



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN**

**Ingeniería Básica de una instalación de aprovechamiento de gas natural tipo industrial con base a Normas Oficiales Mexicanas y Códigos Internacionales.**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERA QUÍMICA**

**PRESENTA**

**MILDRED DEYAREH MORA FERNÁNDEZ**

**ASESOR**

**I.Q. MIGUEL ÁNGEL GARCÍA CAMPOS**

**CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 2019**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN  
SECRETARÍA GENERAL  
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES CUAUTITLÁN

ASUNTO: VOTO APROBATORIO



M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN  
PRESENTE

ATN: I.A. LAURA MARGARITA CORTAZAR FIGUEROA  
Jefa del Departamento de Exámenes Profesionales  
de la FES Cuautitlán.

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos el: **Trabajo de Tesis.**

**Ingeniería Básica de una instalación de aprovechamiento de gas natural tipo industrial con base a Normas Oficiales Mexicanas y Códigos Internacionales.**

Que presenta la pasante: **Mildred Deyareh Mora Fernández**  
Con número de cuenta: **414051735** para obtener el Título de la carrera: **Ingeniería Química**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO.**

**ATENTAMENTE**  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cuautitlán Izcalli, Méx. a 10 de abril de 2019.

**PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO**

	NOMBRE	FIRMA
<b>PRESIDENTE</b>	M. en A. Carlos Alberto Morales Rojas	
<b>VOCAL</b>	I.Q. José Juan Monarca Rodríguez	
<b>SECRETARIO</b>	I.Q. Miguel Ángel García Campos	
<b>1er. SUPLENTE</b>	I.Q. Miguel Ángel Vázquez Flores	
<b>2do. SUPLENTE</b>	I.Q.I. Raúl Gómez Gómez Tagle	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

## **AGRADECIMIENTOS**

*A mi madre Martha, quien me ha demostrado que con trabajo duro las cosas que sueñas se pueden hacer realidad sin importar tu condición, quien me ha enseñado que no importa cualquier obstáculo que la vida te ponga siempre se debe de aprender lo bueno, quien tiene la certeza de decirte los errores cuando se acerca un camino oscuro, gracias por ser la mejor madre que la vida me pudo dar y ser la mayor pieza para que esta meta se hiciera realidad.*

*A mi hermano Xavier por cuidarme, apoyarme y confiar en mí siempre en todas las decisiones que he tomado así como nunca dejar que me rendiría en todo lo que he hecho, espero que la vida nos regale más años hermano mío.*

*A mi hermana Monse, por ser quien me haya enseñado el sentido de la responsabilidad y permitirme guiarla durante todo este tiempo y enseñarme tanto en tan poco tiempo.*

*A mi tía Aurora, por demostrarme que estudiar en la UNAM es posible y ser un ejemplo de superación en muchas circunstancias en la vida, de quien siempre recibí un consejo bueno.*

*A Elias, a quien amo, gracias por mostrarme que en la vida hay personas que tienen buena voluntad, pensamientos y corazón, gracias por todo lo que me has hecho crecer.*

*A toda mi familia, por todo el cariño dado y las experiencias adquiridas, por aconsejarme para nunca desistir.*

*A todos mis amigos que estuvieron en cada etapa de mi vida escolar enseñándome lo bueno que hay en sus mentes y corazones, pero en especial a todos aquellos que me acompañaron y apoyaron en mi vida universitaria, fue un gusto verlos crecer.*

*A todos los Ingenieros que me formaron durante en esta etapa y que inyectaron entusiasmo y ganas de superación, en especial el Ing. García Campos por todo el apoyo brindado.*

**SINCERAMENTE**

**Mildred Mora**

# ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS .....	III
ÍNDICE DE TABLAS .....	IV
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	V
OBJETIVOS .....	VI
INTRODUCCIÓN .....	VII
JUSTIFICACIÓN .....	VIII
ALCANCE .....	IX
1. GENERALIDADES Y USO DEL GAS NATURAL .....	1
1.1 Antecedentes Históricos .....	1
1.1.1 El Gas Natural en México.....	1
1.2 Propiedades y Especificaciones .....	2
1.2.3 Clasificación del gas natural.....	2
1.2.4. Gas comercial en México .....	3
1.3 Diferencias entre Gas Natural y Gas L.P.....	5
1.4 Procesamiento del Gas Natural.....	7
1.5 Cadena de suministro del Hidrocarburo en México.....	13
1.6 Mercado de Gas Natural en México .....	14
1.7 El gas natural y el ambiente .....	15
1.8 Perspectiva nacional del gas natural .....	16
2. EL MARCO NORMATIVO EN GAS NATURAL .....	19
2.1 La regulación del gas natural.....	19
2.2 Normas Oficiales Mexicanas en materia de gas natural .....	20
3. INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL .....	24
3.1 Tipos de instalaciones de aprovechamiento de gas natural.....	24
3.2 Diseño de instalaciones de aprovechamiento .....	24
3.3 Instalación y construcción.....	35
3.4 Soldadura .....	39
3.5 Prueba de retención de presión.....	41
3.6 Operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento .....	42
4. INGENIERIA DEL GAS NATURAL PARA DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO .	43
4.1 Flujo de gas natural por tubería.....	43
4.2 Medición del gas natural.....	43
4.3 Cálculo de tuberías para instalaciones de aprovechamiento en baja presión.....	51

4.4 Cálculo de tuberías para instalaciones de aprovechamiento de gas natural en media y alta presión. ....	52
4.5 Metodología para el dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento .....	53
5. INGENIERÍA BÁSICA DE INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO .....	58
5.1 Alcance .....	58
5.2 Ubicación y giro de la instalación de aprovechamiento .....	58
5.3 Bases de diseño .....	59
5.4 Memoria de cálculo para el dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento .....	60
5.5 Cálculo de espesor de Tubería.....	67
5.5 Memoria Técnica Descriptiva. ....	71
5.6 Ahorro de costos por uso de gas natural.....	77
6. CONCLUSIONES .....	78
BIBLIOGRAFIA .....	80
Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Códigos Técnicos Internacionales. ....	81
APENDICES .....	82
Apéndice A “Diagrama de tubería e instrumentación (DTI) UNAM-QRO-GN-001-DTI-01” .....	84
Apéndice B “Plano Isométrico UNAM-QRO-GN-001-ISO-01” .....	86

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Tipos de gas natural de acuerdo con su extracción. ....	3
Figura 1.2 Etapas del procesamiento del gas natural .....	7
Figura 1.3 Remoción de condensados y agua.....	8
Figura 1.4 Endulzamiento de gas natural. ....	9
Figura 1.5 Recuperación de azufre .....	10
Figura 1.6 Recuperación de licuables por proceso criogénico .....	11
Figura 1.7 Fraccionamiento de hidrocarburos .....	12
Figura 1.8 Cadena de suministro de gas natural en México.....	13
Figura 1.9 Evolución del precio del gas natural en Estados Unidos y Europa desde 1980 hasta 2030 (USD/MMBBTU). 15	
Figura 2.1 Acciones del Nuevo Marco Regulatorio en Materia de Gas Natural. ....	19
Figura 2.2 Alcance NOM-003-SECRE-2010. ....	20
Figura 2.3 Alcance NOM-007-SECRE-2010. ....	21
Figura 2.4 Alcance NOM-010-SECRE-2010. ....	22
Figura 3.1 Instalación de aprovechamiento de gas natural tipo industrial. ....	24
Figura 3.2 Elementos básicos de un diagrama isométrico de instalaciones de aprovechamiento de gas natural tipo industrial. ....	25
Figura 3.3 Válvula de corte general de una instalación de aprovechamiento tipo residencial .....	26
Figura 3.4 Protección catódica por ánodo de sacrificio. ....	28
Figura 3.5 Sistema de corriente impresa. ....	29
Figura 3.6 Junta dieléctrica tipo micarta para aislamiento eléctrico en sistemas de tuberías con protección catódica. ....	30
Figura 3.7 Tubería horizontal respecto al nivel de piso. ....	36
Figura 3.8 Sujeciones en instalación tipo industrial de acuerdo con la tabla 3.9. ....	38
Figura 3.9 Pasos para detección de fugas en soldaduras por líquidos penetrantes. ....	40
Figura 4.1 Arreglo simple de una placa de orificio. ....	45
Figura 4.2 Elemento primario de una placa de orificio. ....	46
Figura 4.3 Tubo Venturi. ....	47
Figura 4.4 Componentes de medidor tipo turbina.....	48
Figura 4.5 Medidor de flujo ultrasónico. ....	49
Figura 4.6 Estructura común de un medidor de flujo tipo Coriolis. ....	50
Figura 4.7 Sección A-B de tubería. ....	53
Figura 5.1 Localización de la instalación de aprovechamiento .....	58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Especificaciones de gas natural en México. ....	4
Tabla 1.2 Propiedades físicas del gas L.P. ....	6
Tabla 1.3 Principales diferencias entre gas L.P. y gas natural. ....	6
Tabla 1.4 Sistema de Transporte Nacional Integrado. ....	14
Tabla 1.5 Principales propiedades de combustibles convencionales ....	16
Tabla 3.1 Bases de cálculo. ....	25
Tabla 3.2 Técnicas de medición de acuerdo con el código NACE Standard. ....	28
Tabla 3.3 Valores máximos de potencial para protección catódica en tuberías enterradas y/o sumergidas referidos a un electrodo de referencia cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO <sub>4</sub> ). ....	29
Tabla 3.4 Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno. ....	30
Tabla 3.5 Factor de diseño por densidad de población (F). ....	32
Tabla 3.6 Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E). ....	32
Tabla 3.7 Factor de corrección por temperatura. ....	33
Tabla 3.8 Requisitos generales de construcción. ....	35
Tabla 3.9 Criterios de prueba de hermeticidad. ....	41
Tabla 4.1 Variables de cálculo para dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento. ....	54
Tabla 4.2 Hoja de cálculo. ....	55
Tabla 4.3 Consumos estándar de equipos de consumo. ....	55
Tabla 4.4 Dimensiones y pesos de tubería de Acero al Carbón, ASTM-A-53-B-106-B y API 5L X42. ....	56
Tabla 5.1 Constantes de base de cálculo para la instalación de aprovechamiento. ....	59
Tabla 5.2 Equipos de consumo. Fuente: (Brucart, 1987) ....	59
Tabla 5.3 Longitudes de tramo de tubería con sobre diseño. ....	60



## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3.1 Espesor de pared en tuberías de transporte de hidrocarburos.....	31
Ecuación 3.2 Máxima presión de operación en tuberías de Polietileno.....	34
Ecuación 4.1 Caudal medidor de turbina.....	47
Ecuación 4.2 Ecuación de Pole.....	51
Ecuación 4.3 Ecuación de COX.....	51
Ecuación 4.4 Ecuación simplificada de Renouard para baja presión.....	52
Ecuación 4.5 Ecuación simplificada de Renouard para media y alta presión.....	52
Ecuación 4.6 Ecuación de Weymouth para alta presión.....	52
Ecuación 5.1 Velocidad a partir del diámetro interno y presión final absoluta de la tubería.....	62
Ecuación 5.2 Ajuste del Consumo estandar.....	62

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar la ingeniería básica de una instalación para aprovechamiento de gas natural con Normas Oficiales Mexicanas y/o Códigos Internacionales.

### **OBJETIVOS PARTICULARES**

Aplicar los conocimientos técnicos para el diseño de instalaciones aprovechamiento de gas natural, de acuerdo con normativas vigentes.

Elaborar el diagrama de tubería e instrumentación de la instalación de aprovechamiento.

Elaborar el plano isométrico de la instalación de aprovechamiento.

Reconocer la ventaja que tiene el gas natural respecto a otros combustibles fósiles como servicio auxiliar en una planta de proceso analizando las ventajas que ofrece en costos y al medio ambiente.

## INTRODUCCIÓN

Al hablar de gas natural se pueden tocar diferentes temas específicos, ya que es un campo muy diversificado y que hoy en día se puede explotar al máximo. Actualmente el gas natural, es uno de los hidrocarburos de mayor impacto en el país, por ser menos contaminante, está sustituyendo a otros combustibles como el combustóleo, diésel y gas LP.

Los dos ejes sociales para que el gas natural detone como combustible preponderante es en primer lugar el ambiental, ya que es por mucho uno de los combustibles más limpios que existen y en segundo lugar el económico, ya que; aunque en gas natural los proyectos para extraer este hidrocarburo se encuentran en desarrollo, el país tiene acceso a uno de los gases más baratos, que es el de EE. UU., respecto a otros países europeos o asiáticos.

El presente trabajo de tesis, tiene como objetivo principal, presentar el alcance que tendrá la ingeniería básica de una instalación de aprovechamiento de gas natural, con base en normas oficiales mexicanas, códigos internacionales y en particular la NOM-002-SECRE-2010, *Instalaciones de aprovechamiento de gas natural*.

A través del capítulo uno, se presenta un panorama general del hidrocarburo en nuestro país partiendo de su origen histórico, sus propiedades químicas y físicas, el procesamiento general después de ser extraído contemplando toda la cadena de suministro actual en nuestro país, así como su impacto ambiental a través de sus propiedades y el costo de este combustible en dos partes importantes del mundo.

En el capítulo dos, se abarca todo el marco regulatorio del gas natural existente en México, como pauta técnica de la ingeniería a realizar.

Posteriormente en el capítulo tres, que es la parte fundamental del trabajo escrito, se describen todos los puntos técnicos que se deben considerar para las diferentes etapas en el desarrollo de una instalación de aprovechamiento de gas natural con base en la NOM-002-SECRE-2010, entre otros códigos técnicos nacionales e internacionales.

En el capítulo cuatro, se considera parte de la ingeniería básica del gas natural para el diseño de instalaciones de aprovechamiento y medición del mismo. Las ecuaciones presentadas en este capítulo se toman como parte de la práctica que tiene el sector de gas natural en México para el dimensionamiento de las mismas y son ecuaciones que llevan más de 10 años funcionando en este sector en las instalaciones operando actualmente.

Para finalizar, en el capítulo 5, se desarrolla un proyecto de una instalación de aprovechamiento de gas natural, dicho proyecto se plantea de acuerdo a los equipos industriales típicos que existen en una planta de proceso tales como calderas para generación de vapor, hornos industriales, etc., y que utilizan gas natural como combustible, los datos empleados, fueron obtenidos de manera bibliográfica, a partir de los cuales se realizará el dimensionamiento de la instalación, la elección del material, número de cédula, grado de la tubería, así como el cálculo del espesor de la misma plasmando lo anterior en una memoria técnico descriptiva además del diagrama de tubería e instrumentación, plano isométrico de la instalación y como parte final el costo aproximado del uso de este combustible comparado con el gas L.P.

## JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, son muchas las industrias, que están optando por reemplazar sus combustibles de proceso como lo son el diésel industrial, combustóleo pesado, coque, entre otros, por alternativas menos dañinas al medio ambiente y con un menor costo.

La mayoría de las industrias que cuentan con el servicio auxiliar de gas, siguen utilizando gas L.P., sin embargo, muchos de ellas optan por cambiar a gas natural, por ser un combustible hasta tres veces más económico que el gas L.P., por lo que es necesario modificar las instalaciones para distribuir el gas natural. En la práctica del sector, es más recomendable que se realice una nueva instalación para gas natural en lugar de utilizar una instalación existente.

Esta tesis, presenta en su etapa de diseño, la ingeniería básica de una instalación nueva de aprovechamiento del tipo industrial, bajo normatividad mexicana, en particular la NOM-002-SECRE-2010, así como otras normas oficiales mexicanas y códigos internacionales, sustentada en aspectos técnicos generales del gas natural, así como los puntos que se requieren para que la instalación cuente con los requisitos necesarios de seguridad para su operación a largo plazo.

Por lo anterior, el cambio a gas natural en las plantas de proceso impactará de manera directa al mejoramiento del medio ambiente, porque si se reemplazan los combustibles fósiles actuales por gas natural, los niveles de contaminación en México se reducirían significativamente, por emisiones de gases de combustión de la industria que utilice este energético.

## **ALCANCE**

Como se mencionó previamente, esta tesis presenta en su etapa de diseño, la ingeniería básica de una instalación nueva de aprovechamiento del tipo industrial, bajo normatividad mexicana, en particular la NOM-002-SECRE-2010, así como otras normas oficiales mexicanas y códigos internacionales, el análisis de la ingeniería se centra a partir de la válvula de corte general hasta las válvulas de corte antes de cada equipo de consumo como se estudiará en el capítulo 5, se considerará que el gas natural en este punto ha sido procesado por lo que no se profundizarán los procesos de acondicionamiento del fluido, solo se generalizan.

La tesis se centra en el desarrollo de la ingeniería básica para una instalación de aprovechamiento del gas natural, por lo que fue necesario describir las generalidades del mismo sin profundizar en su estudio.

Se pretende que sea una guía para desarrollar este tipo de instalaciones así como los documentos de ingeniería que se tienen que realizar para que la ingeniería se sustente en las Normas Oficiales Mexicanas.

## 1. GENERALIDADES Y USO DEL GAS NATURAL

### 1.1 Antecedentes Históricos

El gas natural que ahora se considera una fuente de energía “moderna”, es conocido por la humanidad desde hace muchos años. Los hombres de la antigüedad observaron llamaradas que se producían en los pantanos cuando ocurrían tormentas eléctricas. Se sabe que, en China, en el siglo X se explotaba el gas natural de manera rudimentaria cuando se perforaba a grandes profundidades a fin de buscar yacimientos de sal encontrando bolsas de gas que se canalizaban con cañas de bambú. También en Occidente, las civilizaciones griega y romana conocieron el gas natural.

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, e incluso entonces, no tuvo ningún fin práctico. El primer uso de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, Nueva York, en 1821. El hidrocarburo fue distribuido a los consumidores finales a través de una tubería de plomo de diámetro pequeño, para fines domésticos, tal como la cocina y la iluminación. A lo largo del siglo XIX el uso del gas natural permaneció estancado debido a la insuficiente infraestructura para el transporte a grandes distancias, razón por la cual el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo.

Uno de los mejores avances tecnológicos para el transporte del gas, ocurrió en 1890 con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción eran insuficientes, esta técnica solo permitía el transporte del hidrocarburo en sólo 160 kilómetros de su fuente. Por tal motivo, la mayor parte del gas se quemaba en antorchas y el gas no asociado se dejaba en la tierra. El transporte de gas por largas distancias se hizo práctico a fines de la segunda década del siglo XX por el avance de la tecnología en tuberías. En Estados Unidos entre 1927 y 1931 se construyeron más de 10 grandes sistemas de transporte de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con tuberías de aproximadamente 51 centímetros de diámetro y en distancias de más de 320 kilómetros. Posterior a la segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros, consiguiendo un avance en diámetros superiores a los 12 centímetros de diámetro.

#### 1.1.1 El Gas Natural en México

Con el descubrimiento en 1945 del yacimiento Misión en el norte del país, da la historia del gas natural en México. Aquel paso inicial se transformaría en algo más sólido al realizarse las obras de reinyección al yacimiento Poza Rica, particularmente con la construcción de los gasoductos entre la planta ubicada ahí y la CDMX y desde Reynosa a Monterrey y, al desarrollarse los campos productores de gas al noroeste de Tamaulipas. Por tanto, las dificultades que enfrentaría PEMEX para desarrollar las actividades ligadas al aprovechamiento del gas han sido las que normalmente se encuentran en ese tipo de industria naciente, a saber, la construcción de sistemas de transportes y el establecimiento de mercados. Por tanto, los problemas con los cuales se enfrentaba el país en materia de gas natural eran más bien económicos y de inversión que de orden técnico para descubrir y producir gas natural.

A finales de los cuarenta no se comercializaba gas natural. Las líneas de conducción menores de 100 km y el reducido diámetro (menos de 12 pulgadas) sólo se utilizaban para abastecer las instalaciones de PEMEX. Existían, sin embargo, gasoductos de propiedad privada cuya extensión, cercana a 300 km conectaban a la frontera de Estados Unidos con Monterrey.

La situación descrita comenzó a cambiar a partir de los cincuenta y particularmente durante los sesenta. La producción de gas natural entre los años 1952 y 1964 pasa de 256 a 1325 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) en comparación con el aumento que había experimentado la producción de crudo. A fines de 1952 las reservas totales de hidrocarburos alcanzaban la cifra de 2 240 millones de barriles (MMB), 40% de las cuales correspondían al gas natural. A fines de 1964, éstas se elevaron a 5 227 MMB y la participación en ellas de las reservas de gas natural se estimaban en 44 por ciento. (Marquez, 1994)

Finalmente, la red de gasoductos aumentó en forma considerable no sólo en longitud sino también en cuanto a diámetros de las tuberías. A fines de los sesenta se contaba con más de 4 000 kilómetros de líneas de conducción, proviniendo el fluido en más del 70 por ciento de campos de yacimientos de gas no asociados al crudo y con tuberías que alcanzaron hasta 24 pulgadas de diámetro. Sin duda el desarrollo de esta industria se debió a los estímulos y avances logrados por el desarrollo industrial del país a partir de los cuarenta y, en especial, en el desarrollo y crecimiento de la industria petroquímica desde principios de los sesenta, la cual se volvió un importante consumidor de gas natural, así como materia prima y como energético.

## **1.2 Propiedades y Especificaciones**

El gas natural es un combustible fósil incoloro, inodoro, sin forma y más ligero que el aire. Cuando se quema emite alrededor de 1 BTU por SCF (pie cúbico estándar). Solo se enciende cuando la mezcla de aire y gas esta entre 5 y 15% de gas natural. Cuando se compara con el carbón y el petróleo, se quema de manera más limpia y eficiente, y con niveles más bajos de subproductos potencialmente dañinos que son lanzados a la atmósfera. En el mundo existen yacimientos de gas natural mucho mayores que de petróleo pero por su difícil transporte, muchos especialistas lo etiquetan como estancado.

### **1.2.3 Clasificación del gas natural**

Dependiendo de su extracción, el gas natural se clasifica en dos tipos, de acuerdo con su tipo de extracción: el gas asociado que se extrae junto con el petróleo crudo, y el no asociado que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible. Y por su composición se clasifica en: Gas Húmedo, Gas Seco o Pobre, Gas Amargo y Gas Dulce. (Zamora Torres, 2015)

#### ***Por su extracción.***

##### **Gas asociado**

Aquel gas natural que se encuentra asociado a todos los depósitos de petróleo, excepto en aquellos depósitos clasificados como extra pesados o alquitranes. El gas se extrae del pozo y se separa del crudo, la proporción de los hidrocarburos más pesados que el metano es mayor que la que se encuentra en el gas natural comercial. A estos compuestos se le conoce genéricamente como líquidos del gas, y se extraen de la corriente gaseosa mediante procesos que se llevan a cabo en las plantas criogénicas o en las plantas de absorción, debido a que separados poseen un valor económico más alto.

La mezcla líquida extraída del gas, se separa mediante procesos de fraccionamiento en sus componentes: etano, gas licuado de petróleo (gas L.P.) y naftas. Posteriormente, estos componentes encuentran uso como combustibles o como materias primas petroquímicas.

