, pero luego baja 0,036 [psi], es como si se tratara de compensar al flujo cuando estuvo estable en los anteriores 30 minutos.

Este comportamiento es repetitivo con las mismas de razones de variación hasta llegar al minuto 180 donde ya la caída de presión es con un valor mayor, lo cual corresponde a la falta de gas en el tanque que afecta a toda la instalación y los equipos tendrán un menor ingreso de caudal y su potencia se afectará por ejemplo en la cocineta, esto será notorio con la disminución de la llama, hasta que llegue a apagarse por completo a falta del combustible.

La curva de color negro que muestra las presiones P₄ cuando hay fuga en el flujo, tiene un comportamiento que indica estabilidad en el flujo, su máxima variación es de un valor de 0,018 [psi] hasta el minuto 150, después de este minuto en la próxima medición ya ha vuelto al valor anterior de estabilidad que es de 0,684 [psi].

3.5.7. Parámetros: Temperatura (Sin Fuga), Temperatura (Con Fuga). vs. Tiempo

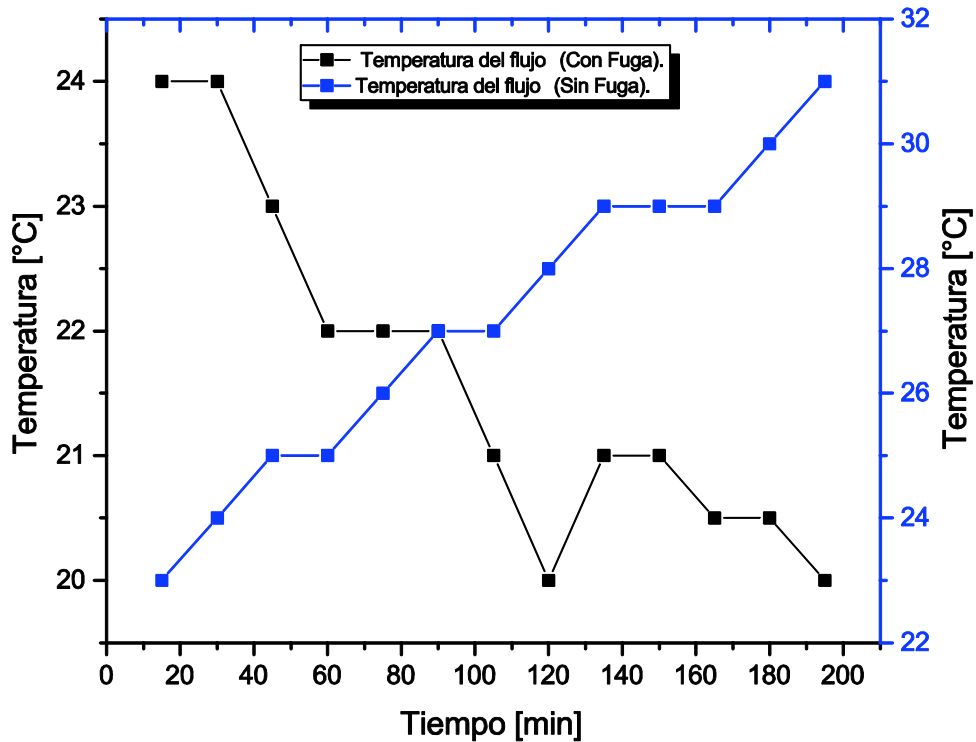


Figura 3.14. Temperatura (flujo sin fuga), Temperatura (flujo con fuga) vs. tiempo. (Fuente: propia).

Como se observa en la Figura 3.14. las curvas de temperatura cuando hay o no fuga la curva de color negro representa los valores de temperatura tomados cuando se tiene fuga en el flujo, en los primeros 30 minutos la temperatura es constante en un valor de 24 [°C], después de esta medición la temperatura empieza a disminuir, un grado cada 15 minutos, luego permanece con 22 [°C], durante 30 minutos más este comportamiento se debe a que el termómetro empleado para medir la temperatura del flujo de gas se encuentra justo antes del accesorio que está provocando la fuga, por lo que al haber cambio de presión también se tiene un cambio en la temperatura del gas luego oscila entre 20 y 21 [°C], y de nuevo muestra una tendencia decreciente hasta finalizar las mediciones, esto se puede asociar con el comportamiento que presentan los otros parámetros cuando se tiene una fuga tanto la presión como el caudal son inestables la temperatura muestra una tendencia muy diferente que cuando no hay fuga.