##### **Gas no asociado o no convencional**

Aquel gas natural que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible. El término no convencional es ampliamente utilizado y hace referencia al entorno geológico y tipo de roca en lugar del gas en sí mismo. Cuando el término fue acuñado, implicaba que estos embalses presentaron desafíos operacionales o económicos, o ambos, que normalmente no se encontrarían en depósitos convencionales. Este gas se forma de manera común en areniscas o carbonatos, y se refiere a formaciones de baja permeabilidad con permeabilidades menores de 1 mD<sup>1</sup> y a menudo tan bajo como 0.001 mD. En tales depósitos, esencialmente no es posible que gran parte del gas fluya naturalmente.

La fracturación hidráulica masiva, es una técnica ampliamente practicada en la industria del petróleo y se expandió en los años setenta y ochenta y fue dirigida específicamente a estos embalses.

*1. Un milidarcy (mD) es una milésima parte de un darcy, es una medida estándar de la permeabilidad utilizada para las rocas yacimiento.*

El gas natural no asociado ocupa una parte considerable de la industria en Estados Unidos y Canadá. En 2007, se produjo alrededor del 30% del gas natural de E.E. U.U.

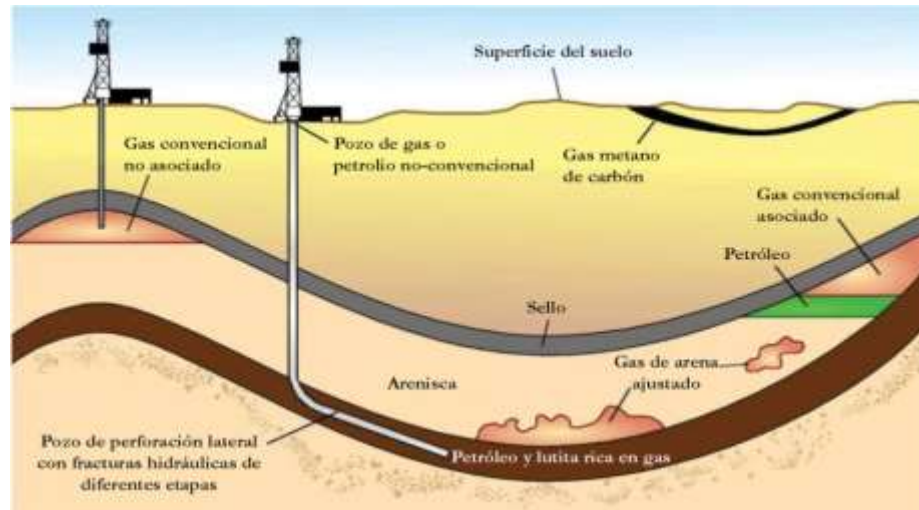


Figura 1.1 Tipos de gas natural de acuerdo con su extracción.  
Fuente: (Aguilar Orozco, 2013)

**Por su composición.**

#### **Gas Húmedo**

Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminados las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite sus procesos comerciales. También se le define como aquel que tiene una concentración de gasolina, keroseno y gas L.P., en cantidades de 300 o más galones (1,135.5 L) de hidrocarburos licuables por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones de presión y temperatura de 1 kg/cm<sup>2</sup> y 20°C.

#### **Gas Seco o Gas Pobre**

Es aquel que contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos diferentes al metano. No contiene vapor de agua. A este pueden extraérsele menos de 100 galones (878.5 L) de hidrocarburos licuables por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones de presión de 1 kg/cm<sup>2</sup> y 20°C.

#### **Gas amargo**

Aquel que contiene impurezas de ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), denominados compuestos amargos.

#### **Gas Dulce**

Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

#### **1.2.4. Gas comercial en México**

Como ya se había comentado, el gas natural comercial es una mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano, contiene además pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, así como nitrógeno, bióxido de carbono y oxígeno. Como impurezas que deben eliminarse antes de ser introducido en los sistemas de tuberías, ya sea de transporte o distribución, se encuentran el ácido sulfhídrico, azufre y agua. En el subcapítulo de cadena de suministro del hidrocarburo en México, se explicará a detalle cómo se suministra en la actualidad el gas natural en nuestro país. (Blumenkron, 2002)



Por lo que, en México de acuerdo con la norma NOM-001-SECRE-2010 *Especificaciones de gas natural*, el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que sea entregado por los suministradores a usuarios finales debe cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1.1.

Propiedad	Unidades	Zona Sur (2)			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH <sub>4</sub> )-Min.	% vol	NA	NA	83.00	84.00
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Max.	% vol	0.20	0.20	0.20	0.20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Max.	% vol	3.00	3.00	3.00	3.00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Max.	% vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total, de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> )-Max.	%vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Etano-Max.	% vol	14.00	12.00	11.00	11.00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271.15 (-2) (1)	271.15 (-2)	271.15 (-2) (1)
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	110.00	110.00	110.00	110.00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m <sup>3</sup>	35.30	36.30	36.80	37.30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m <sup>3</sup>	43.60	43.60	43.60	43.60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m <sup>3</sup>	45.20	46.20	47.30	48.20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m <sup>3</sup>	53.20	53.20	53.20	53.20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	150.00	150.00	150.00	150.00

Tabla 1.1 Especificaciones de gas natural en México.  
Fuente: NOM-001-SECRE-2010.

- (1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del SNG (Sistema Nacional de Gasoductos) aplicará el límite máximo de 271,15 K (-2°C).
- (2) Zona comprendida por la infraestructura de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos ubicada al sur del país y al occidente de la estación de compresión, localizada en el Estado de Veracruz, así como los ductos e instalaciones privadas conectadas al SNG de la zona.

El gas natural no tiene color ni olor, pero al tratarse de un gas inflamable, se le agregan odorizantes (mercaptanos) a fin de ser detectado en caso de fugas. Lo anterior no altera sus propiedades físicas, ni su poder calorífico.

El gas natural es más ligero que el aire; su gravedad específica se encuentra en el rango de 0.55 a 0.67, relativa al aire en análisis de laboratorio 0.627 promedio, y forma mezclas inflamables con este que se encuentran en el rango de 5-15% v/v de gas natural en la mezcla con aire.

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico.

Además de las especificaciones expresadas en la tabla 1.1, el gas natural en el punto de transferencia suministrado al usuario, debe estar técnicamente libre de:

- Agua, aceite e hidrocarburos líquidos.
- Material sólido, polvos y gomas.
- Otros gases que puedan afectar a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución a los equipos o instalaciones usados.

El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte, distribución y/o usuarios es de 283,15 a 323,15 K. El suministrador podrá entregar gas natural a una temperatura inferior a la mínima establecida si cuenta con autorización por escrito del usuario o así lo hayan acordado las partes en el contrato de suministro.

### 1.3 Diferencias entre Gas Natural y Gas L.P.

En el presente subcapítulo se abordarán algunas características del gas L.P. para poder hacer una comparación de las principales diferencias entre los dos combustibles.

#### **Características del Gas L.P. (Gas Licuado Petróleo)**

El Gas L.P. como derivado del petróleo ha sido utilizado como un combustible de fácil manejo que puede ser transportado bajo las medidas de seguridad adecuadas y funciona como una alternativa ventajosa con respecto a los combustibles sólidos.

Su composición básicamente es de propano ( $C_3H_8$ ), es líquido y se almacena a presión con un alto poder calorífico que lo distingue de los demás combustibles. Contiene odorizantes al igual que el gas natural (mercaptanos) que permiten distinguir su presencia por medio del olfato y su consumo se puede realizar en fase líquida o fase vapor dependiendo de las necesidades de los consumidores.

El gas L.P. es un producto de la destilación del petróleo que contiene principalmente propano ( $C_3H_8$ ), con la ventaja de ser comprimido y condensado hasta convertirlo en líquido y por lo tanto ser almacenado en un tanque, es incoloro e inodoro, por lo que se le adiciona mercaptano en una proporción de 1.0 por cada 104 L de volumen en fase líquida.

La tabla 1.2 muestra las propiedades físicas importantes del gas L.P.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Peso Molecular	49.7
Temperatura de ebullición a 1 atm	32.5°C
Temperatura de fusión	167.9°C
Densidad de los vapores (aire=1) a 15.5 °C	2.01 (dos veces más pesado que el aire)
Presión de vapor a 21.1°C	4500 mmHg
Relación de expansión (líquido a gas a 1 atm)	1 a 242 (un litro de Gas Líquido se convierte en 242 litros de gas en fase vapor formando con el aire una mezcla explosiva de aproximadamente 11,000 L)
Solubilidad en agua a 20°C	Aproximadamente 0.0079% en peso (insignificante, menos del 0.1%)

Apariencia y color	Gas insípido e incoloro a temperatura y presión ambiente. Tiene odorizante que le proporciona un olor característico, fuerte y desagradable.
--------------------	--

**Tabla 1.2 Propiedades físicas del gas L.P.**  
Fuente: PGPB

Es importante visualizar las características físicas y químicas que diferencian al gas natural del gas L.P., a partir de las cuales se realizó un cuadro comparativo de algunas propiedades que permiten destacar porque el gas natural es mucho más eficiente que el gas L.P., dichas diferencias se expresan en la tabla 1.3.

<b>GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP)</b>	<b>GAS NATURAL</b>
Altamente inflamable haciendo que su combustión sea violenta (rápido)	A diferencia de otros gases combustibles y al ser más ligero que el aire, este puede disiparse rápidamente a la atmosfera si ocurre fuga.
Su transporte es por medio de recipientes a presión (almacenado en estado líquido) o través de cisternas (GLP a granel)	Se transporta por medio de Gasoductos hacia los puntos de recepción
1 litro de GLP en estado líquido equivale a 262 litro de GLP en estado gaseoso	El gas natural puede reducir su volumen hasta 600 veces en el estado líquido
Poder calorífico promedio de 6,350 kcal/l	Poder calorífico promedio de 8,540 kcal/m <sup>3</sup> = 33, 852 BTU/m <sup>3</sup>
Uso tipo casero y comercial, el industrial no es muy recomendado	Uso casero, comercial e industrial
No económico	40% más económico respecto al Gas L.P.

**Tabla 1.3 Principales diferencias entre gas L.P. y gas natural.**  
Fuente: Elaboración propia, a partir de NOM-001-SECRE-2010 y (Blumenkron, 2002)

Por lo que, para finalizar, las diferencias expresadas en la tabla 1.3, hacen énfasis en lo ventajoso del uso del gas natural y que de acuerdo con la Secretaría de Energía, Dirección General de Gas y la Comisión Reguladora de Energía se presentan las ventajas más importantes del uso de este hidrocarburo:

1. Disminuye los costos a un 50%
2. No se requiere de recipientes para almacenarlo ya que todo el gas va por ductos, lo que proporciona seguridad en el suministro.
3. El gas natural es menos pesado que el aire, en caso de fuga se dispersa rápidamente en la atmósfera.
4. Flujo constante de combustible, lo que garantiza una presión constante a mayores volúmenes de combustible, eliminando problemas por efectos climatológicos de congelación de recipientes y pérdidas de presión.

## 1.4 Procesamiento del Gas Natural

Posterior a su extracción, el gas natural tiene que procesarse para poder cumplir con estándares de calidad. Los estándares son especificados por las compañías de transmisión y distribución, las cuales varían dependiendo del diseño del sistema de ductos y de las necesidades del mercado que se requiere atender. Generalmente las corrientes sin procesar de gas natural contienen ácido sulfúrico ( $H_2S$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ), y es por ello por lo que a este gas se le denomina "gas amargo", el ácido sulfhídrico, tiene la característica de tener un olor desagradable y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante un proceso de endulzamiento, es enviado a las plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales como la producción de pólvora o usos en la industria farmacéutica.

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro que a concentraciones bajas no es tóxico, pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, teniendo éste como propiedad de ser corrosivo.

Aunque las etapas del procesamiento del gas natural no se estudiarán a fondo ya que los procesos del gas natural no son el alcance de este trabajo, se explicarán brevemente los pasos que conllevan ya que procesar el gas natural es una parte importante dentro de la cadena de suministro.

A continuación, se plantea un diagrama general, de los procesos para poder llevar la calidad del gas natural a los usuarios finales. (Secretaría de Energía, 2016)

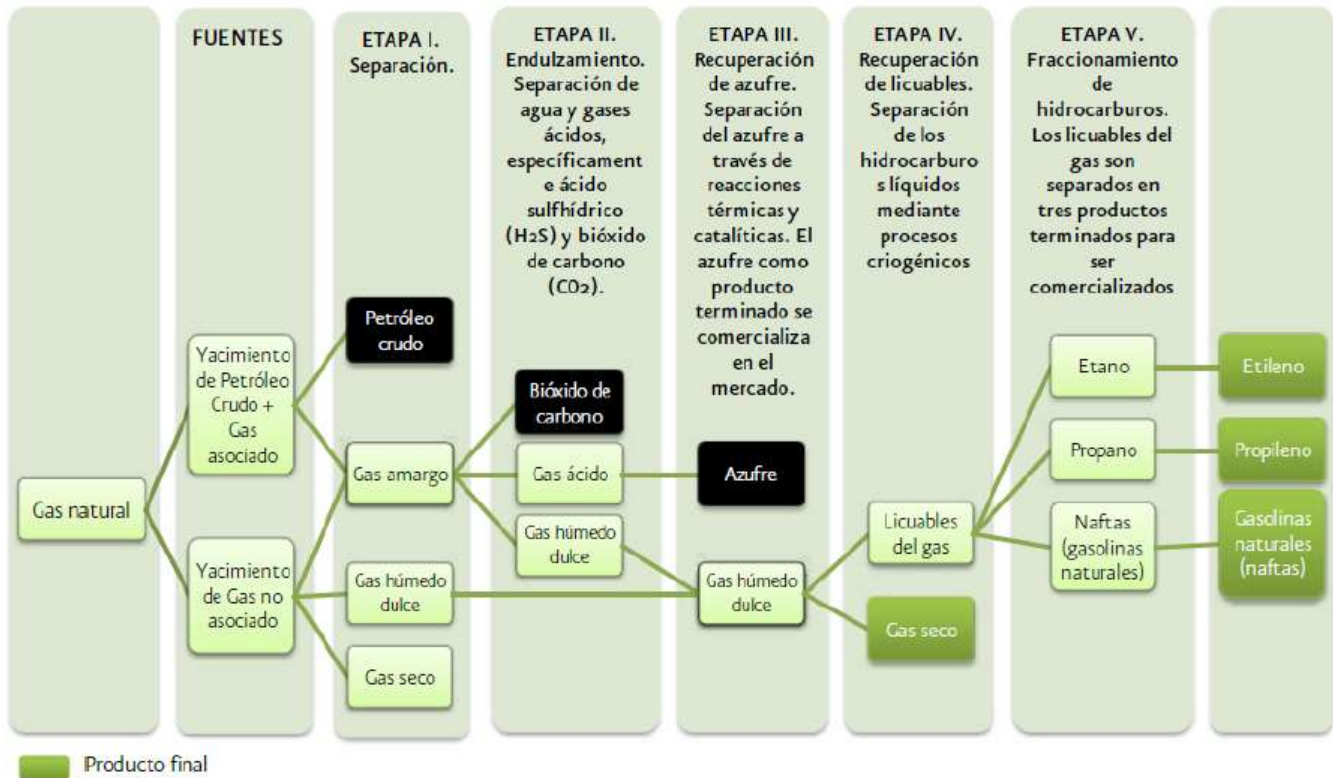


Figura 1.2 Etapas del procesamiento del gas natural  
FUENTE: IMP 2012

La figura 1.2 proyecta las etapas de procesamiento del gas natural de las cuales se hará una descripción breve de cada una de las etapas mencionadas, así como los procesos industriales involucradas en cada una de ellas.

I. Etapa de separación (Remoción de condensados y agua).

La primera etapa del procesamiento del gas natural es la remoción de condensados y agua, los condensados son hidrocarburos ligeros que se pueden recuperar en esta etapa y que al separarlos tienen valor económico. La composición de condensados en esta etapa del gas natural puede ser la siguiente:

- H<sub>2</sub>S
- Mercaptanos
- CO<sub>2</sub>
- Alcanos (de entre 2 y 12 átomos de carbono).
- Ciclohexano (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>)
- Aromáticos (Benceno, Tolueno, Xileno, Etilbenceno)

El proceso básicamente consiste en enfriar la corriente gas extraído, para posteriormente enviar el flujo de gas a dos tanques separadores a alta y media presión, donde se obtendrán tres productos, el gas que se envía a compresión, los condensables que se vuelven a separar en el tanque de baja presión y el agua, que es el producto que se desea quitar en esta etapa.

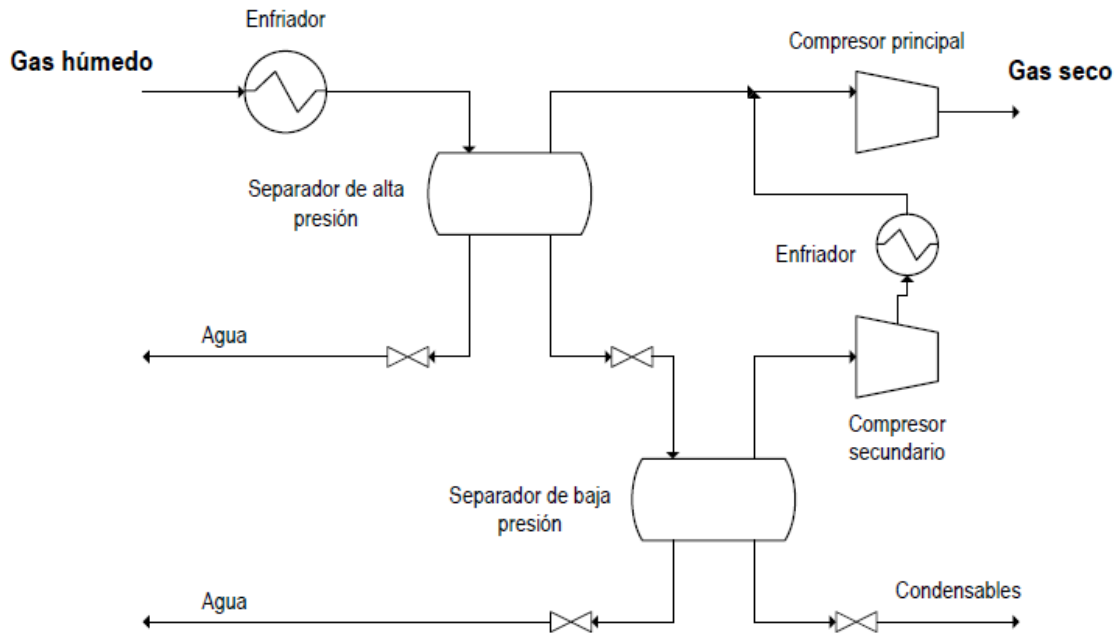


Figura 1.3 Remoción de condensados y agua  
Fuente: PGPB

## II. Endulzamiento.

La segunda etapa corresponde al endulzamiento, este se hace con el fin de remover el  $H_2S$  y el  $CO_2$  del Gas Natural, se llama así porque se remueven los olores amargos. La presencia de estos dos compuestos hace que, en presencia de agua, se formen ácidos.

Para esta etapa existen varios procesos:

- Tratamiento de gas con aminas.
- Proceso Benfield.
- Unidad PSA.

En la figura 1.5 se muestra el proceso típico de endulzamiento con aminas el cual consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización.

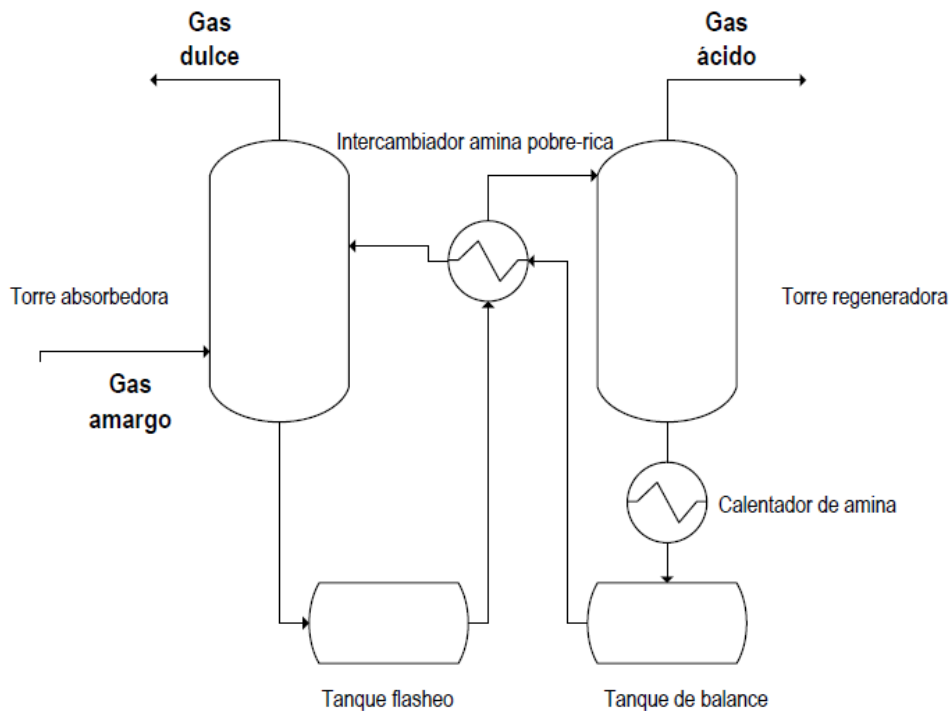


Figura 1.4 Endulzamiento de gas natural.  
Fuente: PGPB

## III. Recuperación de azufre.

En la tercera etapa, el ácido compuesto de  $H_2S$  y  $CO_2$ , proveniente del proceso de endulzamiento, se envía a una unidad de recuperación de azufre, ya que el anterior tiene gran valor comercial. En esta etapa alrededor de 90% y 97% del  $H_2S$ , es convertido en azufre elemental o en ácido sulfúrico. Para el procesamiento se tienen dos tipos de procesos:

- El proceso Claus, el más común para recuperar azufre.
- El proceso de contacto y el proceso WPA se utilizan, para recuperar ácido sulfúrico.

El proceso Claus de acuerdo con la figura 1.6 consiste, en que la corriente proveniente de la etapa de endulzamiento pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión de ácido sulfhídrico en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido.

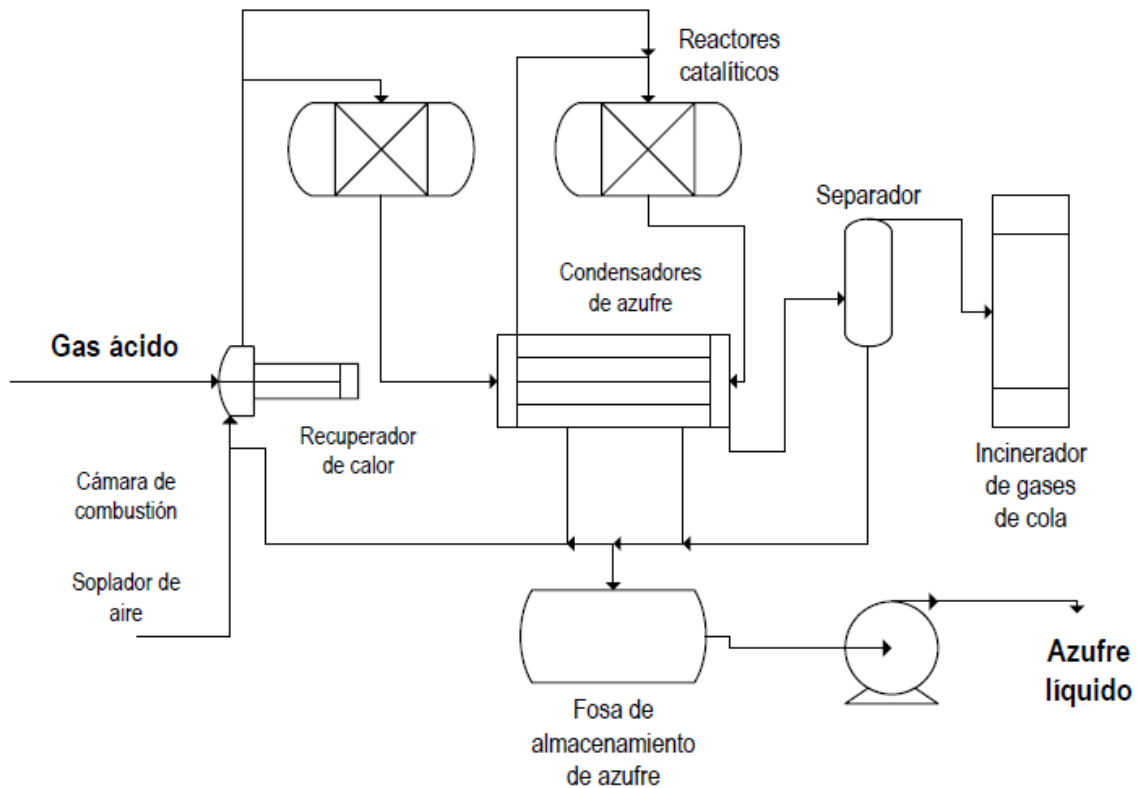


Figura 1.5 Recuperación de azufre  
Fuente: PGPB

#### IV. Recuperación de Licuables.

Existen tres métodos básicos para remover el nitrógeno del gas natural:

- Destilación criogénica.
- Adsorción
- Separación por membranas.

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y dos a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turbo expansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares, se usa como bombeo

neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras.

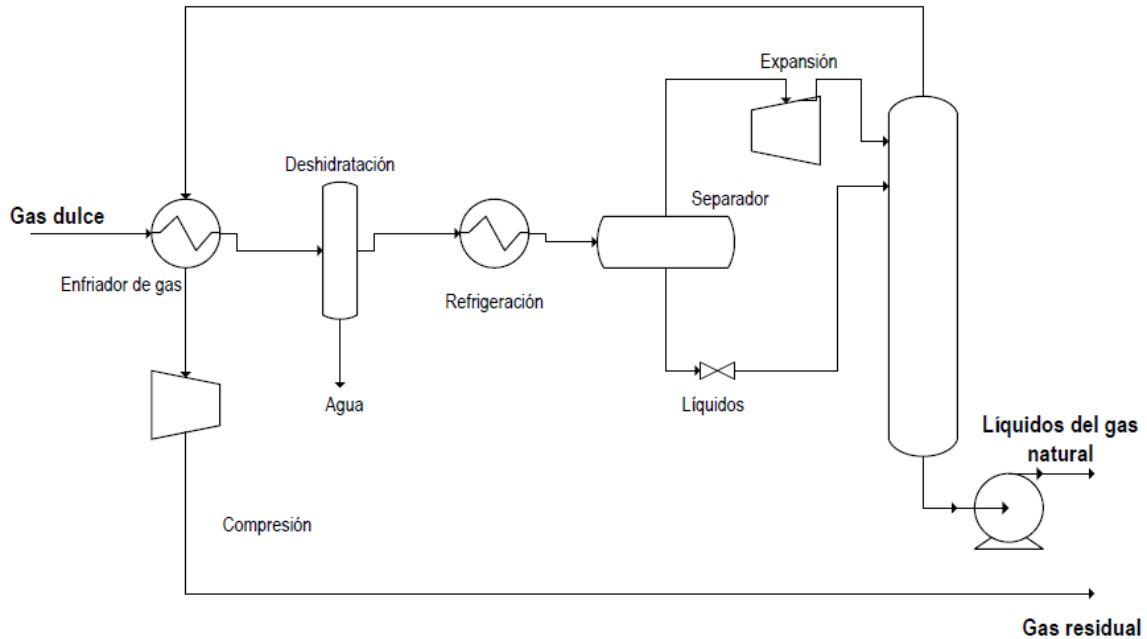


Figura 1.6 Recuperación de licuables por proceso criogénico  
Fuente: PGPB

#### V. Fraccionamiento de hidrocarburos.

A partir de una destilación criogénica se pueden obtener los siguientes productos:

- Etano
- Propano
- Isobutano
- n-butano
- Pentanos

El proceso de fraccionamiento recibe líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces, que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores.

Consiste en varias etapas de separación que se logran a través de la destilación. Con lo anterior se logra la separación de cada uno de los productos, como se muestra en el diagrama.

En la primera columna se separa el etano, en la segunda el gas licuado (propano y butano), y en caso necesario, en la columna despropanizadora se puede separar también el propano y butano y finalmente la nafta (pentanos, hexanos más pesados). El etano se comercializa con Pemex Petroquímica como carga de las plantas de etileno, el gas licuado se almacena y distribuye para su consumo nacional y la nafta se comercializa con Pemex Refinación, además de su exportación.



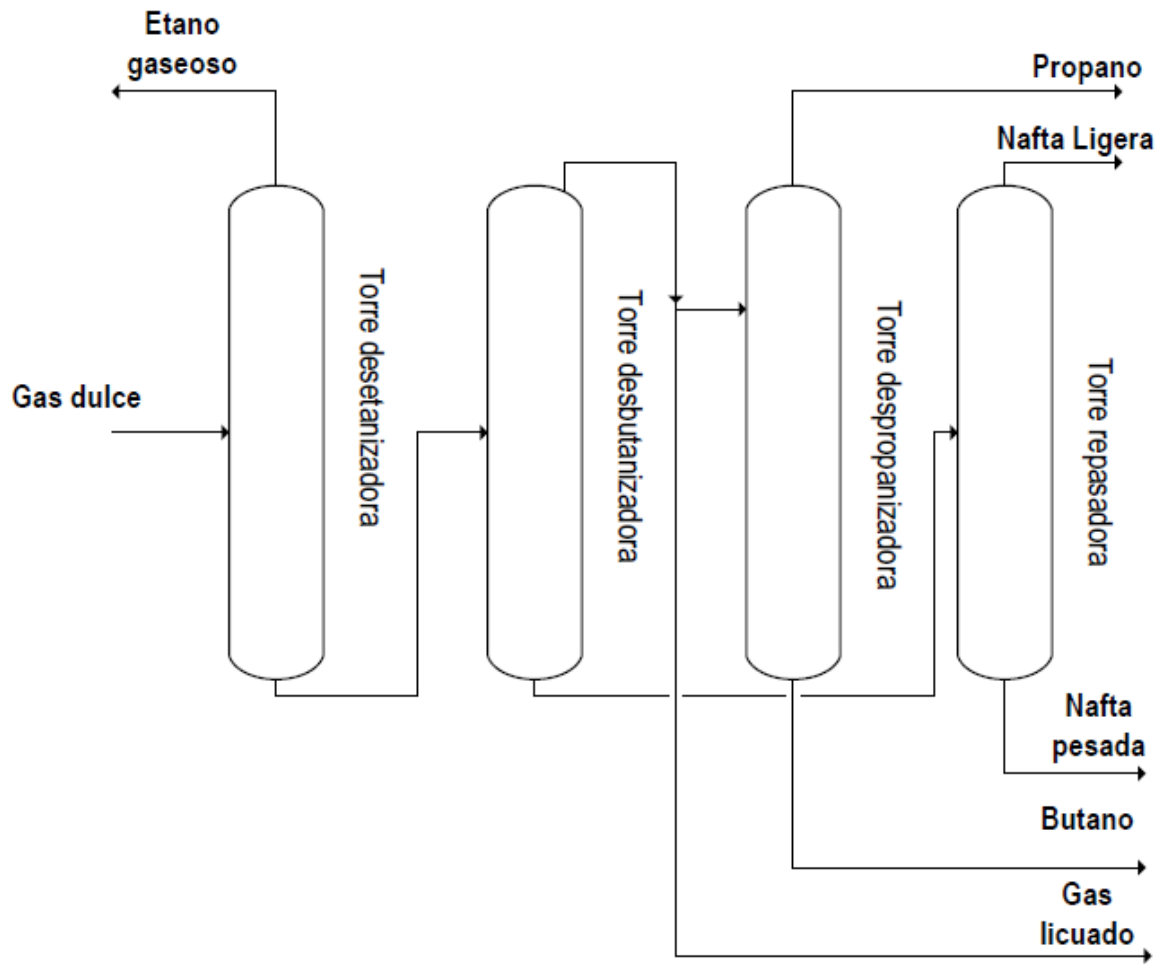


Figura 1.7 Fraccionamiento de hidrocarburos  
Fuente: PGPB

Aunque en la actualidad el procesamiento gas natural en México por parte de PEMEX GAS Y PETROQUIMICA ha disminuido el 40% de su producción en la mayoría de los complejos petroquímicos de México, las etapas de procesamiento anteriormente explicadas se realizan en plantas de procesamiento en estados unidos, por lo que el gas que se importa a México ya paso por todas las etapas antes mencionadas, en el siguiente subcapítulo se explicara la cadena de valor del gas natural actual en México.

## 1.5 Cadena de suministro del Hidrocarburo en México

En México la cadena de suministro de gas natural involucra diversas actividades que van desde la exploración, extracción, y producción del hidrocarburo, hasta su comercialización al usuario final, pasando por el procesamiento previamente explicado, transporte, almacenamiento y distribución. Cada etapa de la cadena de suministro será explicada a continuación. (Secretaría de Energía, 2016)

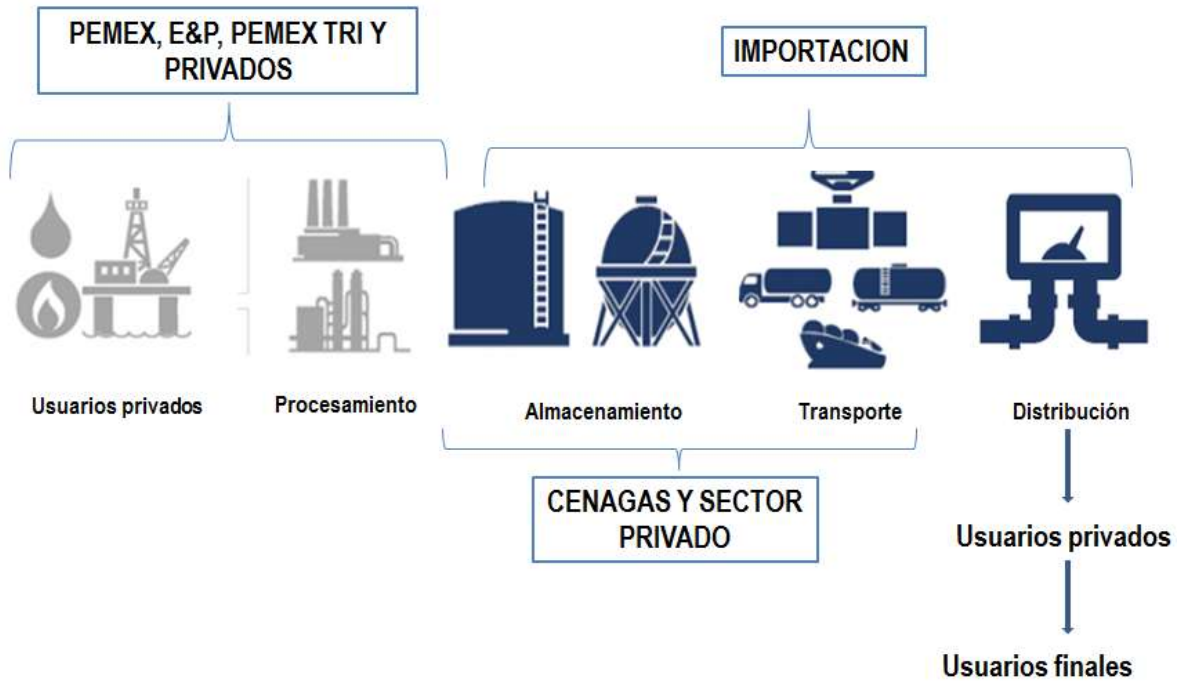


Figura 1.8 Cadena de suministro de gas natural en México  
Fuente: Elaboración propia a partir de SENER con información de CRE y CENAGAS.

### Exploración

En México, previo a la reforma energética, PEMEX y sus empresas subsidiarias constituían la única industria legal en México para llevar a cabo las actividades de exploración, extracción y procesamiento de gas natural, aun cuando esto significaba la restricción del desarrollo de nuevos campos de hidrocarburos.

Con el nuevo marco legal en materia energética, en junio de 2015 la SENER publicó la primera versión del Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, mismo que se elaboró a partir de la propuesta de la CNH. Este Plan considera distintos elementos legales y de política pública necesarios para la viabilidad de las licitaciones. Esto permite que el sector privado y PEMEX, puedan explorar, extraer y suministrar energéticos, brindando las condiciones para que México abra todas las áreas.

### Procesamiento

El procesamiento del gas natural implica una serie de procesos industriales en los que el hidrocarburo extraído del subsuelo es sometido a cambios de presión y temperatura mediante plantas endulzadoras, criogénicas y fraccionadoras, tal como se explicó a detalle en el subcapítulo 1.4. La finalidad de estos procesos es obtener gas seco o gas natural comercial y el orden en la utilización de las plantas de proceso dependerá de los compuestos iniciales que contenga el hidrocarburo extraído directo de los campos.

Actualmente, Pemex es la única empresa que cuenta con complejos procesadores de gas natural en el país, situados ocho de ellos en la región Sursureste (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y uno de ellos en la región Noreste (Tamaulipas).

A la fecha, PEMEX tiene en operación 9 Centros Procesadores de Gas Natural (CPG): (i) Cactus (Chiapas); (ii) Ciudad Pemex (Tabasco); (iii) Nuevo Pemex (Tabasco); (iv) La Venta (Tabasco); (v) Área Coatzacoalcos (Veracruz); (vi) Matapionche (Veracruz); (vii) Poza Rica (Veracruz); (viii) Arenque (Tamaulipas) y (ix) Burgos (Tamaulipas).

#### *Transporte y Almacenamiento de Gas Natural*

Actualmente, el transporte (transporte y distribución por gasoductos) y almacenamiento son de las etapas más importantes en la cadena de suministro del gas natural, debido a que la mayoría del hidrocarburo es importado de Estados Unidos, por lo que, a partir del 1 enero de 2016, PEMEX inició el proceso para la transferencia de sus activos utilizados para el transporte de gas natural al CENAGAS. Derivado de lo anterior el CENAGAS, en su rol de transportista, implementa estrategias para mantener y operar la infraestructura, lo que permite monitorear y establecer medidas que atenúen o minimicen algún riesgo en la operación.

La CRE otorgo a CENAGAS el permiso para gestionar el SISTRANGAS, con base en ello, el SISTRANGAS está integrado por los siguientes siete sistemas, con las siguientes características:

No.	Sistema	Longitud (Km)
1	Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,867.00
2	Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	114.2
3	Gasoductos del Bajío (GDB)	204.2
4	Gasoductos del Noreste (GdN o Ramones Fase I)	116.2
5	Gas Natural del Noroeste (GdN)	172.5
6	TAG Pipelines Norte (TPN)	446.8
7	TAG Pipelines Norte (TPN)	291.5
Longitud de Sistemas Integrados		10,212.60

Tabla 1.4 Sistema de Transporte Nacional Integrado.  
Fuente: SENER con Información de CENAGAS.

Por otra parte, las terminales de regasificación de GNL también funcionan como permisionarios de almacenamiento. A la fecha las Terminales de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (TARGNL) de Altamira y Manzanillo se encuentran interconectadas al SISTRANGAS.

### **1.6 Mercado de Gas Natural en México**

Actualmente, México tiene acceso a uno de los gases naturales más baratos del mundo que es el de Estados Unidos, la demanda nacional de gas natural ha incrementado 34.3%, principalmente por la ampliación en la generación de energía eléctrica a partir de este combustible, mediante plantas de ciclo combinado. Esta tecnología resulta más eficiente y sustentable en comparación a las plantas eléctricas que utilizan otro tipo de combustible fósil, debido a la menor generación de emisiones de CO<sub>2</sub> y a los elevados rendimientos de la energía contenida en el energético (alrededor del 60%), aunado a que el gas natural es un combustible de menor costo.

De acuerdo con su ubicación geográfica, México importa la mayor parte del gas de Estados Unidos, este país al tener mayor tecnología para la extracción del gas así como su procesamiento, exporta a México y al mundo gas natural a buen precio respecto a Europa, por tanto es más fácil conectarse al gas natural de Estados Unidos que al Europeo por cuestiones de logística, la figura 1.10 hace referencia a los precios de este combustible desde los años 80's haciendo una predicción hasta el 2030, por lo que el gas que ofrece EE. UU., en esta estadística presenta el más barato en todos los años.

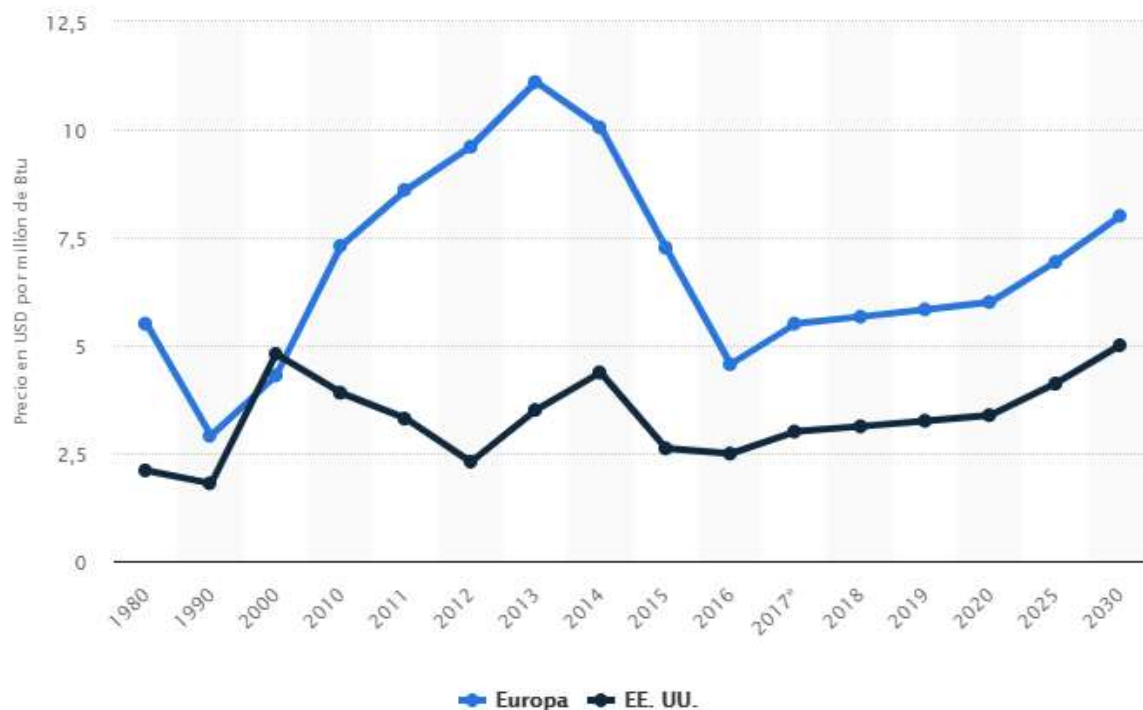


Figura 1.9 Evolución del precio del gas natural en Estados Unidos y Europa desde 1980 hasta 2030 (USD/MMBTU).  
Fuente: STATISTA

### 1.7 El gas natural y el ambiente

Para el caso de la industria, es importante que los combustibles que se usen como servicio, no emitan niveles mayores a los permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) de acuerdo con la NOM-085-SEMARNAT-2011, *Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición*, con el fin de proteger la calidad del aire.

Esta normatividad no aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 530 mega joules por hora (15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas, equipos auxiliares y equipos de relevo. Tampoco aplica para el caso en que se utilicen bioenergéticos.

En el proyecto presentado en el capítulo 5, no se sobrepasa la capacidad térmica y por tanto no aplica la NOM, sin embargo, hay que hacer una comparación entre los diferentes combustibles que existen, y de acuerdo con la tabla no.1.5, se puede observar que el gas natural es el combustible que no presenta azufre ni nitrógeno, por lo cual las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> son nulas, caso contrario del combustóleo pesado o coque de petróleo.

Tabla 1.5 Principales propiedades de combustibles convencionales

Combustible	Poder calorífico MJ/kg	Componentes principales (%)			FESO <sub>2</sub>	Fd m <sup>3</sup> /GJ
		S	N	Agua	g/kg	
Gas natural	52	-	-	-	0	326
Gas L.P.	48	0.014 <sup>(7)</sup>	-	-	0	313
Diésel Industrial	48	0.05 0.5 <sup>1)</sup>	-	0.05 <sup>1)</sup>	1	339
Gasóleo Doméstico	42	0.05 <sup>1)</sup>	-	0.5 <sup>2)</sup>	-	339
Combustóleo pesado	42	4.0 <sup>1)</sup>	-	1.0 <sup>1)</sup>	80	339
Combustóleo ligero	43	2.0 4.0 <sup>1)</sup>	-	1.0 <sup>1)</sup>	40	331
Carbón mineral	Varia	-	-	-	-	335
Coque de petróleo	31	7.0 6.5 <sup>2)</sup>	-	15 <sup>2)</sup>	140	335

Fuente: NOM-085-SEMARNAT-2011

Fd: Volumen de productos de la combustión por GJ de energía en el combustible, m<sup>3</sup>/GJ, en condiciones de referencia: base seca, 25 °C, 1 Atm y 5% de O<sub>2</sub>.

FESO<sub>2</sub>: Factor de emisión de SO<sub>2</sub> del combustible, g/kg.

## 1.8 Perspectiva nacional del gas natural

Con las nuevas disposiciones de la reforma energética, México tiene la posibilidad de conectarse por ducto a Estados Unidos y obtener gas de importación a un precio de 0 4 dólares por MMBTU. En algunos países de Europa el gas ronda en 14 dólares y en Japón está a 16 dólares. En cuanto a la industria, el precio del gas de importación tiene una oportunidad importante, porque si es cierto que las empresas mexicanas compiten con las empresas chinas, el precio del gas natural de importación nos da una ventaja competitiva importante. (Funseam, 2013)

### *México autosuficiente de gas natural*

El reto que enfrenta México es cubrir con producción nacional de gas, todas las necesidades del país y exportar los excedentes, como sucede en Estados Unidos, esto significaría poner en valor las reservas e incrementar el PIB.