En la curva de color azul donde están los valores de las temperaturas, tiene un comportamiento lineal, la temperatura incrementa con el tiempo, y crece a una razón de 1 grado cada 30 minutos para luego estabilizarse en un valor durante 15 minutos, hasta el minuto 130 donde la temperatura se estabiliza por 30 minutos en el valor de 23 [°C],

y de nuevo en treinta minutos incrementa 1 grado, esta tendencia es característica cuando el flujo no tiene fuga, a diferencia de cuando si se tiene fuga el flujo presenta mayor oscilación en sus curvas debido a que los parámetros se ven afectados.

3.5.8. Comparación de Presión Teórica P_1 y Presión Real P_1 con y sin fugas

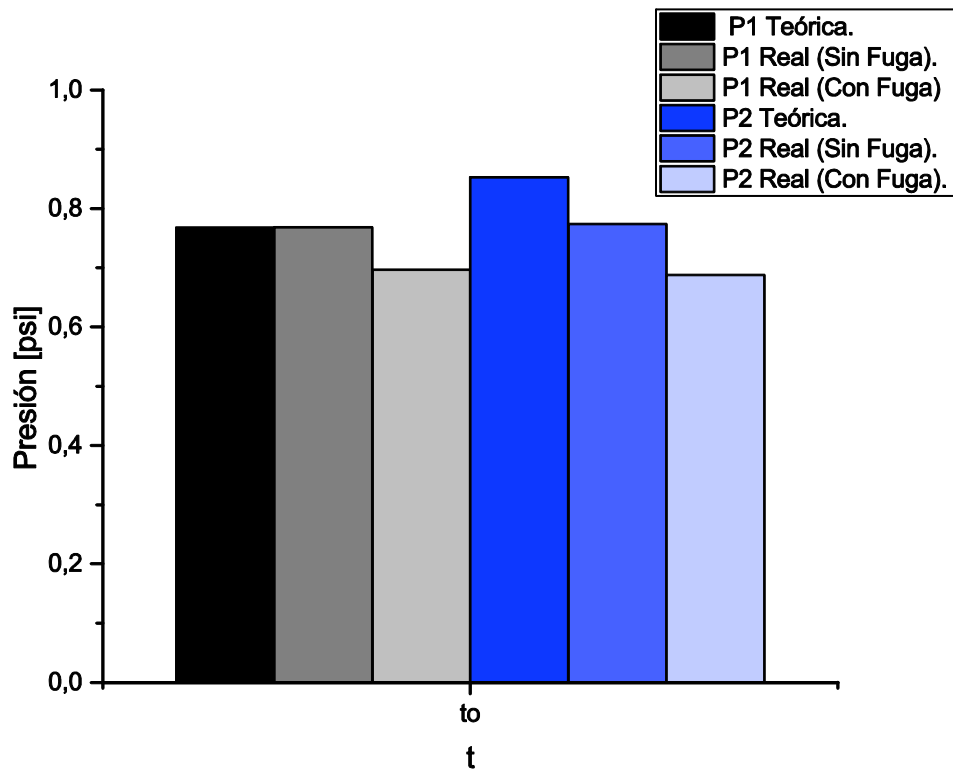


Figura 3.15. Presiones reales y teóricas. (con y sin Fugas).
(Fuente: propia).

En la Figura 3.15. se observan los valores de las presiones Nominales comparadas con los Reales para ambos casos de experimentación con y sin fugas.

P_1 la barra de color negro representa la presión nominal del regulador de segunda etapa que tiene un valor de 0,7673 [psi], está dentro del rango de presiones en las que opera este regulador como se puede ver en el Anexo 4, la barra que sigue representa la presión real obtenida en la primera medición cuando el flujo no tiene fuga, este valor fue tomado en el manómetro después del regulador de segunda etapa, 0,7678 [psi] con esto se puede comprobar que está funcionando correctamente el regulador ya que es muy cercano al valor nominal el valor de la presión que sale después de la reducción, la barra gris más clara alcanza un valor de 0,696 [psi], este valor corresponde a la presión medida cuando hay fugas en el flujo y aunque la variación es muy leve, se tiene este $\Delta P = 0,07$ [psi] respecto a las otras presiones.

La presión P_2 es la presión de llegada al equipo, la barra de color azul es el valor teórico el cual tiene un valor de 0,852 [psi] este es el valor del requerimiento de presión del equipo, la barra siguiente es la presión P_2 real tomada en la primera medición del flujo sin fugas 0,774 [psi] este valor presenta una mayor variación respecto a la teórica y esto se debe a que para realizar los cálculos de abastecimiento del sistema se toma en cuenta la potencia nominal superior a condiciones máximas de uso, sin embargo este $\Delta P = 0,08$ es semejante a la variación de P_1 cuando se tiene la fuga. Este comportamiento es característico del flujo con fuga.

3.5.9. Tasa de fuga

Tabla 3.7. Tasa de fuga.

TASA DE FUGA							
Tiempo	Peso inicial	Peso final	Vinicial	Vfinal	ΔV	Q	Q
[m]	[kg]	[kg]	[m ³]	[m ³]	[m ³]	[m ³ /h]	[kg/h]
15	25,25	25,53	9,207	9,406	0,199	0,796	0,000796

(Fuente: propia)

Valor de comercialización de GLP.

$$56,68[\text{USD}/\text{TM}] [1]$$

$$0,05668 [\text{USD}/\text{kg}]$$

$$0,05668 \left[\frac{\text{USD}}{\text{kg}} \right] * 0,000796 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] * 1460 \left[\frac{\text{h}}{\text{año}} \right] = 0,06587 \left[\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right]$$

Considerando el volumen de gas que se pierde en esta fuga se hace un pequeño calculo según el costo del gas de acuerdo a la Tarifa por Comercialización de GLP para consumo doméstico, comercial, Resolución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Registro Oficial 436 de 11-feb.-2015 en vigencia actualmente, se tiene un valor aproximado de cuanto se perdería en dinero por una fuga anualmente, aunque no es un valor que represente esta realizado en función de este estudio, teniendo en cuenta que la fuga es a nivel de un accesorio en la tubería que mide 3 metros, es decir las condiciones son aplicables para una instalación doméstica siempre y cuando el cilindro este a las mismas condiciones de cercanía.

En las instalaciones que se realizan en edificios, locales comerciales, y todo el sector industrial son mucho más grandes con longitudes mayores de tubería, donde se podrían desarrollar este tipo de fugas en tramos más distantes, y no solo puede ser el caso de un accesorio mal roscado o soldado, podría darse cualquier tipo de corrosión, o la

tubería puede sufrir algún tipo de daño por agentes externos que contribuyan a la formación de orificios en la misma y se presente la fuga. La pérdida económica sería mayor implicaría gastos de reparación y mantenimiento, un valor más alto en la planilla del consumo de gas, y exponer a los equipos a tener averías.

Lo más importante es destacar que si no hay la ventilación adecuada si hay acumulación de gas, al ser más denso que el aire este tiende a acumularse en la parte inferior donde está ocurriendo la fuga y será la causante de un accidente, en el que podría haber pérdidas humanas.

4. CONCLUSIONES

En la presente tesis se desarrolló el estudio paramétrico, para la caracterización del flujo de GLP cuando se tienen o no fugas en la tubería, que es parte de una instalación de un sistema centralizado de gas. En el cual constan dos partes el modelo experimental y el modelo teórico.

El modelo teórico fue realizado a partir de los valores nominales de consumo de los equipos utilizados, los mismos que fueron instalados en el modelo experimental, para verificar si los parámetros de requerimiento energético son los adecuados para el buen funcionamiento de los equipos, y a su vez de la instalación completa, considerando en lo posible las mismas condiciones de temperatura ambiente, el mismo tiempo de uso de los equipos, al realizar las mediciones cuando no hay fuga y cuando si hay.

Los parámetros que se consideran principalmente en una instalación de GLP son: las condiciones ambientales para que se lleve a cabo la vaporización natural, la presión debe mantenerse es decir el tanque no puede llegar a quedarse vacío totalmente para realizar una recarga ya que las condiciones de vaporización no permitirían que los equipos tengan un correcto funcionamiento, el caudal debe ser constante para que los equipos funcionen eficientemente por ser equipos a gas se habla de la eficiencia del combustible, la temperatura del gas en la tubería también es un indicador si la vaporización es correcta ya que esta tiende a disminuir cuando se tiene una caída de presión a causa de una fuga.

Dentro de los parámetros más importantes la presión es el que más caracteriza al flujo la presión de primera etapa es como el indicador inmediato si marca un valor cercano al valor de salida del regulador, se puede asumir que la cantidad de gas dentro del tanque abastece aun la instalación, si por el contrario se observa un valor cercano a cero en el manómetro esto puede tener dos causas la presión del gas es muy baja para que alimente a toda la línea de consumo, esto ocurre debido a que ya no hay GLP, y la cantidad de gas que vaporiza es insuficiente y es cuando debe ser recargado el tanque. Otra razón puede ser que el manómetro sufra una sobrepresión se averíe.

El estudio experimental valido el estudio matemático que se realizó con cálculos a partir de valores nominales, y también permitió el estudio de los parámetros y ver su influencia en el flujo cuando se tiene o no una fuga.