Con la actual Reforma debería ser fácil poner en orden el valor de las reservas de gas en México, para que los partidos políticos puedan plantearse que no solo PEMEX pueda extraer y producir el gas y pueda entrar el sector privado. Si esto no se hace, perdemos una oportunidad histórica por el potencial de gas que se posee.

Por lo que a la actualidad concierne, México ha invertido más en el desarrollo de red de gasoductos, el reto es ampliar la red actual. En territorio mexicano, hay 4, 500 kilómetros de ductos en construcción o en proyecto, considerando los proyectos de CFE, los de PEMEX y otros privados. Entonces, el reto de las inversiones actuales se está enfocando en la infraestructura de ductos.

Se debe tener claro que un ducto lo detona un mercado, si no hay mercado, hacer un ducto es antieconómico. Las plantas de ciclo combinado han sido fundamentales en ese sentido, pero ha habido proyectos privados donde se han detonado ductos sin tener plantas de ciclo combinado, pero sí un mercado.

Por ejemplo, Tejas Gas de Toluca hace algunos años construyó un ducto cerca de Toluca para suministrar el mercado industrial del valle de México, sin que hubiera un proyecto ciclo combinado. Lo más conveniente, es que el sector industrial reserve la capacidad para de gas de importación que necesita, posterior a ello a construir el ducto. No se trata de que primero se construya un ducto y cuando llegue el industrial decida si se conecta o no.

### ***Operación de gasoductos nacionales***

El reto es manejarlo de una forma integrada y como sistema único. Actualmente se tienen entradas de ductos conectados con Estados Unidos, que son conexiones de PEMEX y algunas de CFE. Por otro lado, se tienen las plantas de GNL en Altamira y Manzanillo. El gobierno mexicano tiene como reto gestionar el sistema de forma única, coordinando entradas y salidas de gas, revisar, supervisar y ampliar la red de ductos a través de una planificación ordenada y analizar las prioridades para manejar el sistema, cuando hay una alerta crítica, es decir un desabasto de gas.

México ha padecido alertas críticas por escasez de gas, pero puede haber crisis de otros tipos. En el desarrollo futuro, se requiere una visión única para gestionar el sistema y avanzar de forma integrada y técnica, poniendo de acuerdo con Pemex y a CFE. De hecho, las licitaciones del GNL se han realizado de forma única por CFE, pero el gas que importa CFE es para CFE y para Pemex.

Eso es un gran acierto, porque si cada uno sale al mercado internacional a comprar por separado, el producto sería más caro. Además, el gobierno ha hecho acuerdos con Pemex y a CFE para empezar a utilizar infraestructuras que son de CFE, como la desgasificadora de Manzanillo, para la entrada de gas al sistema, de tal manera que el gas no sólo sirva para las centrales de CFE sino también para suministrar gas al conjunto del mercado. En ese escenario, la integración de la infraestructura existente, junto con el desarrollo de nuevos ductos, es importante.

Luego, está el desarrollo reglamentario. El gas natural tiene en México un reglamento que no se ha movido en los últimos 15 años, desde que se decidió la apertura de la distribución de gas. Hoy en día está obsoleto y requiere actualización. (Secretaría de Energía, 2016)

### ***Subsidio de gas natural***

El gas natural no tiene ningún tipo de subsidio. El gas natural es un producto que simplemente se extrae del pozo, se procesa, se inyecta en los ductos, se le añade un odorizante y llega al consumo final. Se tiene un producto que compite con el gas natural, que es el gas L.P. este gas no existe en la naturaleza, es un producto de refinería, se tiene que importar, hay que transportarlo vía terrestre, por esta razón es un producto muy caro.

Entonces, el gobierno tiene múltiples pérdidas, idealmente si el gobierno se decidiera por una la política de precios y de subsidios, en la que cada tipo de energía asume su cadena de costos tal y como es, entonces el consumidor puede elegir libremente que combustible le es más conveniente.

El gobierno debe mantener un escenario equitativo e igual para todos. En la que se compita de acuerdo con las preferencias del consumidor.

Eso no quiero decir que el gas natural se vea completamente desplazado. En el país hay dos millones de usuarios de gas natural, por lo que hay mucho mercado para que distribuidoras de gas natural puedan surtir este mercado. Mientras que en Gas L.P. existen 22 millones de consumidores, lo anterior debido a que hay consumidores de leña y lugares en México donde no hay gasoductos para surtir gas natural.

### ***Redes de distribución***

Una manera de incentivar el desarrollo del gas natural es a través de los gasoductos cercanos a una población significativa y posteriormente desarrollar las redes de distribución.

Hay varios estados, como Sonora y Sinaloa, que no han tenido ductos y ahora los van a tener, sin embargo, en grandes metrópolis como la Ciudad de México o Guadalajara, ocurre lo contrario, es decir, hay ductos de transporte cercanos, pero no hay redes de distribución. Sin embargo, una excepción a lo anterior es Monterrey que tiene una red de distribución en la ciudad.

En la Ciudad de México se acostumbra a usar Gas L.P. sin embargo para poder tener una red de distribución, se necesitan permisos gubernamentales, los cuales ya no se otorgan, debido a la complejidad de una obra subterránea en la ciudad.

En realidad, no hay ninguna ciudad a nivel mundial comparable con la Ciudad de México que no tenga una red de distribución de gas natural. Se puede hablar de San Francisco, Chicago, Washington, Nueva York, Boston, pero también Latinoamérica: Sao Paulo, Río de Janeiro, Bogotá, Lima, todas la tienen. En Asia y Europa, todas la tienen. Las ciudades modernas tienen red de distribución eléctrica, red de fibra óptica, red de agua y red de gas, pero la Ciudad de México no tiene red de gas. Lo anterior es difícil ya que las autoridades de la Ciudad de México no lo permiten. Aunado a esto, otro prejuicio ciudadano que se tiene, son los sismos y que estas redes de distribución puedan romperse por el tipo de suelo que se tiene en la ciudad sin embargo existen tecnologías muy superadas que están adaptadas a las condiciones de la Ciudad de México.

Es por eso, por lo que falta una visión de planificación. Ampliar las redes de distribución debe ser un planteamiento de las autoridades municipales porque deberían tener una visión a mediano y largo plazo para definir infraestructuras modernas y seguras, en las que el ciudadano decida conectarse sin más.

Los políticos tienen la obligación de aportar su visión de planificación a mediano y largo plazo y de velar por los intereses del ciudadano y, sobre todo, modernizar infraestructuras. Los delegados políticos de la Ciudad de México deben ser capaces de ver la modernidad en infraestructuras seguras, ágiles, modernas y que sean una alternativa más para el ciudadano. El ciudadano quiere tener la opción de contar con gas natural, pero si no hay la opción de tener la red de ductos cerca de su casa, no será posible la conexión.

### ***Plantas de generación eléctrica***

La inversión de los productores independientes en generación ha sido del orden de los 30 mil millones de dólares en México, en plantas eficientes y modernas con tecnología de ciclo combinado. El gobierno ha podido contar con esa capacidad de generación sin necesidad de esos 30 mil millones y con una ventaja: a través de la Comisión Federal de Electricidad maneja y controla las plantas.

Es decir, las plantas de producción independiente son para vender la energía a CFE. Es la CFE quien decide arrancar y parar las plantas, maneja la operación, sin haber hecho la inversión. Entonces, ha incrementado la cobertura, ha mejorado los costos de generación, la tecnología de ciclo combinado es muy eficiente y, desde el punto de vista financiero, esos recursos que hubiera tenido que destinar el gobierno para asegurar la generación eléctrica, los ha podido destinar a hospitales, carreteras, educación e infraestructura.

Ahora, en el Programa de Obras e Infraestructura Eléctrica (POISE), existe una planificación con nuevas licitaciones de ciclos combinados, aunque no dice bajo qué esquema se van a licitar. Pensamos que se podría continuar con la figura de productor independiente porque sería exitoso para el país, aunque también la apertura que se prevé con la Reforma Energética puede traer nuevas opciones para cubrir las necesidades de capacidad adicional que tiene el país.

En México tenemos una de las legislaciones más avanzadas en materia de cogeneración y ahí la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha hecho un excelente trabajo. A veces se habla de grandes proyectos de cogeneración, como en las refinerías de PEMEX, sin embargo, también puede cogenerar un hospital o un hotel, produciendo su propia agua caliente y su propia energía eléctrica a partir de la combustión de gas.

## 2. EL MARCO NORMATIVO EN GAS NATURAL

### 2.1 La regulación del gas natural

La Reforma Energética ha impulsado a la industria de los hidrocarburos a modernizar todas las actividades que integran a la cadena de valor del sector, a través de un nuevo marco legal que permite la participación de empresas privadas, ya sea de manera individual o en asociación con Empresas Productivas del Estado (EPE). Bajo este nuevo modelo, se modernizó y fortaleció a Petróleos Mexicanos (PEMEX) convirtiéndola en EPE con autonomía presupuestal, de gestión, y libertad de asociarse con el sector privado para competir en igualdad de condiciones, además se fortalecieron los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética otorgándoles autonomía técnica, operativa y de gestión con el objetivo de garantizar absoluta transparencia en los contratos, permisos y procesos de licitación para asegurar el funcionamiento eficiente de los mercados energéticos. En conjunto, una nueva organización de la cadena de valor de los hidrocarburos se ha orientado hacia nuevas fronteras de desarrollo económico y tecnológico misma que ya ha generado logros significativos en el mercado nacional de gas natural, propiciando la libre competencia y la ampliación de la infraestructura, con el objetivo de garantizar un suministro seguro, confiable y a precios competitivos en todo el territorio nacional. (Secretaría de Energía, 2016)

#### ***Avances de la Reforma Energética en la cadena de valor de Gas Natural***

Se han generado logros significativos en materia de gas natural, en agosto de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), organismo descentralizado de la Administración Pública Federal sectorizado a la SENER, el cual es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y al mismo tiempo se encarga de operar y mantener la infraestructura de transporte cuyos permisos es titular. En julio de 2016 la Secretaría de Energía (SENER) publicó la “Política Pública para la implementación del mercado de gas natural” la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes.

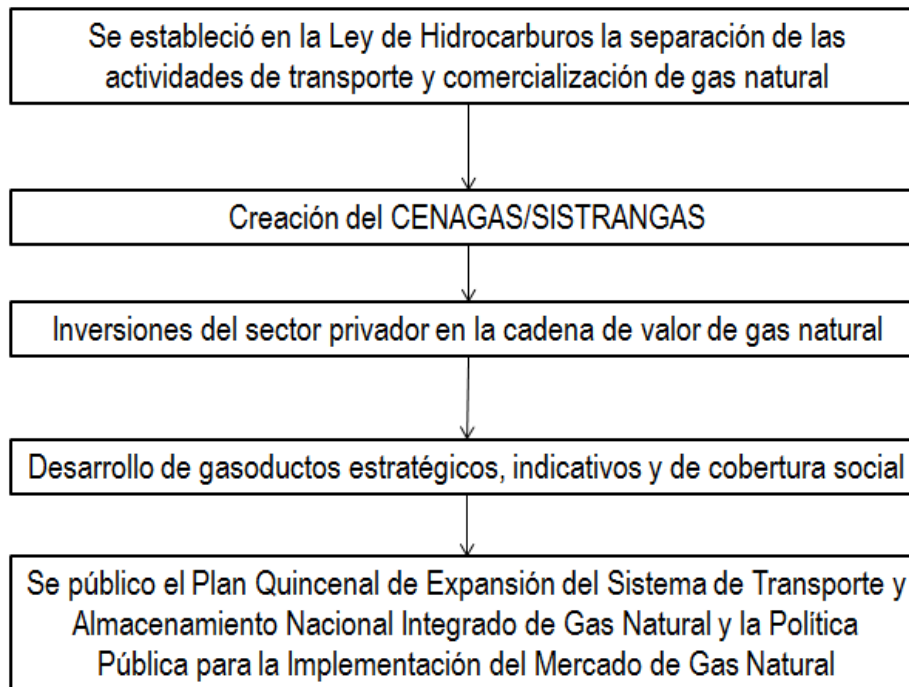


Figura 2.1 Acciones del Nuevo Marco Regulatorio en Materia de Gas Natural.  
Fuente: (Secretaría de Energía, 2016)



Derivado de la modificación al marco regulatorio de gas natural ha incrementado la competencia gracias a la apertura de mercado que favorece a todos los participantes dentro de la cadena de valor, además se ha generado un impulso en la expansión de la infraestructura para el transporte mediante la red de ductos cuyo propósito es aumentar la capacidad y fomentar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS y de las redes de transporte privadas, así como el suministro del combustible a los principales centros de consumo del país.

## 2.2 Normas Oficiales Mexicanas en materia de gas natural

La realización de actividades de distribución, transporte y almacenamiento de gas natural requieren permiso previo otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, y derivado de la reforma energética y del nuevo marco regulatorio las siguientes normas oficiales mexicanas para gas natural son aplicables:

### 1. NOM- 001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

Tiene como finalidad establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, para la preservación de la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios o usuarios.

Es aplicable al gas natural que se entrega en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de transferencia. No aplica al gas natural que se conduce desde pozos y complejos procesadores, ni al gas natural licuado que se transporta por buques tanque a las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, ni al gas licuado y el gas natural que se maneja en dichas terminales previamente a su inyección al sistema de transporte.

### 2. NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Debido a que el alcance del presente trabajo escrito comprende muchos puntos técnicos de la NOM, en el capítulo 3, se describe más a detalle todos los alcances que la anterior tiene.

### 3. NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

La norma establece los requisitos mínimos que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad, de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos es aplicable desde el punto de transferencia del transportista al distribuidor hasta la salida del medidor del usuario final. (Figura 2.2) Antes del punto de transferencia, aplica la norma de transporte de gas natural o de gas LP y desde la salida del medidor, la norma de instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

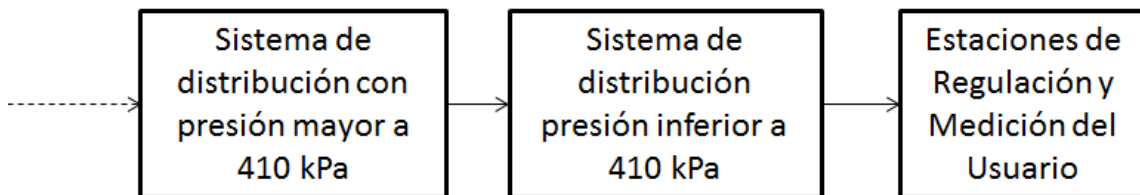


Figura 2.2 Alcance NOM-003-SECRE-2010.  
Fuente: Elaboración propia a partir de NOM-003-SECRE-2011

#### 4. NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.

Esta norma establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos.

Es aplicable a los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos (Sistemas de Transporte) localizados en territorio nacional. Incluye todos aquellos Sistemas de Transporte en diseño, construcción y operación, e inclusive los que están empacados, inertizados y abandonados, y aquéllos sistemas de transporte que ya estando construidos se modifiquen en su diseño original.

La aplicación de la Norma a los Sistemas de Transporte localizados en territorio nacional comprende desde el(los) punto(s) de origen del ducto hasta el(los) puntos de destino.

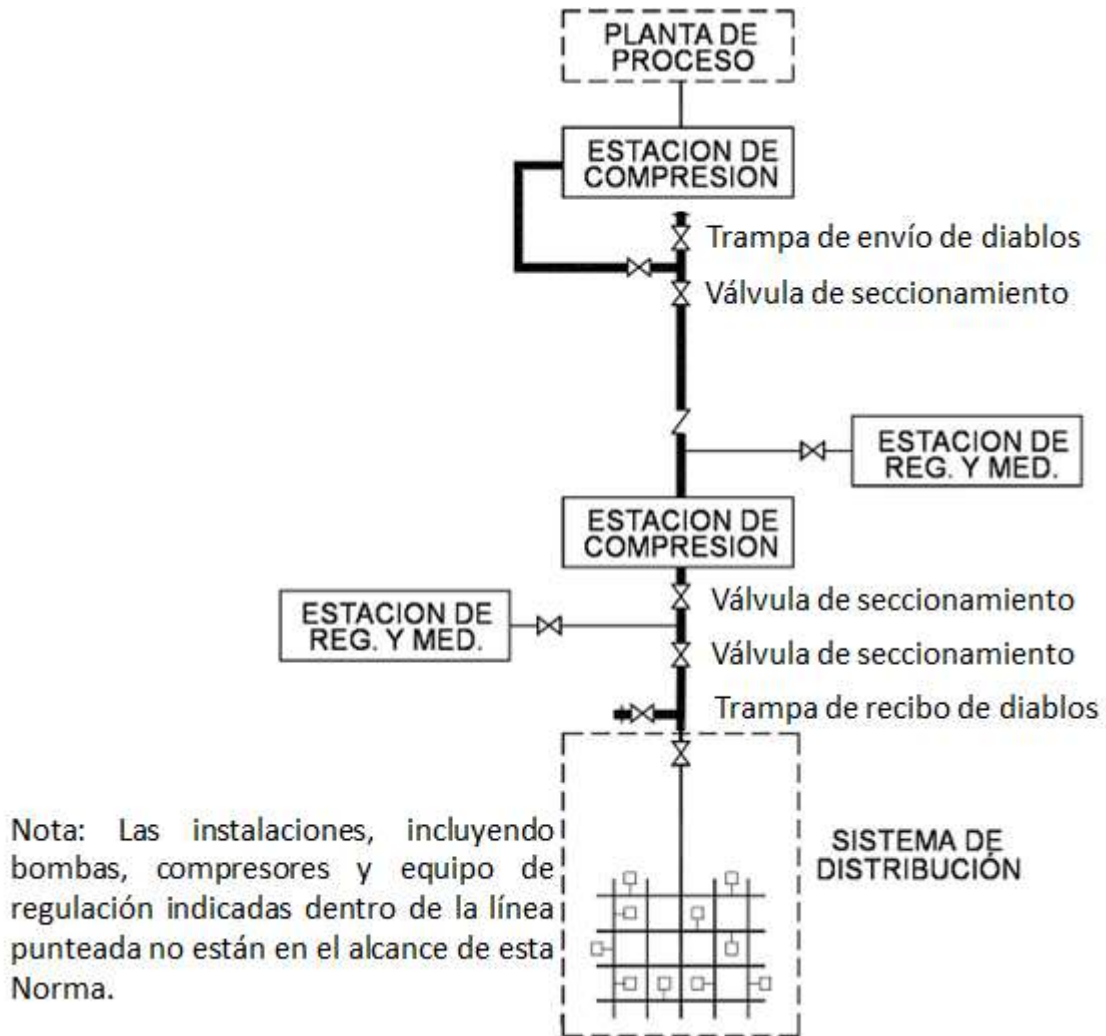


Figura 2.3 Alcance NOM-007-SECRE-2010.  
Fuente: NOM-007-SECRE-2010

**5. NOM-010-SECRE-2002, Gas Natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos para estaciones de servicio.**

Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las estaciones de servicio instaladas en la República Mexicana, con el fin de suministrar gas natural comprimido para los vehículos automotores que lo utilizan como combustible.

Aplica a los equipos, componentes y materiales utilizados para darle las condiciones requeridas al gas natural comprimido para su uso, desde el punto de recepción de un sistema de transporte o distribución de gas natural hasta el conector de llenado de gas natural comprimido.

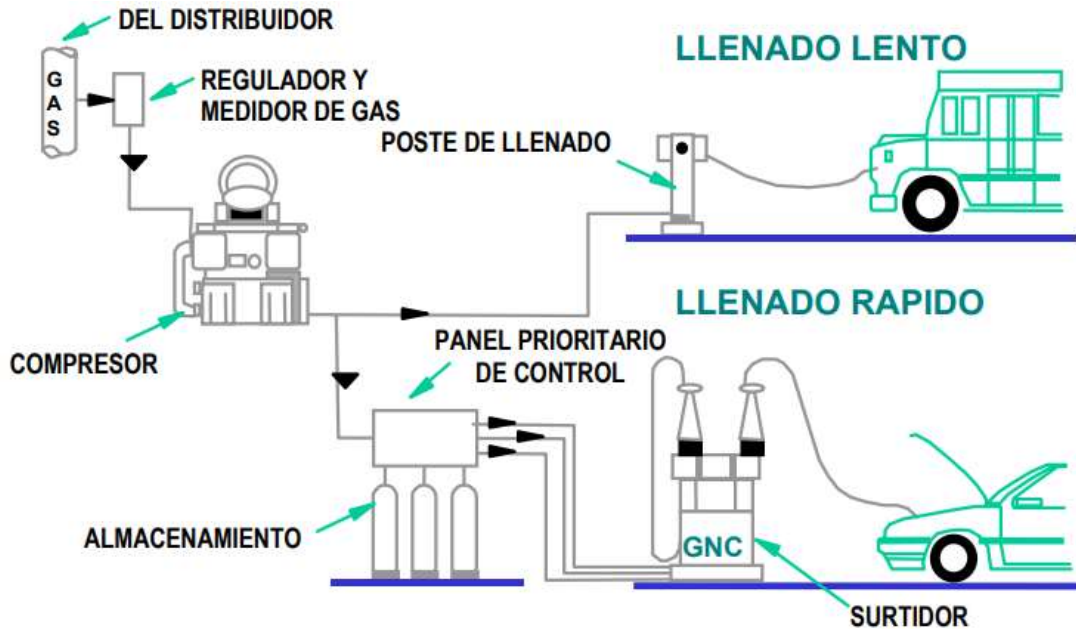


Figura 2.4 Alcance NOM-010-SECRE-2010.  
Fuente: NOM-010-SECRE-2010

**6. NOM-013-SECRE-2012, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado, que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.**

Establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

Esta norma oficial mexicana consta de cuatro partes. La primera parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme; la segunda parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL instaladas costa afuera, desde el punto de recepción del GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos, y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de gas natural; la tercera parte de la NOM se refiere al diseño del gasoducto submarino para conducir el gas natural desde la Terminal costa afuera hasta el litoral

El diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de GNL deben cumplir con los requisitos mínimos que establece esta NOM, sin que ello impida el uso de sistemas, equipos, métodos o instrumentos de calidad, resistencia, resistencia al fuego, efectividad, integridad estructural, durabilidad y seguridad equivalentes o superiores a los señalados en la misma.

### 3. INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL

Una instalación de aprovechamiento es el conjunto de tuberías, válvulas y accesorios apropiados para conducir gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los equipos de consumo.

Por lo que el alcance de las disposiciones generales de las instalaciones se limita a aquellas que se encuentran posteriores a una estación de regulación y medición.

Se describirán los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en las etapas de diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

#### 3.1 Tipos de instalaciones de aprovechamiento de gas natural

Para efectos de la Norma Oficial Mexicana, las instalaciones de aprovechamiento de gas natural se clasifican en tres tipos:

- Tipo doméstico: La instalación que suministra gas a casas o departamentos destinados a uso habitacional.
- Tipo comercial: La instalación que suministra gas a establecimientos donde se elaboran productos que se comercializan directamente con el consumidor o donde se proporcionan servicios.
- Tipo industrial: La instalación que suministra gas a empresas donde se realizan procesos industriales para elaborar productos que sirvan como materia prima para otros procesos.



Figura 3.1 Instalación de aprovechamiento de gas natural tipo industrial.  
Fuente: El Periódico de la Energía

#### 3.2 Diseño de instalaciones de aprovechamiento

La premisa inicial para diseñar una instalación de aprovechamiento de gas natural y cumplir con la normativa mexicana vigente, es saber que la presión que a la que se va a diseñar deber ser inferior a la MPOP, *Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP)*, es decir aquella presión a la cual se puede permitir la operación de la instalación de aprovechamiento para el correcto funcionamiento de los equipos de consumo a máxima.

Por lo que, para hacer el dimensionamiento y memoria de cálculo como parte del diseño de una instalación de gas, posterior a un levantamiento en campo de acuerdo con las medidas de la locación en la que se desea instalar se deben de tomar en cuenta las siguientes variables, para el cálculo del diámetro nominal:

Variable
Densidad relativa del Gas Natural a temperatura de locación
Presión barométrica de locación
Presión de suministro por distribuidor

Tabla 3.1 Bases de cálculo.

Posterior al cálculo del diámetro de la instalación de acuerdo con todos los criterios que se describen el capítulo 4, se deben realizar los documentos para sustentar el diseño de la instalación:

- Isométrico: Dibujo con o sin escala mediante el cual se identifican y representan las trayectorias las instalaciones de aprovechamiento, plasmando el tipo de material, accesorios, longitud, diámetro y que además ayude a la identificación y ubicación de los elementos de medición y regulación, así como de los aparatos de consumo.
- Memoria de cálculo: Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión, espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, trayecto de la instalación y materiales utilizados.
- Descripción de la instalación de aprovechamiento: Narrativa que relata el trayecto de la tubería, ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo, principales consideraciones de diseño, filosofía de operación, los procesos industriales y su interrelación con su uso final.

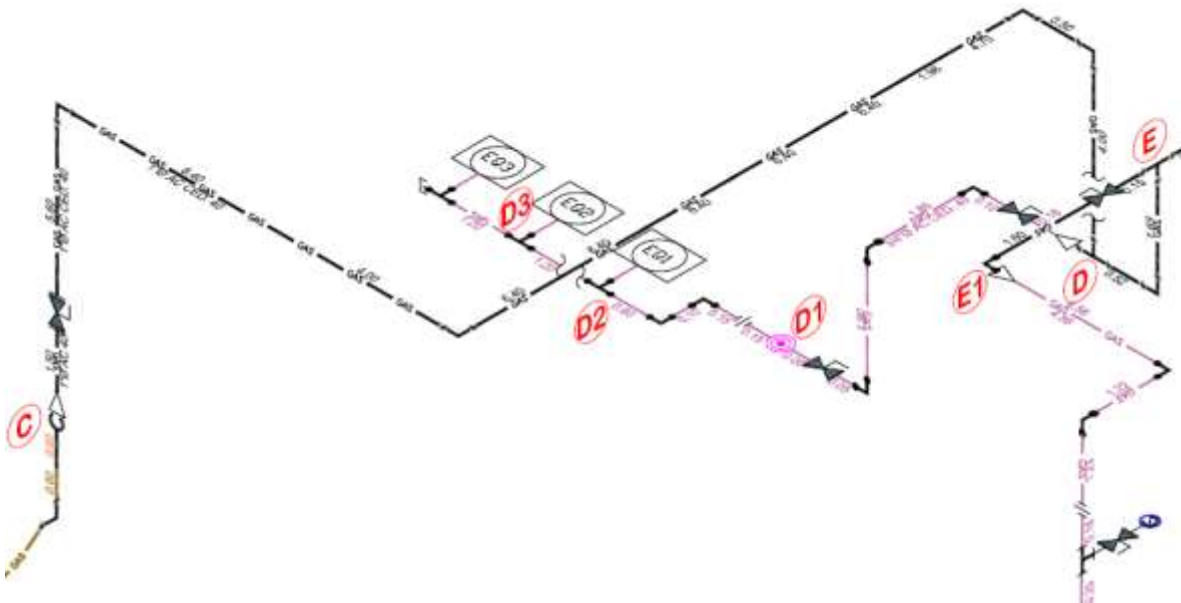


Figura 3.2 Elementos básicos de un diagrama isométrico de instalaciones de aprovechamiento de gas natural tipo industrial.

Fuente: (Ramírez Espejel, 2013)

Lo más importante para diseñar una red de aprovechamiento de gas natural, es que la anterior debe diseñarse necesariamente para que pueda operar bajo la máxima caída de presión permisible sin exceder la MPOP, para el caso de las instalaciones de tipo doméstico, la MPOP dentro de la casa habitación no debe exceder de 50 kPa (0.5 kg/cm<sup>2</sup>).

Las condiciones de diseño, antes de la construcción que se deben considerar para una instalación de aprovechamiento son las siguientes:

- No se permite la instalación de tuberías en cubos o casetas de elevadores, tiros de chimenea, lugares que atraviesen cisternas, sótanos, registros y conductos para servicios eléctricos o electrónicos, ni en el interior de juntas constructivas.
- Las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial deben tener instalada una válvula de corte después de la estación de regulación y medición, en caso de que el equipo de consumo se localice a más de 50 metros de la estación de regulación, esta válvula se colocará antes de la entrada de construcción.
- Para el caso de instalaciones de aprovechamiento tipo comercial y doméstico se debe instalar una válvula de corte antes de cada equipo de consumo, en caso de no contar con dicha válvula se debe instalar una válvula que controle a todos los aparatos de la instalación.



Figura 3.3 Válvula de corte general de una instalación de aprovechamiento tipo residencial.  
Fuente: Naturgy

### **Tubos de acero negro, conexiones, accesorios y componentes enterrados**

Todos los componentes de la instalación de aprovechamiento enterrados o sumergidos, de acuerdo con lo establecido en el Apéndice II, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, de la NOM-003-SECRE-VIGENTE (Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos). Por lo que se considera a partir de este apéndice las condiciones necesarias que se deben incluir para hacer la protección catódica adecuada en tuberías de acero negro, galvanizado o al carbón enterradas.

#### ***Control de la corrosión externa en tuberías de acero***

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los Recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del Recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del Recubrimiento anticorrosivo se debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos

La prevención de la corrosión exterior de las tuberías de acero enterradas o sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódico, por lo que los recubrimientos anticorrosivos se deben seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo y el

escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la compatibilidad con la protección catódica complementaria.

Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, esta debe estar protegida para evitar daños físicos y al momento de aplicar el recubrimiento anticorrosivo debe estar libre de poros o imperfecciones. Es importante que la tubería enterrada o sumergida que quede expuesta en la parte de transición, entre el tramo aéreo y el enterrado (interfase suelo-aire), se debe aplicar igualmente un recubrimiento anticorrosivo en la parte expuesta que prevenga la corrosión.

### ***Tipos de protección catódica***

Para las tuberías enterradas en instalaciones de aprovechamiento, existen dos tipos de sistemas de protección catódica, las cuales se pueden emplear de forma individual o combinada.

Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos, así como en el Recubrimiento anticorrosivo.

La tubería de acero debe contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 1000 ohm/cm), presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo.

- Ánodos galvánicos o de sacrificio: La fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo. En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección.

La tubería de acero debe contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 1000 ohm/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo.



### PROTECCIÓN CATÓDICA DE UNA TUBERÍA DE HIERRO

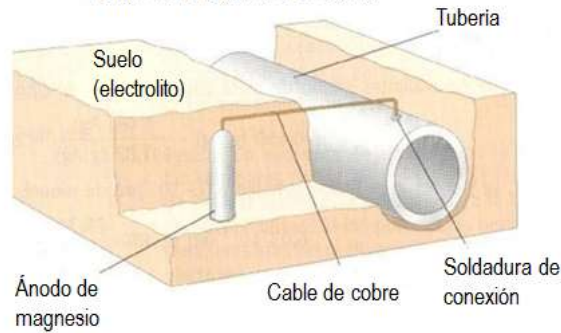


Figura 3.4 Protección catódica por ánodo de sacrificio.  
Fuente: Ferrepro

Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios de la tabla 3.

CONDICIONES	POTENCIAL (mV)
Medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO <sub>4</sub> ), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada	-850
Medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO <sub>4</sub> ), cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras.	-950
Medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO <sub>4</sub> ) en contacto con el electrolito.	-100

Tabla 3.2 Técnicas de medición de acuerdo con el código NACE Standard.  
Fuente: NOM-007-SECRE-2010.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

Por otra parte, el potencial tubo/suelo máximo permisible se fijará de acuerdo a las características particulares del Recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería

Como condición general el valor máximo potencial no debe exceder, los valores de la tabla 3.2 de acuerdo a las condiciones siguientes:

CONDICIONES	POTENCIAL (V)
Condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia	-2.5
Condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia	-1.1

Tabla 3.3 Valores máximos de potencial para protección catódica en tuberías enterradas y/o sumergidas referidos a un electrodo de referencia cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO4).  
Fuente: NOM-007-SECRE-2010.

- Corriente impresa. Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferro silicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

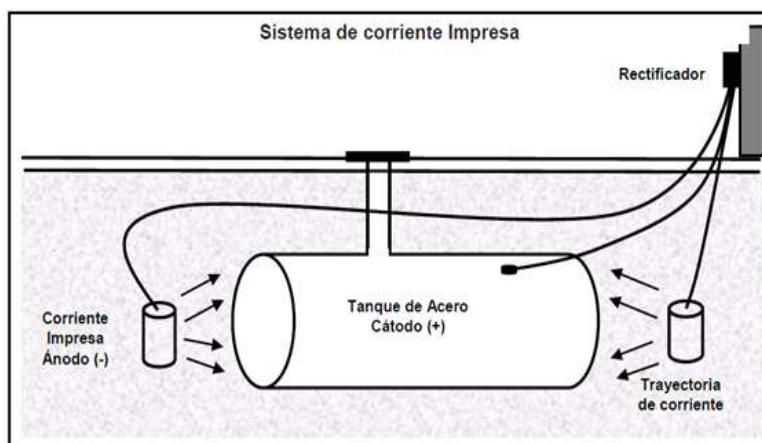


Figura 3.5 Sistema de corriente impresa.  
Fuente: NOM-EM-003-ASEA-2016

### Aislamiento eléctrico

La tubería de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de tubería, estructuras de puentes, túneles, pilotes, Camisas de acero protectoras, Recubrimiento de lastre, entre otros.

Un sistema por excelencia para el aislamiento eléctrico, son las juntas aislantes de las cuales se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería, es importante considerar que al realizar cualquier instalación de junta, esta se debe seleccionar de acuerdo considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería, al realizar cualquier instalación de una junta aislante se debe comprobar ausencia de atmosferas peligrosas.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- Cabezales de Pozos
- Origen de Ramales
- Entrada y salida de la tubería en Estaciones de medición y/o regulación de presión, de compresión y/o bombeo.
- En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica.
- En el origen y final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico
- En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

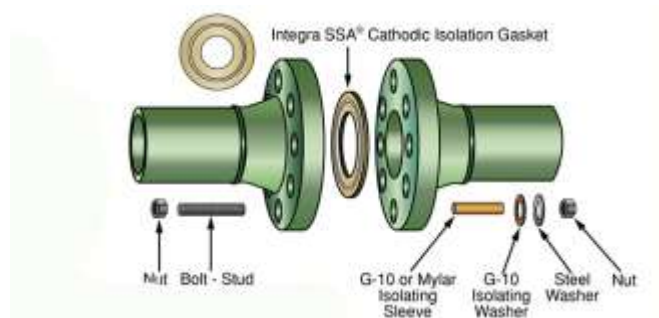


Figura 3.6 Junta dieléctrica tipo micarta para aislamiento eléctrico en sistemas de tuberías con protección catódica.  
Fuente: DuPont

### Medición de resistividad del suelo

Como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica, se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, la tabla X indica los efectos corrosivos de los suelos referentes a su resistividad.

Tabla 3.4 Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno.  
Fuente: NOM-007-SECRE-2010.

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1.000	Altamente corrosivo
1.000-5.000	Corrosivo
5.000-10.000	Poco corrosivo
10.000-en adelante	Muy poco corrosivo

### Estructuras para proteger

Para el caso de las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre en un estudio técnico del suelo en corrosión, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados. Para el caso de tuberías existentes sin proteger, se debe determinar la necesidad de implementar programas adicionales contra la corrosión y tomar acciones correctivas.

Los métodos y acciones mencionados deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

- a) Evaluación:
  1. Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías de acero protegidas catódicamente en búsqueda de indicios de corrosión en proceso;
  2. Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen:

- Potencial tubo/suelo
- Resistividad del suelo
- Potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos

Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, por ejemplo, provisiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de protección catódica:

- Mejoramiento del Recubrimiento anticorrosivo.
- Instalación complementaria de ánodos de sacrificio.
- Utilización de fuentes de corriente impresa.
- Delimitación con aislamientos eléctricos.
- Control de corrientes eléctricas parásitas.

## **Materiales y accesorios**

### **TUBERÍA**

Un factor importante en el diseño de una instalación de aprovechamiento, es la selección del material de la tubería **utilizada**, así como sus respectivos accesorios, haciendo un balance siempre en las condiciones de operación de la misma y su costo, por lo que a instalaciones de gas natural se refiere, los materiales que se pueden seleccionar son los siguientes:

- Acero negro
- Acero galvanizado
- Acero al carbón
- Acero inoxidable, liso o corrugado
- Multicapa (PE-AL-PE)
- **Poli cloruro multicapa (CPVC-AL-CPV)**

### **Tubería de acero negro, galvanizado y al carbón**

Las tuberías de acero negro, galvanizado y al carbón deben cumplir con las especificaciones mínimas de las normas NMX-B-010-1986, NMX-B-177-1990, NMX-B-179-1983.

En las tuberías de acero que operen a presiones mayores a 50 kPa se deberá determinar el espesor de pared o MPOP de acuerdo con la NOM-003-SECRE vigente, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, por lo que el espesor mínimo de la tubería se calcula de acuerdo con la formula siguiente:

$$t = \frac{P * D}{2 * S * F * E * T}$$

**Ecuación 3.1 Espesor de pared en tuberías de transporte de hidrocarburos.**

Dónde:

t = espesor de pared de la tubería en milímetros

P = Presión manométrica de diseño en kPa

D = diámetro exterior de la tubería en milímetros

S = Resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa

F = factor de diseño por densidad de población

E = factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T = factor de corrección por temperatura del Gas.

Tabla 3.5 Factor de diseño por densidad de población (F).  
Fuente: API 1104

Clase de localización	F
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

Tabla 3.6 Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E).  
Fuente: API 1104

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldadura por arco eléctrico	0.8
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por arco eléctrico	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A 691	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.0
ASTM A 984	Soldadura por resistencia eléctrica	1.0
ASTM A 1005	Soldadura por doble arco sumergido	1.0
ASTM A 1006	Soldadura con rayo láser	1.0
API 5L	Soldadura eléctrica	1.00
	Sin costura	1.00
	Soldadura con arco sumergido (costura longitudinal o helicoidal)	1.00
		1.00
	Soldado a tope en horno, soldadura continua	0.60
Otra especificación desconocida	o Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 101.6 mm (4")	0.80
Otra especificación desconocida	o Tubería con diámetro nominal menor de 101.6 mm (4")	0.60

Tabla 3.7 Factor de corrección por temperatura.

Fuente: API 1104

Temperatura K (°C)	Factor, T
394.12 (121) o menores	1.0
422.15 (149)	0.967
450.15 (177)	0.933
477.15 (204)	0.900
505.15 (232)	0.867

Para la elección correcta del factor de diseño por densidad de población, es importante conocer las clases de localización, por lo que se debe considerar:

- Localización clase 1. El Área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones para ocupación humana.
- Localización clase 2. El Área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones para ocupación humana.
- Localización clase 3. El Área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más para ocupación humana.
- Localización clase 4. El Área unitaria en la que predominan construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja, donde el tráfico vehicular es intenso o pesado y donde pueden existir numerosas instalaciones subterráneas.

El tramo de una tubería clase 1 o 2 debe ser reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:

- a) Una construcción ocupada por veinte o más personas, al menos 5 días en la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;
- b) Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, al menos 5 días a la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos, por ejemplo: campos deportivos, áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión, o
- c) Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.

### ***Tuberías de acero inoxidable liso y corrugado***

Las tuberías de acero inoxidable a utilizar deberán cumplir con las normas oficiales mexicanas. En ausencia de éstas, deberán cumplir con normas mexicanas, normas, códigos y estándares internacionales, y a falta de éstas con las prácticas internacionalmente reconocidas aplicables según corresponda. Un factor importante a considerar, es que las aleaciones para esta tubería deben ser de la serie 300 y que la presión de trabajo no debe superar los 50 kPa (7.25 psi).

### ***Tuberías de acero inoxidable liso y corrugado***

Generalmente este tipo de tubería es empleado en instalaciones domésticas y comerciales, pueden ser del tipo rígido para las instalaciones desde una válvula de corte genera hasta la válvula para equipo de consumo y flexible, para realizar las conexiones de la válvula de los equipos de consumo al equipo perse. Estas válvulas deben cumplir con las especificaciones técnicas de la Norma NMX-W-018-SCFI-2006 y no deben superar una presión de trabajo de 410 kPa (60 psi).

### **Tuberías de polietileno**

Para el caso de polietileno, se hará la elección de acuerdo a la presión de operación de la instalación de aprovechamiento, se pueden utilizar polietileno de media densidad si la presión de operación establecida en el diseño no superará 410 kPa (60 psi), por otra parte, polietileno de alta densidad no superando una presión de operación de 689 kPa (100 psi), ambos tipos de polietileno deben cumplir con las especificaciones técnicas de la norma NMX-E-043-SCFI-2002.

La máxima presión de operación debe ser igual o menor a la Presión de diseño, las cuales se pueden determinar con las formulas siguientes:

$$P = 2Sh \frac{t}{D - t} \quad \text{ó} \quad P = 2Sh \frac{1}{(SDR - 1)}$$

**Ecuación 3.2 Máxima presión de operación en tuberías de Polietileno.**

Dónde:

P = Presión manométrica de diseño en kPa

Sh = Resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una de las siguientes temperaturas: **296 K, 311 K, 322 K o 333 K**, la cual debe ser la inmediata superior a la temperatura de operación de la tubería

t = Espesor de la tubería en milímetros

D = Diámetro exterior de la tubería en milímetros

SDR o RD = Relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado

No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del Gas sea menos de 244.15 K (-29°C) o mayor que la temperatura a la cual se determinó el calor de la Sh que se aplicó en la ecuación 3.2 para calcular la presión de diseño y como último criterio para la elección de polietileno como material de tubería es que el espesor de pared de tubería no puede ser menos de 1.57 mm.

### **Tuberías multicapa PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC**

Este material de tubería es novedoso, ya que puede sustituir al cobre en costo y generalmente es empleada por su fácil instalación en instalaciones de aprovechamiento tipo comercial, para poder ser empleadas las tuberías de PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC deberán cumplir con las normas NMX-X-021-SCFI-2007 y NMX-X-044-SCFI-2008, respectivamente.

Este tipo de tubería no podrá superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi), por lo que su uso se ve limitado en instalaciones de aprovechamiento tipo industrial.

### **CONEXIONES Y ACCESORIOS**

En este apartado se considerarán todos los puntos que deben ser incluidos en el diseño de la tubería cuando se tenga la elección del material de la misma y a partir de lo anterior, la elección correcta de conexiones y accesorios de acuerdo con las condiciones de operación de la instalación.

#### **Tuberías de acero negro, galvanizado y al carbón**

- Las conexiones forjadas deben cumplir con la norma NMX-B-177-1990 y no superar una presión de trabajo de 101,33 kPa (14.1 psi).
- Las conexiones roscadas deben ser de hierro maleable clase I, cumplir con la norma NMX-H-22-1989 y no superar una presión de trabajo de 1,03 MPa (149.39 psi).
- Las conexiones soldables deben unirse mediante la técnica de arco eléctrico o con soldadura oxiacetilénica. Se permite la soldadura oxiacetilénica sólo para unir tuberías hasta 50 mm de diámetro.
- En uniones roscadas se deben utilizar productos sellantes resistentes a la acción del gas. Está prohibido el uso de litargirio como sellante.
- Las válvulas deben cumplir con la norma NMX-X-031-SCFI-2005.
- Las juntas aislantes y recubrimientos anticorrosivos deben cumplir con las normas oficiales mexicanas. En ausencia de éstas, deberán cumplir con normas mexicanas, normas, códigos y estándares internacionales, y a falta de éstas con las prácticas internacionalmente reconocidas aplicables según corresponda.
- Las conexiones de transición pueden ser soldables, roscadas, a compresión o bridadas, pero debe existir compatibilidad entre ambos materiales.

### **Tuberías de cobre**

- Las conexiones para tubería de cobre rígido deben cumplir con la norma NMX-W-101/1-SCFI-2004 y NMX-W-101/2-SCFI-2004.
- Las conexiones para tubería flexible deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996.
- Las conexiones con abocinado a 45 grados deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996.
- Las válvulas roscadas y soldables deben cumplir con la norma NMX-X-031-SCFI-2005.
- Se permite el uso de válvulas con sistema de unión a compresión, siempre y cuando cumplan con la norma NMX-X-031-SCFI-2005.
- Las conexiones de transición pueden ser soldables, roscadas, a compresión o bridadas, pero deben tener compatibilidad mecánica.
- Las uniones en cobre rígido deben ser soldadas por capilaridad con soldadura de punto de fusión no menor a 513 K.
- Se permite el uso de conexiones con sistema de unión a presión; siempre y cuando cumplan con el numeral 5.2.2 Resistencia a la torsión de la NMX-X-002-1-1996 y la Tabla 2.- Espesor mínimo, numerales 6 Muestreo y 7 Métodos de Prueba de la NMX-X-031-SCFI-2005 y en lo no previsto por éstas, con las Prácticas internacionalmente reconocidas.

### **Tuberías Multicapa PE-AL-PE y CPVC**

- Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa PE-AL-PE deben cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.
- Conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC
- Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC deben cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008
- Conexiones y accesorios para tuberías Multicapa PE-AL-PE
- Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa PE-AL-PE deben cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.
- Conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC
- Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC deben cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.

### **3.3 Instalación y construcción**

En este subcapítulo se exponen los requisitos mínimos que debe tener una instalación de aprovechamiento en las etapas de construcción, lo siguiente es de vital importancia, ya que en las instalaciones industriales, el adecuado uso de la siguiente información es directamente proporcional a las condiciones de seguridad de la misma.