La inestabilidad que se tiene en el flujo de gas en cuento a la presión, la temperatura está directamente relacionada con la fuga presente, es un comportamiento

característico de la presencia de una fuga en la tubería o un accesorio a lo largo de la instalación, en este caso la fuga se encontraba en un tramo intermedio y la afectación es a los tramos más cercanos, con caídas de presión desde $\Delta P = 0,07$ [psi]. Al ser un valor tan bajo el flujo presenta curvas irregulares en sus gráficas.

El porcentaje de error entre los cálculos teóricos y experimentales se verificó a partir de la gráfica de la Figura 3.15. que compara las presiones real y teórica. Se encontró un error del 0,069 por ciento, el cual representa que a partir de los cálculos de diseño se debe realizar la construcción de la instalación, y no empíricamente.

Este estudio del flujo de gas a pequeña escala se podría extrapolar para grandes instalaciones, a fin de tener mayor seguridad en la misma. Aunque las instalaciones aprobadas por el CBDMQ no exigen más seguridad de la que está en la norma N2260: 2010, ninguna empresa instaladora ofrece mayor seguridad en la instalación colocando manómetros como los que se ha empleado en el modelo experimental a menos que el cliente requiera, esto sucede cuando hay un encargado de supervisar las instalaciones y sabe rangos de presiones de operación, por lo que este tipo de manómetros podrían dar la certeza de que hay fuga.

Sin embargo, en las instalaciones que se realizan a nivel nacional no optaran como método preventivo colocar más manómetros de los necesarios a fin de no encarecer la instalación. El CBDMQ podría incluso exigir que se coloquen sensores de fugas de gas cada cierta distancia donde está la tubería de gas, o que haya un sistema de control automático que al detectar la fuga y localizarla corte el paso del gas. Pero este tipo de medidas ocasionaría la molestia del usuario y optar por realizar clandestinamente las instalaciones y sin ningún tipo de documento que respalde que fueron inspeccionadas antes de su funcionamiento. Considerando que esto se regiría para las nuevas instalaciones desde que se tome cualquier medida de control y seguridad, las antiguas instalaciones no estarán sujetas a cambios lo cual sino tienen un mantenimiento periódico seguirán provocando accidentes como los que se ha observado recientemente.

Referencias Bibliográficas

- [1] C. Olade, «Políticas de subsidio a los combustibles en América Latina : el precio del GLP», *OLADE*. .
- [2] I. Ecuador, *NTE INEN 2260: 2010 Instalaciones de gases combustibles para uso residencial, comercial e industrial*. Requisitos, 2010.
- [3] *Registro Oficial*. .
- [4] M.-K. Ochoa, «Mal uso del GLP incrementa y genera explosiones en varias ciudades del país», *Metro Ecuador*. [En línea]. Disponible en: <https://www.metroecuador.com.ec/ec/cuenca-ecuador/2015/03/18/mal-glp-incrementa-genera-explosiones-varias-ciudades-pais.html>. [Accedido: 01-feb-2018].
- [5] rgrados, «Propiedades y características del GLP», 14:36:43 UTC.
- [6] J. E. L. Sopeña, «Manual de instalaciones de GLP», *CEPSA ELF GAS*, 2001.
- [7] J. Zhang, «Designing a cost-effective and reliable pipeline leak-detection system», *Pipes Pipelines Int.*, vol. 42, n.º 1, pp. 20–26, 1997.
- [8] M. Ferrante y B. Brunone, «Pipe system diagnosis and leak detection by unsteady-state tests. 2. Wavelet analysis», *Adv. Water Resour.*, vol. 26, n.º 1, pp. 107-116, ene. 2003.
- [9] J. Stawczyk, «Experimental evaluation of LPG tank explosion hazards», *J. Hazard. Mater.*, vol. 96, n.º 2-3, pp. 189–200, 2003.
- [10] S. Belsito, P. Lombardi, P. Andreussi, y S. Banerjee, «Leak detection in liquefied gas pipelines by artificial neural networks», *AIChE J.*, vol. 44, n.º 12, pp. 2675–2688, 1998.
- [11] R. P. Ashworth, *Pipe leak detection*. Google Patents, 2002.
- [12] «Tuberías y sus patologías| Detección técnica de fugas de agua», 24-jul-2014. .
- [13] H. V. da Silva, C. K. Morooka, I. R. Guilherme, T. C. da Fonseca, y J. R. P. Mendes, «Leak detection in petroleum pipelines using a fuzzy system», *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 49, n.º 3, pp. 223-238, dic. 2005.
- [14] P. Romero, J. Simón, y D. B. Canto Espinoza, «Determinación del ratio de seguridad en un recinto interior mediante el incremento de la potencia térmica en viviendas que utilicen gas natural y/o GLP en la ciudad de Lima-Perú», 2014.