#### **Requisitos generales**

De acuerdo con su ubicación, se clasifican en tuberías visibles, enterradas y ocultas:

**Tabla 3.8 Requisitos generales de construcción.**  
Fuente: NOM-002-SECRE-2010.

	<b>Material</b>	<b>Oculto</b>	<b>Enterrada</b>	<b>Visible</b>
Tuberías	Polietileno	NO 1	SI 5-6	NO
	Cobre	SI	SI	SI
	Acero negro, galvanizado y al carbón	SI	SI 4	SI
	Acero inoxidable liso y corrugado	SI	SI 8	SI
	Multicapa PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC	SI	SI 5-6	SI <sup>2</sup>
Accesorios y uniones	Polietileno	NO	SI	NO
	Cobre <sup>7</sup>	SI	SI	SI
	Acero negro, galvanizado y al carbón	SI	SI	SI
	Acero inoxidable liso y corrugado	SI	NO 8	SI
	Multicapa PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC	NO	SI	SI <sup>2</sup>
Válvulas		SI <sup>3</sup>	SI <sup>3</sup>	SI



- 1 Se prohíbe el uso de tubería de polietileno en este tipo de trazos. A excepción de aquellas transiciones para efectos de continuar o finalizar el trazo subterráneo; en cuyo caso, la longitud máxima será de 2 m y deberá encamisarse dicho tramo.
- 2 Siempre y cuando la tubería cuente con protección contra rayos UV (contenido de negro de humo)
- 3 No se permite el uso de válvulas ni tuercas unión en trayectos ocultos y/o enterrados. En caso que así se requiera, deberá alojarse en un registro. El registro debe ser de las dimensiones y ubicación adecuadas para su operación y mantenimiento.
- 4 Siempre y cuando la tubería cuente con un sistema contra la corrosión.
- 5 Siempre y cuando la tubería se encuentre enterrada a una profundidad mínima de 45 centímetros entre el nivel de piso terminado a lomo de tubo.
- 6 Para tuberías ocultas y enterradas con presión de trabajo mayor a 50 kPa, no se permite el uso de uniones roscadas
- 7 No se permite el uso de conexiones de latón abocinadas a 45° en tuberías ocultas y enterradas.
- 8 Las tuberías de acero inoxidable corrugado deberán contar con un revestimiento anticorrosivo y sus accesorios y uniones deberán quedar superficiales o dentro de registros.

**Nota:** Instalar tramos completos en tuberías de acero negro.

Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas pueden quedar ahogadas o encamisadas. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones. No se considera oculto el tramo que se utilice para atravesar muros y losas, siempre que su entrada y salida sean visibles, el espacio anular debe ser sellado y se debe usar un "pasa muros" o funda.

En el caso de tuberías horizontales cercanas al piso, la ranura en el muro se debe hacer, como máximo, a 10 centímetros al nivel de piso terminado.



**Figura 3.7 Tubería horizontal respecto al nivel de piso.**

Fuente: Heatwave

Cuando se instalen manómetros, éstos deben ir precedidos de una válvula de bloqueo y para el caso de reguladores, estos deberán tener una válvula de alivio, si la instalación se encuentra en un recinto cerrado además que la ventila se deberá dirigir al exterior.

### **Tuberías**

Los siguientes puntos técnicos, se deben considerar para la etapa de construcción en las instalaciones de aprovechamiento de gas natural:

- Las tuberías enterradas deben estar a una profundidad mínima de 45 centímetros con respecto al nivel de piso terminado. En instalaciones residenciales este valor podrá ser de 30 cm siempre y cuando para la instalación residencial la tubería no cruce calles, andadores o caminos de paso vehicular.
- Cuando se requiera un equipo de consumo especial, como quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, puede utilizarse tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas, siempre que su

longitud no exceda 1,5 metros por cada equipo de consumo, colocando una válvula de control en la parte rígida antes del flexible, unidas con conexiones roscadas; sujetando la parte rígida con abrazaderas. La tubería de cobre flexible o conexión tramada no debe pasar a través de divisiones, paredes, puertas, ventanas, pisos, o quedar ocultas.

- En los sitios donde sean previsibles esfuerzos o vibraciones por asentamientos o movimientos desiguales, se debe dar flexibilidad a la tubería mediante rizos, curvas u omegas.
- Las tuberías que operen a presiones mayores a 689 kPa deben localizarse de tal forma que se reduzcan al mínimo los riesgos de siniestros, esto es protegiéndolas adecuadamente contra daños, fugas, etc.
- No se permite ningún tipo de accesorio o unión roscada enterrado ni bridas roscadas o soldadas enterradas, a menos que éstos queden alojados en registros o se instalen en forma superficial.
- En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger adecuadamente, y para tubería que opere a más de 689 kPa se deberá utilizar tubería de acero.
- Cuando las tuberías crucen azoteas, pasillos o lugares de tránsito de personas, éstas deben protegerse de manera que se impida su uso como apoyo al transitar y queden a salvo de daños.
- Las tuberías que tengan uniones y que atraviesen cuartos sin ventilación directa al exterior, sótanos, huecos formados por plafones, cajas de cimentación, entresuelos, por abajo de cimientos y de pisos de madera o losas, deberán de estar encamisadas. El encamisado debe ser ventilado directamente al exterior por ambos extremos. Se deben seleccionar materiales adecuados cuando exista la posibilidad de que la tubería pueda sufrir daños mecánicos.
- No se deberán instalar tuberías que atraviesen cubos o casetas de elevadores, cisternas, tiros de chimeneas, conductos de ventilación.
- La instalación de tuberías en sótanos deberá hacerse exclusivamente para abastecer los equipos de consumo que en ellos se encuentren. Se debe instalar una válvula de cierre manual en la tubería, en un punto de fácil acceso fuera del sótano, y otra antes de cada equipo de consumo. Estas tuberías deben ser visibles. El sótano debe contar con ventilación adecuada.
- Cuando las tuberías de gas compartan un mismo ducto que aloje tuberías de otros servicios, el ducto debe quedar ventilado permanentemente al exterior.
- Las tuberías de gas deben quedar separadas de otros servicios conducidos mediante tuberías, racks o cables por una distancia mínima de 2 cm, con conductores eléctricos con aislamiento con una distancia mínima de 3 cm y con tuberías que conduzcan fluidos corrosivos o de alta temperatura con una distancia mínima de 5 cm. Las tuberías de gas no deben cruzar atmósferas corrosivas sin protecciones adicionales.
- Se deben adoptar las medidas de seguridad que se establecen en esta Norma para evitar la posibilidad de un siniestro en las instalaciones que utilicen tuberías para conducir fluidos que combinados con el gas natural pudieran representar un riesgo previsible.
- Cuando los equipos de consumo no se hayan instalado, se debe bloquear la tubería destinada a conectar dichos equipos. Las tuberías se deben bloquear con tapones del tipo soldable o mecánico. En el caso de equipos con fuga, éstos no deberán ser conectados a la instalación de aprovechamiento hasta que no hayan sido reparados.
- Cuando las tuberías se localicen sobre losas, se permite la instalación en firme, o bien ahogadas en la parte superior de la losa sin estar en contacto directo con el acero de refuerzo, siempre que no sea planta baja de edificios de departamentos. En casas particulares, cuando los equipos de consumo se encuentren alejados de los muros, se permite la instalación de tuberías en losas si el piso de la planta baja es firme sin celdas, cajas de cimentación o sótanos; se debe elaborar un plano detallado para identificar la ubicación de la instalación de las tuberías.
- Sólo se permite la instalación de tuberías para usos comerciales o residenciales en el interior de recintos, cuando estén destinadas a abastecer equipos de consumo. En caso contrario, deben estar encamisadas y ventiladas al exterior.
- En el caso de instalaciones de tipo doméstico (incluyendo edificios), comercial e industrial, las tuberías pueden ser enterradas en patios y jardines.
- Se debe efectuar una transición de polietileno a metal antes de la penetración a cualquier construcción cerrada y cualquier parte de la tubería expuesta al exterior debe estar protegida contra daños mecánicos.
- La tubería visible se debe pintar en su totalidad en color amarillo.
- La tubería, conexiones, accesorios y componentes de acero de la instalación de aprovechamiento que estén enterrados, se deben proteger contra la corrosión de acuerdo con lo establecido en el Apéndice II, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, de la Norma NOM-003-SECRE vigente.

### **Sujeciones**

Cuando se soporte la tubería, se deben utilizar placas adecuadas para evitar penetrar, romper o perforar la tubería con el soporte, las tuberías no enterradas ni ahogadas deben estar soportadas por seguridad y en el caso de tuberías metálicas se deben aislar de los dispositivos de sujeción por medio de una pieza aislante entre las abrazaderas, soportes o grapas y la tubería.

Los dispositivos de sujeción de las tuberías pueden ser abrazaderas, soportes o grapas, y deben estar espaciados para prevenir o amortiguar vibración excesiva.

El espaciamiento entre dispositivos de sujeción para tuberías con trayectos horizontales y verticales no debe exceder los valores indicados en la tabla siguiente:

### **Espaciamiento máximo entre soportes.**

Tabla 3.9 Espaciamiento máximo entre soportes.  
Fuente: NOM-002-SECRE-2010.

<b>Diámetro nominal, mm (Pulg.)</b>	<b>Espaciamiento, m</b>
12,7 (1/2)	1,2
15,9 (5/8) y 19 (3/4)	1,8
25 (1) y mayores	2,4

La tubería debe estar anclada para evitar esfuerzos indebidos en los equipos de consumo que tenga conectados y no debe estar soportada por otra tubería.



Figura 3.8 Sujeciones en instalación tipo industrial de acuerdo con la tabla 3.9.  
Fuente: CYPE Ingenieros

### **Equipos de Consumo**

Todo equipo de consumo de gas se debe localizar en forma tal que se tenga fácil acceso al mismo y a sus válvulas de control y cuidar que las corrientes de aire no apaguen los pilotos o quemadores, estos deberán ser instalados según sea el caso en sitios que dispongan de una ventilación adecuada, tanto en la parte inferior como en la superior de la construcción, que dé directamente al exterior, patio o ducto de ventilación.

Para los equipos de consumo de uso comercial e industrial que se instalen en recintos cerrados (nichos, cuartos de máquinas, cocinas industriales, entre otros), se debe instalar una chimenea con tiro directo, inducido o forzado hasta el exterior, para desalojar los gases producto de la combustión y proveer los medios adecuados que permitan la entrada permanente de aire del exterior, en cantidad suficiente para que el funcionamiento del quemador sea eficiente de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

### **3.4 Soldadura**

Este subcapítulo establece los requisitos mínimos para soldaduras en tuberías de acero. Se aplica también el término soldadura cuando se utiliza el procedimiento de unir dos tubos conocido como doble junta, así como los componentes de la tubería.

La soldadura en instalaciones de aprovechamiento debe ser realizada por un soldador calificado utilizando procedimientos probados y autorizados. Tanto soldadores como los procedimientos deberán cumplir con los requisitos de este subcapítulo, la calificación de las soldaduras se hará únicamente por pruebas destructivas y todos los procedimientos tendrán que ser documentados.

#### ***Calificación del procedimiento de soldadura***

Antes de que se realicen las soldaduras de campo en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura probado y autorizado de acuerdo con lo establecido en el *API-1104*. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado. El procedimiento de soldadura y el reporte de su calificación deberán estar disponibles para referencia o consulta cuando una unidad de verificación lo solicite. El procedimiento debe contar con alcances y limitaciones definidas para cada aplicación y aunado a lo anterior, los soldadores únicamente serán calificados de acuerdo con la sección 6 del API 1104.

#### ***Juntas a inglete***

Las juntas a inglete deben presentar las características siguientes:

- a) No se permiten juntas a inglete en tuberías que operen al 30% (treinta por ciento) de la Resistencia Mínima a la Cedencia (RMC) o más con un ángulo mayor de 3 grados.
- b) Una junta a inglete en tubos de acero que van a ser operados a presiones que provocan esfuerzos tangenciales menores de 30% (treinta por ciento), pero mayores de 10% (diez por ciento) de la RMC, no debe desviar o flexionar el tubo más de 12.5° (doce punto cinco grados). La distancia entre soldaduras de inglete debe ser igual o mayor a un diámetro de la tubería que se va a soldar.
- c) No se debe desviar o flexionar el tubo más de 90° (noventa grados) en una unión a inglete en una tubería de acero que va a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o menores al 10% (diez por ciento) de la RMC.

#### ***Preparación para soldar***

Antes de iniciar cualquier proceso de soldadura, las superficies a soldar deben estar limpias y libres de cualquier material que pueda afectar la calidad de la soldadura. La tubería y sus componentes deben estar alineados para proporcionar las condiciones más favorables para la deposición de la soldadura en la raíz del área a soldar. Dicha alineación se debe conservar mientras la soldadura de fondeo está siendo depositada.

Los requerimientos de pre y post calentamiento de la tubería se deben establecer con base en sus propiedades mecánicas y metalúrgicas, los cuales deberán estar incluidos en el procedimiento de soldadura correspondiente.

#### ***Inspección y prueba de soldaduras***

La inspección visual aceptada de una soldadura será aceptada únicamente cuando la tubería tenga un diámetro nominal menor de 152 mm, para el caso de tuberías mayores a ese diámetro nominal y que vayan a operar a una presión que provoque esfuerzos tangenciales de iguales o mayores al 20% (veinte por ciento) de la RMC, se deben probar no destructivamente con las siguientes pruebas que no pueden afectar la integridad de la tubería de acuerdo con el API 1104:

- ***Métodos radiográficos***

En este método se utilizan los rayos X o rayos Gamma para atravesar el material. Si la estructura de este no es uniforme, los rayos serán absorbidos en mayor o menor medida por el material.

- ***Ultrasonido***

Se basa en el principio de la reflexión de ondas ultrasónicas en la superficie interface de dos medios distintos. En este sentido una falla interna proveerá una superficie donde una porción de las ondas será reflejada. El procedimiento general

de esta prueba consiste en que el cristal palpador envía cierta cantidad de pulsos y se prepara para recibir los pulsos reflejados.

- **Líquidos penetrantes**

Este método se basa en el principio de la acción capilar de los líquidos y se emplean para detectar discontinuidades abiertas a la superficie en todo tipo de materiales NO POROSOS. La profundidad de las discontinuidades puede correlacionarse con la riqueza del color y la velocidad de exudación.

**Procedimiento:**

1. Se limpia y desengrasa perfectamente la superficie a examinar.
2. Se cubre la pieza con el líquido penetrante y se deja un determinado tiempo para que este penetre (en general 10 a 15 min).
3. Se remueve el líquido de la superficie y se seca.
4. Se aplica el revelador y se deja un cierto tiempo para que éste extraiga el líquido penetrante (en general 10 a 30 minutos)



Figura 3.9 Pasos para detección de fugas en soldaduras por líquidos penetrantes.

Fuente: (Ramírez Espejel, 2013)

- **Partículas magnéticas**

Se basa en los cambios abruptos en el flujo magnético que corre por la pieza debido a irregularidades en el material que resultan en una dispersión local del flujo. Esta dispersión se detecta aplicando un fino polvo de material magnético que tiende a apilarse y saltar sobre tales discontinuidades.

Los procedimientos para pruebas no destructivas se deben establecer con el objeto de registrar con precisión y claridad los defectos, para asegurar la aceptabilidad de esta.

En el caso de que se utilicen métodos radiográficos todas las soldaduras de campo, tanto en línea regular como en obras especiales, empates y doble junta, se deben radiografiar al 100% con la técnica de inspección de pared sencilla en ductos de 8" de diámetro y mayores, y con la técnica de doble pared sólo cuando no sea posible aplicar la técnica de pared sencilla.

Para concluir la sección de pruebas en soldaduras es importante que todos los documentos que prueban la aceptación de la soldadura se conserven durante un periodo de 5 años.

### 3.5 Prueba de retención de presión

La prueba de retención de presión típicamente se realiza durante 24 horas ininterrumpidas y permite detectar fugas en una red completa de tuberías y accesorios de gas. Consiste en la introducción de un gas (aire o gas inerte) a presión a toda la instalación, por un extremo se introduce aire o gas inerte y por el otro extremo se realiza la medición de presión utilizando un manómetro del rango adecuado para validar la prueba. Posteriormente, se revisa si la tubería contiene el gas de prueba eficientemente, puesto que, en un entorno cerrado, la presión se debe mantener sin variación. Si hay una disminución en la presión, implica que el gas de prueba se fuga por algún punto de la red, en cuyo caso, se realiza una prueba diferente para localizar la o las fugas en el sistema. Si no hay un cambio en la presión durante el periodo de prueba, entonces la instalación está libre de fugas y es totalmente segura para su uso. Las pruebas de retención de presión de redes para transporte de gas, no deben realizarse con agua, pues el material de construcción de las tuberías de gas no están hechas para transportar agua y ésta puede oxidarlas.

Esta prueba debe realizarse en las instalaciones de aprovechamiento desde la salida del medidor o de la estación de regulación y medición hasta las válvulas de control de los puntos de consumo. En caso de ampliaciones y/o modificaciones a las instalaciones de aprovechamiento, la prueba de retención de presión debe acotarse a dicha ampliación y/o modificación.

Las pruebas de retención de presión en una instalación de aprovechamiento se deben de realizar de acuerdo con la presión de operación propuesta, siguiendo los puntos de la siguiente tabla:

Presión de trabajo de las instalaciones de aprovechamiento	Presión de prueba	Tiempo	Instrumento
Hasta 2.5 kPa (0.36 psi)	1.5 (uno punto cinco) veces la presión de trabajo	10 min	Manómetro de Bourdon con precisión $\pm 10\%$ del valor de la presión de prueba y rango máximo de 2 (dos) veces el valor de la prueba. Columna de agua, cuya calibración será única.
Superior a 2.5 kPa (0.36 psi) y hasta 50 kPa (7.2 psi)	1.5 (uno punto cinco) veces la presión de trabajo	30 min	Manómetro de Bourdon con precisión $\pm 10\%$ del valor de la presión de prueba y rango máximo de 2 (dos) veces el valor de la prueba. Columna de agua o mercurio, cuya calibración será única.
Superior a 50 kPa (7.2 psi) y hasta 689 kPa (99.9 psi)	1.5 (uno punto cinco) veces la presión de trabajo	8 horas	Registro gráfico o digital y se debe considerar la variación de la temperatura al inicio y final de la prueba (PV= RT).
Superior a 689 kPa (99.9 psi).	1.5 (uno punto cinco) veces la presión de trabajo	24 horas	Registro gráfico o digital y se debe considerar la variación de la temperatura al inicio y final de la prueba (PV= RT).

Tabla 3.9 Criterios de prueba de hermeticidad.

Fuente: NOM-002-SECRE-2010.

La instalación de aprovechamiento debe ser purgada invariablemente antes de ponerla en servicio para expulsar el fluido utilizado en la prueba de retención de presión.

En el caso de una posible reparación como lo son reemplazos de un tramo de tuberías o cambios de accesorios, se debe realizar una prueba de retención de presión con jabonadura en las uniones y/o empates correspondientes a la presión de operación. Sólo el distribuidor puede realizar estas pruebas con gas natural, sin embargo no son recomendables, es preferible utilizar nitrógeno seco, además que también se podrá realizar esta comprobación siempre y cuando no exista una desconexión previa de algún equipo o accesorio de la instalación.

Para instalaciones de aprovechamiento tipo industrial que se encuentren en operación se debe realizar una prueba para la detección de fugas (en las uniones, bridas, accesorios o cualquier otro componente de la instalación), a la presión de operación, mediante un instrumento para detección de fugas. En estos casos dicha prueba sustituye a la prueba de retención de presión.

### **3.6 Operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento**

Las instalaciones de aprovechamiento deben ser objeto de las siguientes actividades de operación, mantenimiento y seguridad conforme a una periodicidad prevista en los siguientes puntos.

Para instalaciones de aprovechamiento que operen de Hasta 2.5 kPa (0.36 psi) y de 2.5 kPa y hasta 50 kPa (0.36 a 7.2 psi), se deben realizar:

- a) Monitorear las fugas de gas natural a la presión de operación. Cuando se presuma la existencia de fuga o se detecte olor a gas revisar de inmediato y en su caso, eliminar las fugas
- b) Constatar que los equipos de consumo mantengan las condiciones indicadas en el subcapítulo de tuberías.
- c) Constatar que la instalación de aprovechamiento mantenga las condiciones indicadas en el subcapítulo de tuberías.

Superior a 50 kPa y hasta 689 kPa (de 7.2 a 99.9 psi) y Superior a 689 kPa (99.9 psi)

- a) Monitorear las fugas de gas natural a la presión de operación y en su caso, eliminarlas.
- b) Constatar que los equipos de consumo mantengan las condiciones indicadas en el subcapítulo de tuberías.
- c) En las instalaciones de aprovechamiento que tengan un sistema de protección catódica mediante ánodo de sacrificio o corriente impresa, se debe realizar la toma de potencial de la tubería de acero conforme al Apéndice II.- Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas de la Norma NOM-003-SECRE vigente
- d) Constatar que la instalación de aprovechamiento mantenga las condiciones indicadas en el numeral subcapítulo de tuberías.

Las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial deben contar con un manual de operación, mantenimiento y seguridad en el que se describan detalladamente los procedimientos, indicando las frecuencias, el personal involucrado y equipo a utilizar para realizar dichas actividades. Este manual debe estar disponible a la autoridad competente y mantenerse actualizado tomando en cuenta la memoria técnico-descriptiva. El manual debe contener, como mínimo lo siguiente:

- a) Descripción de los procedimientos de operación y mantenimiento de la instalación durante la puesta en operación, operación normal, paro y emergencia.
- b) Identificación de las instalaciones que presenten el mayor riesgo.
- c) Programa de inspecciones periódicas para asegurar que la instalación cumple con las condiciones vigentes de operación, mantenimiento y seguridad. Para el caso de modificaciones a la instalación original, el programa de inspección deberá incluir el cumplimiento de las condiciones vigentes de diseño y construcción.
- d) Registro de los resultados de las inspecciones y pruebas realizadas a la instalación de aprovechamiento (bitácora de operación y mantenimiento).
- e) Programa y registro de capacitación al personal que ejecuta las actividades de operación, mantenimiento y seguridad de la instalación de aprovechamiento.

## 4. INGENIERIA DEL GAS NATURAL PARA DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO

### 4.1 Flujo de gas natural por tubería

Para el dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento de gas natural como se plantea en el subcapítulo 4.5, se considera que el gas natural fluye a través de dos puntos de tubería, por tanto se requiere que se cumplan tres condiciones específicas:

1. Que no exista trabajo sobre el gas natural por medios externos.
2. El flujo se considera permanente o constante es decir que el mismo peso de gas a la entrada es el mismo peso de gas a la salida.
3. Los gases se expresan en términos volumétricos, más que por peso.

A su vez, las condiciones que permiten realizar un estudio para el transporte de gas natural dentro de una tubería son las siguientes:

1. El flujo del gas ocurre bajo condiciones isotérmicas, la temperatura del gas que fluye no se afecta apreciablemente por cambios rápidos de la temperatura atmosférica. Los cambios de temperatura del gas usualmente son estacionales y las observaciones simultáneas de temperatura en las secciones de entrada y salida del tramo de tubería son generalmente las mismas.
2. El comportamiento del gas se rige bajo la Ley de Boyle, la ley que establece que a temperatura constante el volumen ocupado por un gas es inversamente proporcional a la presión absoluta. Pero es necesario tener en cuenta que los gases reales no cumplen estrictamente la ley de Boyle, esta desviación para el caso del gas natural es de gran importancia a altas presiones.

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{V_2}{V_1}$$

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

$$PV = \text{constante}$$

**Ley de Boyle**

3. El peso específico del gas natural bajo las presiones ordinarias en las tuberías es pequeño comparado con el de los líquidos por lo tanto en la mayoría de condiciones las diferencias de energía potencial del gas debido a diferencias de elevación tienen un pequeño significado relativo.

### 4.2 Medición del gas natural

La medición del caudal de gas constituye una de las operaciones más importantes relacionada con la producción, transporte y distribución del mismo, y es necesaria para determinar la cantidad de gas que está siendo producido o vendido, y también como un parámetro básico para casi todos los procedimientos de diseño. El caudal es una de las variables más difíciles de medir directamente como la presión o la temperatura. Pero puede ser inferida por medios indirectos, tales como la presión diferencial de una distancia específica, la velocidad de rotación de un elemento rotativo, la velocidad de desplazamiento en una cámara de medición, etc. Por esta y otras razones, se han desarrollado muchas técnicas y dispositivos de medición de caudal para un amplio rango de aplicaciones



Para una adecuada determinación de los volúmenes de gas, es necesario contar con sistemas de medición que ofrezcan mayor confiabilidad y exactitud. Por esta razón, surge la necesidad de utilizar un sistema de medición como el de transferencia de custodia. La transferencia de custodia ocurre cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto. La custodia del hidrocarburo pasa del productor al transportador, y luego al distribuidor y por último al usuario final, pero como mínimo, existe una medición fiscal por día entre cada uno de éstos. Por este motivo, se deben utilizar métodos y normas para garantizar la trazabilidad de los patrones de medición internacionales.

La medición de los hidrocarburos tiene los siguientes propósitos:

- Conocer el volumen producido de los pozos y yacimientos o campos.
- Conocer las cantidades manejadas de cada uno de los hidrocarburos desde que salen del pozo hasta que llegan a los puntos de entrega.
- Conocer los volúmenes de venta y transferencia de custodia de los hidrocarburos para contabilizarlos correctamente en las transacciones comerciales internas y externas.
- Mejorar las mediciones fiscales para establecer los impuestos que se deben pagar por los hidrocarburos extraídos y comercializados.
- Conocer los volúmenes de aceite, gas y condensado que se calcularon como mermas o pérdidas (gas liberado a la atmósfera).

Los medidores de caudal no lo miden de manera directa, en lugar de esto miden magnitudes físicas asociadas con el caudal; estos instrumentos miden la velocidad instantánea a la que circula un fluido a través de una tubería.

Los medidores de caudal están clasificados en cuatro grupos de acuerdo con la variable que miden:

- Presión (Diferencial).
- Masa
- Velocidad
- Volumen

Los instrumentos que miden presión diferencial asocian el caudal a otras variables, como la diferencia de presión generada por una restricción en una tubería, de esta manera se puede obtener el caudal. Entre los medidores de presión diferencial se incluyen: placa de orificio, tubo Venturi, entre otros. Los medidores de caudal másico, lo registran directamente en unidades de masa del fluido, como es el caso de los medidores tipo Coriolis.

Los medidores que miden el caudal por medio de la velocidad del fluido que circula a través de una tubería, se coloca en la sección transversal de la tubería, de tal manera que el caudal se determina por medio de una relación que tiene éste con la velocidad de entrada y el área de la tubería. En esta clasificación se incluyen los medidores tipo turbina, vortex y ultrasónicos.

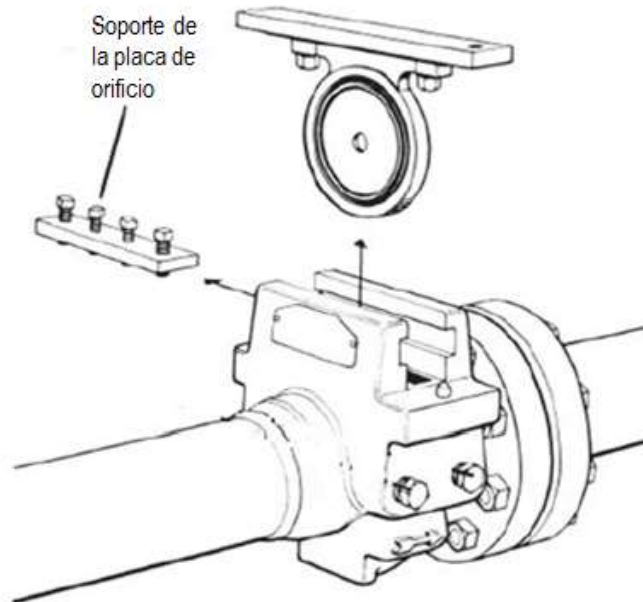
### ***Métodos de presión diferencial***

Los medidores de caudal que utilizan la presión diferencial son los dispositivos más comunes para medir el caudal de gases y líquidos. Estos medidores determinan la presión diferencial en una restricción al caudal. La presión se puede relacionar con la fuerza por unidad de área y la carga se convierte en una función de la velocidad del caudal y la densidad del medio. Para crear la presión diferencial, la restricción al caudal se genera mediante un tubo Venturi, placa de orificio, entre otros. En este caso solo se hará referencia a los dos primeros. Estos dispositivos convierten la energía cinética de la velocidad del fluido en una presión estática.

### **Placa de orificio**

La placa de orificio es un instrumento de presión diferencial que consiste en una placa circular metálica perforada por un orificio, la cual se coloca en una tubería por donde pasa el fluido, esta placa generalmente se coloca entre bridas o porta placas diseñadas especialmente como lo muestra la figura 4.6.

El diámetro del orificio es siempre inferior al diámetro interno de la tubería, creando una caída de presión transversal a la placa.



**Figura 4.1 Arreglo simple de una placa de orificio.**  
Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003)

La presión diferencial se mide a través de la placa para obtener la velocidad del caudal. El grado de restricción dependerá del tamaño del orificio; un orificio grande presentará una restricción baja y una presión diferencial de baja magnitud. Por otro lado, un orificio pequeño generará una gran restricción y una presión diferencial grande, una representación de este medidor se muestra en la figura 4.7.

La presión diferencial generada entre ambos lados del orificio siempre es proporcional a la velocidad del caudal, es decir, una velocidad elevada produce una alta presión diferencial, mientras que una velocidad baja produce una presión diferencial baja.

Las principales ventajas de utilizar una placa de orificio:

- Se utiliza para gases y líquidos.
- Instalación sencilla.
- Confiable y simplicidad de diseño.
- Operación estable.
- Calibración sencilla.
- Bajo costo.
- Posibilidad de mantenimiento sin interrupción de flujo.

Las desventajas de este dispositivo son:

- Rango de operación limitado.
- Susceptible a los sólidos en suspensión.
- Obstrucción del caudal.
- Alta pérdida de carga.
- Requerimientos de longitud en su instalación.

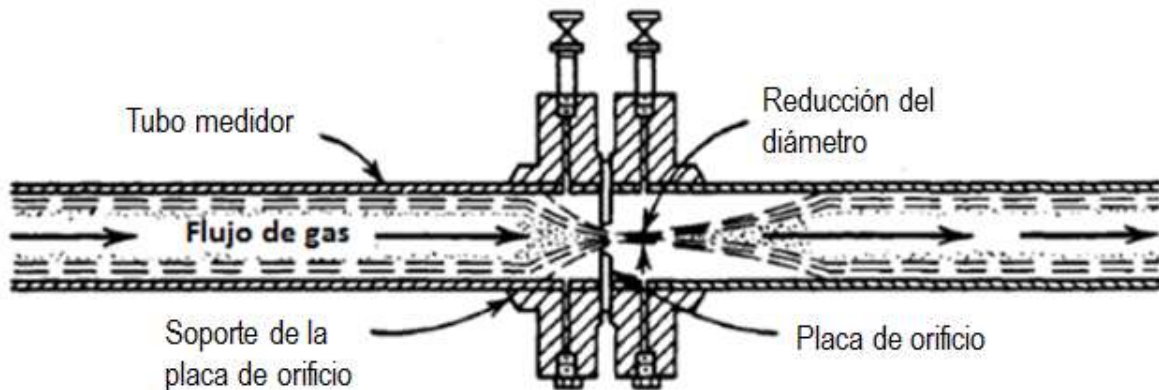


Figura 4.2 Elemento primario de una placa de orificio.  
Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003).

### **Tubo Venturi**

Cuando un fluido circula a través de una tubería de sección variable, su velocidad varía de punto a punto a lo largo del conducto. Si la velocidad aumenta, la energía cinética se incrementa a expensas de la energía de presión. Si la velocidad decrece el conducto es llamado difusor y la energía de presión se incrementa a expensas de la energía cinética. Cuando la sección transversal de una tubería decrece continuamente desde la entrada hasta la salida se llama convergente, si se incrementa continuamente se llama divergente.

El tubo Venturi se compone de una sección de entrada cuyo diámetro es idéntico o muy parecido al diámetro interno de la tubería a la que se conecta, seguido de un cono de convergencia angular fija. A su vez, el cono se conecta a una sección llamada garganta que tiene el diámetro interno más reducido y se ensancha en el cono de salida. El cono de salida tiene una divergencia angular específica que se iguala con la presión de salida del diámetro interno de la tubería usada como se muestra en la figura 4.8.

Es esencial que el flujo que entra en el tubo Venturi esté libre de turbulencias y no tenga grandes variedades de presión. Es recomendable instalarlo corriente abajo de un largo tramo de tubería recta para obtener una mayor precisión.

Algunas de las ventajas del tubo Venturi:

- Excelente precisión.
- No obstruye el caudal.
- Ocasiona baja pérdida de carga.
- Poco efecto con la presencia de sólidos,
- Confiabilidad y simplicidad de su diseño.
- Operación estable.
- Calibración sencilla.

Dentro de las desventajas de este medidor se encuentran:

- Rango de presión limitada.
- Requerimientos de longitud en su instalación.
- Alto costo.

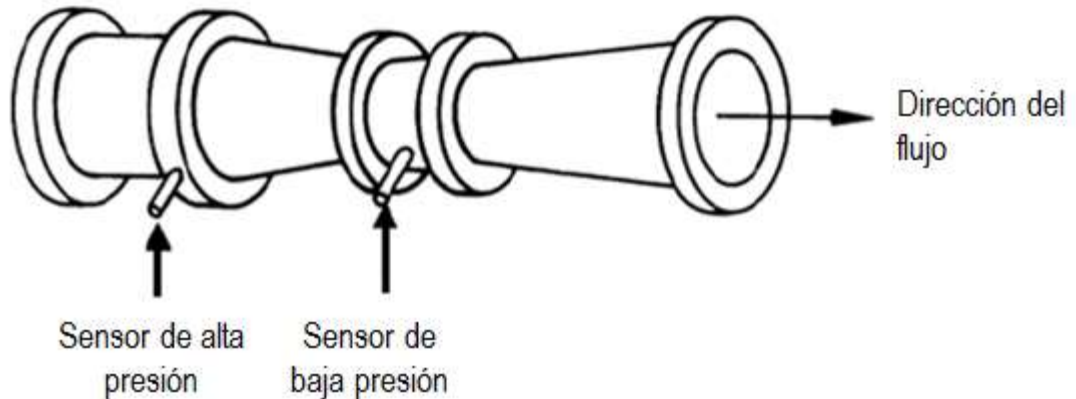


Figura 4.3 Tubo Venturi.

Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003).

### **Medidores de velocidad**

#### **Medidor de turbina**

El medidor de caudal tipo turbina consiste en un rotor con varios álabes, suspendido sobre soportes en la corriente de un fluido. El eje de rotación del rotor es paralelo a la dirección del flujo, y las aspas del rotor ocupan casi todo el diámetro de la tubería. El fluido, al chocar con las aspas, produce el movimiento del rotor. La velocidad angular de rotación es directamente proporcional al caudal volumétrico. La velocidad de rotación se monitorea por una bobina detectora electromagnética, la cual se encuentra colocada en el exterior del alojamiento del medidor.

Los medidores para gas y para líquidos funcionan bajo el mismo principio. La Figura 4.9 muestra la sección transversal de un medidor de turbina. Consta de una sección de tubería que en el centro lleva un rotor de paletas múltiple, montado en cojinetes para que pueda girar con facilidad. La energía cinética del fluido que circula hace girar el rotor con una velocidad angular media axial del fluido, y por lo tanto al caudal volumétrico. El caudal está dado por:

$$Q = k * n$$

**Ecuación 4.1 Caudal medidor de turbina.**

Donde

n=número de pulsos por unidad de tiempo

k=constante del medidor (depende del diseño y tamaño del medidor, del diámetro de la tubería y del número de paletas).

El medidor de turbina ha sido diseñado para la medición de fluidos limpios, por lo tanto, es necesario instalar filtros corriente arriba del medidor, de tal forma que todas las posibles impurezas queden atrapadas en el filtro.

Para una vida máxima y una precisión continua, los medidores de turbina deberán ser operados bajo los rangos de caudal especificados. Un exceso de velocidades del rotor causaría desgaste prematuro de las partes internas y podrían

causar daños en el rotor. Como todos los medidores, deben ser presurizados y puestos en servicio lentamente, por lo que las rápidas aperturas de válvulas resultarían en daños al rotor.

**Las ventajas de los medidores tipo turbina son:**

- Su precisión es muy elevada, del orden de  $\pm 0,3\%$ .
- Se pueden usar para gases y líquidos limpios de baja viscosidad.

**Las desventajas de este dispositivo son:**

- Está limitada a la viscosidad del fluido.
- En las paredes, el fluido se mueve más lentamente que el centro, de modo que las puntas de las palas no pueden girar a mayor velocidad.
- Deben instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el caudal ya que el choque del fluido a alta velocidad contra el medidor vacío lo dañaría seriamente.
- El exceso del caudal puede ser perjudicial para el instrumento.
- No se utiliza para líquidos con sólidos en suspensión.

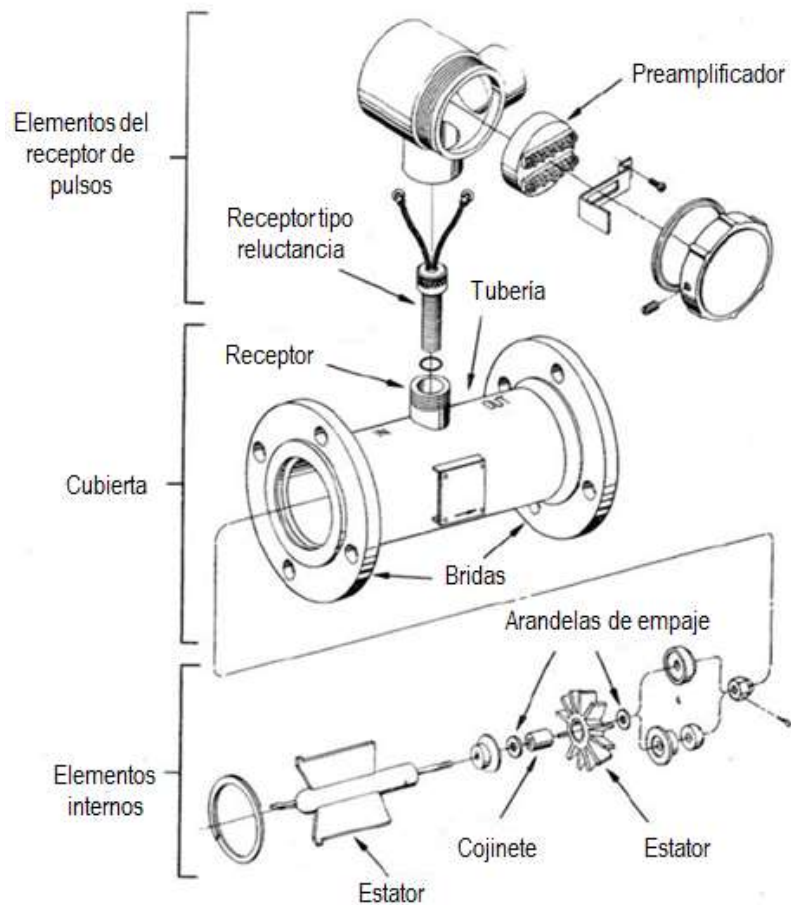


Figura 4.4 Componentes de medidor tipo turbina.  
Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003).

## Medidor ultrasónico

El principio básico de funcionamiento de un medidor ultrasónico es el siguiente: una señal sónica es transmitida diagonalmente a través de la tubería por donde pasa el fluido como se muestra en la Figura 4.10 la velocidad del fluido afecta el tiempo que esta señal emplea para ir de un transmisor a un receptor, este tiempo disminuye cuando la señal y el flujo van en el mismo sentido; y aumenta cuando esto no ocurre. A partir de este principio diversos fabricantes desarrollaron varios diseños. En todos ellos, se utilizan por lo menos un par de transductores (emisor-receptor).

Este dispositivo de medición de flujo se compone básicamente de un par de emisor-receptor de ondas ultrasónicas que va montado en la parte superior e inferior de la tubería. Este emisor-receptor se conecta hasta una tarjeta electrónica dentro del cabezal de transmisión que se encuentra en la parte superior del instrumento, éste convierte la diferencia de velocidades del flujo es una señal de 4-20mA.

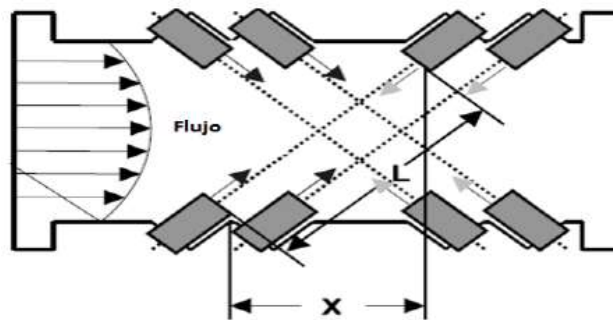


Figura 4.5 Medidor de flujo ultrasónico.  
Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003).

Ventajas:

- Tienen una precisión de  $\pm 2\%$ .
- Ideales para la media de la mayor parte de los líquidos.
- Ideal para cuando el fluido contiene sólidos en suspensión cuyo tamaño no sea muy grande.

Desventajas:

- Son sensibles a cambios de densidades en el fluido, las cuales varían la velocidad del sonido.
- Pierden eficiencia cuando están expuestos a sólidos suspendido o burbujas de gran magnitud que afectan la longitud de onda.

## Medidor tipo Coriolis

El medidor de caudal másico tipo Coriolis se basa en el principio de Coriolis, donde un objeto de masa  $m$  que se desplaza con una velocidad lineal  $v$  a través de una superficie giratoria con una velocidad angular constante  $\omega$ , experimenta una velocidad tangencial. Si el objeto se desplaza del centro hacia la periferia experimentará un aumento gradual de su velocidad tangencial, lo que indica que se le está aplicando una aceleración y, por lo tanto, una fuerza sobre la masa del objeto.

En este medidor de caudal la generación de la fuerza de Coriolis se produce por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante una desviación del flujo en forma de  $\Omega$  en estado de vibración controlada como se muestra en la 4.11 La vibración del tubo, es perpendicular al sentido de desplazamiento del fluido, crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de desaceleración en la salida, con lo que se crea un par de fuerzas, cuyo sentido varía de acuerdo con la vibración y el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante.

Otra forma de generar la fuerza Coriolis es por la inversión de las velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto. Por la vibración a la que se somete el tubo, existe una diferencia de fase entre las velocidades angulares en distintos puntos. Esta diferencia es la que miden los sensores y es proporcional al caudal másico. La diferencia de tiempos de las señales de los sensores de posición está relacionada con el ángulo y con la velocidad del tubo en su punto medio, según esto el caudal es solo proporcional al intervalo de tiempo y a la constante de elasticidad del tubo. Es independiente de la frecuencia de vibración del tubo.

Los medidores Coriolis, cuando se utilizan para medir volumen, presentan las siguientes ventajas:

- No requieren partes móviles, asegurando de esta forma una mejor exactitud a lo largo del tiempo.
- No requiere instalaciones especiales.
- Tiene un sensor no intrusivo que evita el deterioro por partículas sólidas.
- La medición de densidad está disponible en el medidor. La densidad es necesaria para calcular el volumen requerido.
- Las salidas múltiples electrónicas y variadas proveen información en tiempo real para diagnósticos.

Sus desventajas son:

- Su costo es elevado.
- Se tiene que realizar limpieza de los tubos oscilantes de forma periódica.
- Es mayor en tamaño que otros medidores.

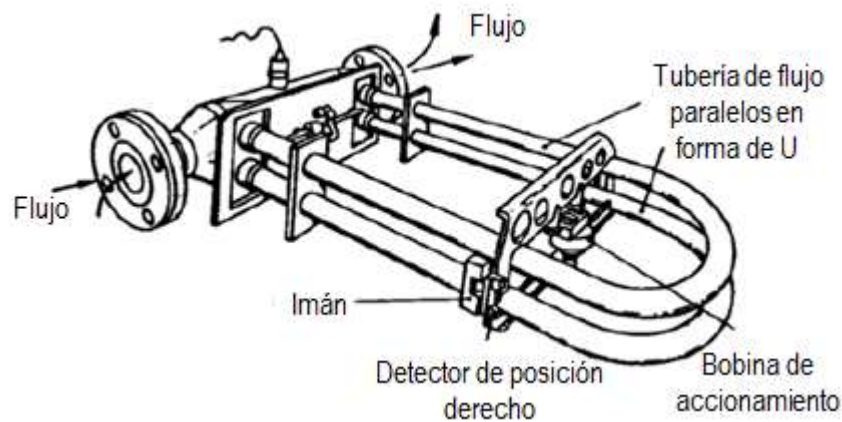


Figura 4.6 Estructura común de un medidor de flujo tipo Coriolis.  
Fuente: (Hernández Gonzalez & Navarro Santiago, 2003).

### 4.3 Cálculo de tuberías para instalaciones de aprovechamiento en baja presión

Generalmente las tuberías en baja presión corresponden a instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico y comercial, en la que los equipos de consumo son tales como estufas domésticas, quemadores, calentadores de agua entre otros. En la práctica todos los aparatos tienen cuando menos un quemador y piloto. En muchas ocasiones se tienen varios quemadores con uno o más pilotos y en los casos en que están conectados a una misma línea dos o más aparatos, el número de quemadores crece proporcionalmente, así como el de los pilotos.

Si se trata de una estufa de 4 quemadores y horno con piloto independiente para ambos utilizando para su alimentación de gas una tubería de diámetro insuficiente y se desea vencer ese defecto elevando la presión del regulador, da por consecuencia que cuando se prueba el aparato con todos los quemadores encendidos y se ajusta la presión del reguladores, todos los quemadores están bien encendidos y trabajando con una eficiencia satisfactoria, pero tan pronto como se apaga el primer quemador de la serie de que consta el aparato, las flamas de los demás se ven influidas por exceso de presión en el múltiple de quemadores, y esa diferencia es apreciable a simple vista.

Conforme se van apagando a uno de los demás quemadores, es más notable esa diferencia en la operación de los que quedan encendidos, separándose la flama de los orificios de los quemadores hasta apagarse por ausencia de presión: esta situación es más notable tratándose de los pilotos.

Siendo muy graves los riesgos de esta situación, se señaló un valor para la presión al manejarse en tuberías de servicio en baja presión y un máximo de caída de presión de un 5% o sea que la presión en las espreas baja a 17.1 kPa (18.89 gr/cm<sup>2</sup>). La selección del material y diámetros de la tubería está en función de la correcta solución del problema de mecánica de fluidos del sistema. (Blumenkron, 2002)

A continuación se sugieren algunas ecuaciones como bases de cálculo para el dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento de gas en baja presión, según las variables con las que se cuente.

#### ***Ecuación de Pole***

Para instalaciones de baja presión la fórmula de "Pole" que ha sido simplificada e integrada al sistema métrico decimal queda:

$$\%P = C^2 \times L \times F$$

**Ecuación 4.2 Ecuación de Pole**

En donde:

%P= Caída de presión expresada en porcentaje de la original.

C<sup>2</sup>= Consumo o gasto en metros cúbicos/hora.

L= Longitud en metros.

F= Factor para el tubo de que se trate. (Depende del fabricante)

#### ***Ecuación de COX***

Para tuberías con que operen a una presión inferior a los 7 kg/cm<sup>2</sup>, se utiliza la fórmula de COX:

$$C = 52.335 \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 \times d^5}{SL} \right]^{0.5}$$

**Ecuación 4.3 Ecuación de COX**



En donde:

C= Consumo total en m<sup>3</sup>/h (25°C y 1kg/cm<sup>2</sup>).

d= Diámetro interior de la tubería en cm.

P<sub>1</sub>= Presión inicial absoluta en kg/cm<sup>2</sup>.

P<sub>2</sub>= Presión inicial absoluta en kg/cm<sup>2</sup>.

S=Densidad relativa del gas natural (0.6)

L= Longitud o longitud equivalente en metros.

#### ***Ecuación simplificada de Renouard para baja presión***

$$P_1^2 - P_2^2 = 23200 d_r L_e \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

**Ecuación 4.4 Ecuación simplificada de Renouard para baja presión.**

Dónde:

Q= Caudal en condiciones estándar, (m<sup>3</sup>/h).

P<sub>1</sub>= Presión absoluta de entrada, (bar).

P<sub>2</sub>= Presión absoluta de salida, (bar).

d<sub>r</sub>= Densidad relativa del gas, (adimensional).

L<sub>e</sub>= Longitud equivalente de tubería, (m).

L= Longitud de la tubería, (m)

D= Diámetro interno de la tubería, (mm).

#### **4.4 Cálculo de tuberías para instalaciones de aprovechamiento de gas natural en media y alta presión.**

$$P_1^2 - P_2^2 = 48.6 d_r L_e \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

**Ecuación 4.5 Ecuación simplificada de Renouard para media y alta presión.**

Dónde:

Q= Caudal en condiciones estándar, (m<sup>3</sup>/h).

P<sub>1</sub>= Presión absoluta de entrada, (bar).

P<sub>2</sub>= Presión absoluta de salida, (bar).

d<sub>r</sub>= Densidad relativa del gas, (adimensional).

L<sub>e</sub>= Longitud equivalente de tubería, (m).

L= Longitud de la tubería, (m)

D= Diámetro interno de la tubería, (mm).

En el cálculo de redes de distribución en alta presión, es decir que la presión de operación sea superior a 7 kg/cm<sup>2</sup>, se utilizan otras fórmulas, siendo una de ellas la de WEYMOUTH:

$$C = 28.387 \frac{T_0}{P_0} \left[ \frac{P_1^2 P_2^2 \times D^{\frac{16}{3}}}{SLT} \right]^{0.5}$$

**Ecuación 4.6 Ecuación de Weymouth para alta presión.**

En donde:

Q= Flujo de gas en la tubería (15.6°C y 760 mmHg), en m<sup>3</sup>/h

T=Temperatura absoluta de flujo: 307 K

T<sub>0</sub>= Temperatura absoluta a la cual el flujo se reduce: 369.8 K

P<sub>0</sub>= Presión a la cual el flujo se reduce: 1.035 kg/cm<sup>2</sup>.

P<sub>1</sub>= Presión inicial absoluta, en kg/cm<sup>2</sup>

P<sub>2</sub>= Presión final absoluta, en kg/cm<sup>2</sup>

D= Diámetro interior de la tubería, en cm.

S= Peso específico del gas natural: 0.6

L= Longitud de la tubería, en metros.

#### 4.5 Metodología para el dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento

A continuación, se presenta una metodología que permite hacer un dimensionamiento con las ecuaciones presentadas anteriormente, criterios técnicos en la práctica del sector del gas natural y en base a la NOM-002-SECRE-2010. A través de un ejemplo práctico. El dimensionamiento completo de un proyecto se presenta el capítulo 5.

1. Conocer las bases diseño para la instalación, las anteriores tienen que ser mínimo las siguientes para poder realizar un dimensionamiento adecuado:
  - Presión entregada por el distribuidor de gas: Esta presión es la que garantiza el distribuidor después de la Estación de Regulación y Medición, la instalación se puede o no diseñar a esta presión, ya que es una presión que estará garantizada (a).
  - Densidad relativa del gas natural.
  - Presión atmosférica del lugar en que se encontrara la instalación.
  - Consumo de equipos, (Flujo volumétrico). (d)
2. Tener las distancias de la instalación de acuerdo con las instalaciones en planta del usuario o por medio de un levantamiento en campo.
3. A partir de las distancias, el diseño se debe delimitar en secciones, lo anterior de acuerdo con un cambio de dirección, o donde se vaya a conectar un equipo de consumo, es decir en condiciones donde el flujo pueda disminuir, tal como se muestra en la figura 4.12.
4. Todos los dimensionamientos, deben realizar considerando la capacidad máxima de consumo.

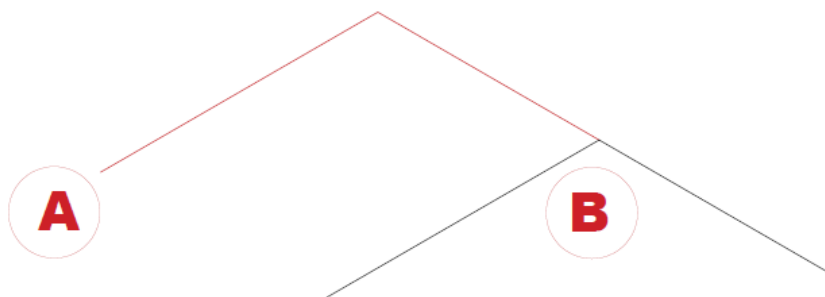


Figura 4.7 Sección A-B de tubería.

5. Teniendo delimitados las secciones, y conociendo la longitud de cada una de ellas, se debe considerar un sobre diseño del 15% (c) respecto de la longitud total de la sección para compensar la longitud de los accesorios de la tubería y con lo anterior se puede calcular el diámetro interno de la tubería por cada sección, mediante la ecuación que más se ajuste a las necesidades de la instalación, la ecuación de COX, es una de las ecuaciones que más se utiliza en el sector de instalaciones de gas natural, ya que permite hacer un dimensionamiento adecuado en bajas presiones. En la tabla 4.2, se muestra una hoja de cálculo que permite realizar este dimensionamiento.
6. Para el caso de la ecuación de COX, la anterior se despeja para obtener el diámetro, dado que la presión 2 (b) es el único elemento en la ecuación que no se conoce, se toma el criterio de que la caída de presión es el 5% respecto de la presión inicial, lo anterior asegura pérdidas mínimas en la presión.
7. Otro criterio que debe tomarse en cuenta es la velocidad (g) en la sección de la tubería, la anterior no debe rebasar de los 25 m/s.
8. Teniendo los puntos 5 y 6 correctos se puede tomar por válido el diámetro (f) y así la elección de un diámetro nominal. Nota: En caso de que la velocidad se eleve, se puede hacer un ajuste cuando se elija un diámetro nominal de acuerdo con el reajuste del cálculo de la tabla 4.2
9. Finalmente se elige, el diámetro nominal y respecto al diámetro interno comercial (h), se recalcula la velocidad (j), y con este parámetro se puede dar por aceptado el diámetro calculado.
10. Se deben realizar, los pasos anteriores por cada sección de tubería, y se deben considerar las reducciones del diámetro para aumentar la velocidad y el costo que pueda generar.
11. Los pasos anteriores (1-10), se deben reajustar cuando se tengan propuestas las válvulas y accesorios, con la longitud equivalente según sea el caso.

En el capítulo 5 se explica un proyecto completo, en el que los puntos anteriores se ejemplifican.

Sigla	Concepto	Unidades
S	Densidad relativa del Gas Natural a 15.5 °C (aire = 1.0)	adim
P <sub>atm</sub>	Presión atmosférica del lugar	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>ERM</sub>	Presión a la salida de ERM	kg/cm <sup>2</sup>
T	Temperatura del lugar	°C
P <sub>1</sub>	Presión absoluta de entrada la sección de tubería	kg/cm <sup>2</sup> Abs
P <sub>2</sub>	Presión absoluta de salida en la sección de tubería	kg/cm <sup>2</sup> Abs
L <sub>e</sub>	Longitud equivalente de la tubería	m
Q <sub>e</sub>	Gasto volumétrico a condiciones estándar	m <sup>3</sup> /h
Q <sub>R</sub>	Gasto volumétrico a condiciones de trabajo	m <sup>3</sup> /h
D <sub>i</sub>	Diámetro interior calculado	cm
v <sub>c</sub>	Velocidad calculada	m/s
D <sub>com</sub>	Diámetro comercial	cm
P <sub>2 Real</sub>	Presión de salida en el tramo de tubería	kg/cm <sup>2</sup> Abs
v <sub>r</sub>	Velocidad real	m/s

Tabla 4.1 Variables de cálculo para dimensionamiento de instalaciones de aprovechamiento.

Fuente: Elaboración propia

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k
<b>SECCIÓN DE TUBERIA</b>	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	L <sub>e</sub>	Q	Q <sub>R</sub>	D <sub>i</sub>	v <sub>c</sub>	D <sub>com</sub>	P <sub>2 Real</sub>	v <sub>r</sub>	φ
A-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.2 Hoja de cálculo  
Fuente: Elaboración propia

<b>EQUIPOS</b>	<b>CONSUMO</b>
<b>GENERACIÓN DE VAPOR</b>	
Caldera alta presión	440
Caldera Baja presión	95
<b>HORNOS INDUSTRIALES</b>	
Horno de tratamiento térmico	45
<b>DOMESTICOS</b>	
Calentadores Calorex	15
Calentador agua almacenamiento 110 L	0.5083
Calentador agua almacenamiento 240 L	1.0187
Horno domestico	0.8252
Estufa con 4 quemadores	1.3824

Tabla 4.3 Consumos estándar de equipos de consumo.  
Fuente: (Blumenkron, 2002) (Brucart, 1987)

Diámetro Nominal	Cédula	Diámetro exterior		Diámetro Interior		Espesor	
		in	mm	in	mm	in	mm
1/8"	40	0.405	10.29	0.269	6.83	0.068	1.73
	70	0.405	10.29	0.215	5.46	0.095	2.41
1/4"	40	0.54	13.72	0.364	9.25	0.088	2.24
	80	0.54	13.72	0.302	7.67	0.119	3.02
3/8"	40	0.675	17.15	0.493	12.52	0.091	2.31
	80	0.675	17.15	0.439	10.74	0.126	3.2
1/2"	40	0.84	21.34	0.622	15.8	0.109	2.77
	80	0.84	21.34	0.546	13.87	0.147	3.73
	160	0.84	21.34	0.466	11.84	0.167	4.75
	XXS	0.84	21.34	0.252	6.4	0.294	7.47
3/4"	40	1.05	26.67	0.824	20.93	0.113	2.87
	80	1.05	26.67	0.742	18.85	0.154	3.91
	160	1.05	26.67	0.614	15.8	0.218	3.54
	XXS	1.05	26.67	0.434	11.02	0.308	7.82
1"	40	1.315	33.4	1.049	26.64	0.133	3.38
	80	1.315	33.4	0.957	24.31	0.179	4.55
	160	1.315	33.4	0.815	20.7	0.25	6.35
	XXS	1.315	33.4	0.99	15.21	0.358	9.09
1 1/2"	40	1.9	48.26	1.61	40.89	0.145	3.68
	80	1.9	48.26	1.5	38.1	0.2	5.08
	160	1.9	48.26	1.338	33.99	0.281	7.14
	XXS	1.9	48.26	1.1	27.94	0.4	10.16
2"	40	2.375	60.33	2.067	52.5	0.154	3.91
	80	2.375	60.33	1.939	49.25	0.218	5.54
	160	2.375	60.33	1.639	42.9	0.343	8.71
	XXS	2.375	60.33	1.503	38.18	0.436	11.07
3"	40	3.5	88.9	3.068	77.93	0.216	5.4
	80	3.5	88.9	2	73.86	0.3	7.62
	160	3.5	88.9	2.625	66.68	0.438	11.13
	XXS	3.5	88.9	2.3	58.42	0.6	15.24
4"	40	4.5	114.3	4.026	102.26	0.237	6.02
	80	4.5	114.3	3.826	97.18	0.337	8.56
	120	4.5	114.3	3.625	92.08	0.438	11.12
	160	4.5	114.3	3.428	87.33	0.531	13.19
	XXS	4.5	114.3	3.152	80.06	0.674	17.12

Tabla 4.4 Dimensiones y pesos de tubería de Acero al Carbón, ASTM-A-53-B-106-B y API 5L X42

## Evaluación de la Longitud Equivalente

### Longitud, Accesorios de Acero al Carbón.

Accesorio	LD	Ced.	1/2"	1"	1 1/2"	2"	3"	4"
Codo Std 90	30	40	0.47	0.80	1.23	1.58	2.34	3.07
Codo Std 45	16	40	0.25	0.43	0.65	0.84	1.25	1.64
Tee como codo	60	40	0.95	1.60	2.45	3.15	4.68	6.14
Tee paso recto	20	40	0.32	0.53	0.82	1.05	1.56	2.05
Válvula de globo recta	340	40	5.37	9.06	13.90	17.85	26.50	34.77
Válvula de esfera	18	40	0.28	0.48	0.74	0.95	1.40	1.84
Reducción concéntrica	13	40	0.21	0.35	0.53	0.68	1.01	1.33

Tabla 4.5 Longitud, Accesorios de Acero al Carbón.  
Fuente: (Blumenkron, 2002)

## 5. INGENIERÍA BÁSICA DE INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO

### 5.1 Alcance

El alcance de la siguiente ingeniería básica comprende las etapas de diseño, dimensionamiento de la tubería, elección de material de la tubería, elección de accesorios, elaboración de memoria técnico descriptiva, elaboración de diagrama de tubería e instrumentación y plano isométrico, de una instalación para el aprovechamiento de gas natural, a partir de la válvula de corte general posterior a la estación de regulación y medición, hasta las válvulas de corte antes de cada equipo de consumo.

La instalación se diseñará acorde con lo normatividad vigente en gas natural, para que dicha instalación cumpla con los requisitos mínimos en diseño de la NOM-002-SECRE-2010, en sus puntos del 5.1 al 5.7.

Los datos presentados en el siguiente diseño, son a partir de la bibliografía, así como las distancias propuestas.

### 5.2 Ubicación y giro de la instalación de aprovechamiento.

La ubicación se propuso en un parque industrial ubicado en la ciudad de Querétaro, se eligió el estado de Querétaro al ser una zona desarrollada industrialmente y que tiene acceso al gas natural. A partir del área del terreno proporcionada por la herramienta Google Earth, se propusieron longitudes para la instalación de aprovechamiento, considerando que la instalación será instalada de forma aérea.

Las características de la ubicación propuesta de la instalación corresponden a:

*Área y perímetro:*

Área: 7,190 m<sup>2</sup>

Perímetro: 361 m

*Coordenadas Geográficas:*

Latitud: 20°49'26.02"N

Longitud: 100°26'8.46"O

El giro de la instalación elegida corresponde al *tratamiento térmico de piezas de forja*, de acuerdo con los equipos de consumo propuestos más adelante.



Figura 5.1 Localización de la instalación de aprovechamiento

### 5.3 Bases de diseño

La planta utilizará gas natural como combustible para la alimentación de sus equipos de consumo por medio de una instalación de aprovechamiento de gas natural.

Los equipos de consumo propuestos a partir de la bibliografía, funcionan con gas natural y son propuestos a partir de consumos máximos, así como manuales de equipos.

Los equipos tendrán un consumo intermitente, que dependerá de sus programas de operación. Este proyecto cubre únicamente los aspectos técnicos de alimentación de gas natural de la toma del distribuidor (Salida de la Estación de Regulación y Medición), a la toma para conexión a los equipos de consumo, no incluyendo la instalación de los equipos.

El cálculo de las tuberías se realiza considerando el consumo máximo en las condiciones de operación más críticas posibles. Por lo que cualquier otra situación representara condiciones de operación más favorables.

Como primera parte del diseño se realizó la selección preliminar del diámetro de las tuberías sin considerar la longitud equivalente de válvulas y accesorios, basándose en su capacidad máxima de conducción de gas, se consideró en cada sección de tubería una caída tolerable del 1-5% respecto de la presión inicial, por tanto, se busca que cada sección de tubería opere más o menos al 60% de su capacidad máxima.

Las siglas utilizadas en la hoja de cálculo propuesta, corresponden a las representadas en la tabla 4.2

Por tal motivo las siguientes constantes se tomaron como base de cálculo en el dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento.

Parámetro	Valor	Unidades
S	0.6247	Adim.
Patm	1.05	kg/cm <sup>2</sup>
PERM	1	kg/cm <sup>2</sup>
T	20	°C

Tabla 5.1 Constantes de base de cálculo para la instalación de aprovechamiento.

Posterior de considerar las constantes de la tabla 5.1., se consideró el consumo de gas natural, de acuerdo con los equipos de consumo que se van a instalar, por lo que los consumo máximo para cada equipo, se representan en la tabla 5.2.

No.	Cantidad	Equipos conectados y consumos actuales	Consumo Total
			m <sup>3</sup> /h
1	1	Caldera de Calefacción a gas	95.00
2	1	Caldera de Calefacción a gas	95.00
3	1	Horno de tratamiento térmico	45.00
4	1	Horno de tratamiento térmico	45.00
5	1	Horno de tratamiento térmico	45.00
6	1	Calentador de servicios	15.00
7	1	Calentador de servicios	15.00
8	1	Calentador de servicios	15.00
9		COCINA	6.14
<b>Total de equipos</b>	<b>8</b>	<b>Total consumo</b>	<b>376.14</b>

Tabla 5.2 Equipos de consumo. Fuente: (Brucart, 1987)



Se consideró que el material de tubería para la instalación será de Acero al Carbón API 5L X42.

#### 5.4 Memoria de cálculo para el dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento.

##### Primera parte (Determinación de diámetro nominal)

Teniendo el consumo total para la instalación de aprovechamiento, se procede al dimensionamiento de las tuberías (Elección del diámetro). La base de cálculo es seccionar la instalación, partiendo de la acometida del gas (salida de la Estación de Regulación y Medición) hasta la conexión con un equipo de consumo, donde el flujo cambia respecto del total, posterior a ello la tubería puede mantener el diámetro o se puede considerar una reducción para elevar la velocidad del gas.

A continuación se describirá el cálculo de una sección de la tubería con todos los puntos técnicos considerados, para presentar la tabla general que considera todo el dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento.

La longitud total de la instalación se propone de acuerdo a las dimensiones del terreno de la figura 5.1, de las que parten las secciones de tubería de la instalación. Para efectos de cálculo, la distancia que se consideró en cada sección tiene un porcentaje de sobre diseño del 15% de la longitud de la sección original, lo anterior debido a que en la primera etapa no se conoce el diámetro interno y por tanto la longitud equivalente total con válvulas y accesorios.

Las válvulas y accesorios para el cálculo de la longitud equivalente serán propuestos en la segunda etapa del diseño.

Por tanto, las longitudes para cada sección a efectos del dimensionamiento, considerando el 15% de sobre diseño, se consideran en la tabla 5.3. Las secciones propuestas en esta etapa de diseño, se modificaron al proponer los accesorios en la segunda etapa.

Sección	Longitud (m)
ERM-A	115
A-A1	11.5
A-B	4.6
B-B1	11.5
B-C	66.7
C-C1	23
C-D	14.95
D-D1	11.5
D-E	8.625
E-E1	11.5
E-F	46.575
E-E1	11.5
E-F	46.575
F-F1	3.45
F-G	1.15
G-G1	3.45
G-H	1.15
H-H1	3.45
H-I	17.25

Tabla 5.3 Longitudes de tramo de tubería con sobre diseño.

A partir de las tablas anteriores, se puede calcular el diámetro interno y por tanto proponer el diámetro nominal por sección de tubería. Los cálculos se realizan en una hoja de cálculo, a partir de la fórmula de COX, para tuberías de baja presión.

## SECCIÓN ERM-A

El cálculo del diámetro interno y nominal, de la primera sección de tubería (ERM-A), se realiza a partir de la ecuación de COX, realizando un despeje para calcular el diámetro interior, por lo tanto:

$$C = 52.335 \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 \times d^5}{SL_e} \right]^{0.5}$$

Se obtiene despejando ecuación 4.3:

$$d = \sqrt[5]{\frac{Q^2 * S * L_e}{(P_1^2 - P_2^2) * (52.335)^2}}$$

En donde:

C= Consumo total en m<sup>3</sup>/h (25°C y 1kg/cm<sup>2</sup>).

d= Diámetro interior de la tubería en cm.

P<sub>1</sub>= Presión inicial absoluta en kg/cm<sup>2</sup>.

P<sub>2</sub>= Presión inicial absoluta en kg/cm<sup>2</sup>.

S=Densidad relativa del gas natural (0.6)

L= Longitud o longitud equivalente en metros.

Sustituyendo los valores en la fórmula de COX despejada, tomando en cuenta que la presión P1 (presión absoluta) corresponde a la presión entregada en la ERM por el distribuidor, es decir 1 kg/cm<sup>2</sup>, pero esta presión puede cambiar según sea el caso; el consumo total a partir de la suma de todos los consumos para la instalación, la longitud equivalente para la sección ERM-A, según la tabla 5.3 y considerando el criterio que la caída de presión corresponde al 5% respecto de la presión P1, se obtiene por tanto el diámetro interior de la sección ERM-A:

$$d = \sqrt[5]{\frac{376.14 \frac{m^3}{h} * 0.6 * 115 m}{\left(2.05 \frac{kg}{cm^2} - 1.95 \frac{kg}{cm^2}\right) * (52.335)^2}}$$

Por **tanto**, se obtiene un diámetro interno en cm:

$$d = 6.19 \text{ cm}$$

Y buscando un diámetro de acuerdo con ese resultado en la *tabla 4.4*, se encuentra que el diámetro interior más cercano corresponde a 77.93 mm es decir un diámetro nominal de 3", sin embargo, otra variable que se tiene que considerar en el dimensionamiento de las instalaciones por tramo es el de la velocidad, que en este tramo corresponde a:

$$v = 17.87 \frac{m}{s}$$

Que se calculó por medio de:

$$v = \frac{354 * Q}{P * D^2}$$

**Ecuación 5.1 Velocidad a partir del diámetro interno y presión final absoluta de la tubería.**

Dónde:

V= velocidad del gas (m<sup>3</sup>/h)

Q= Flujo volumétrico (m<sup>3</sup>/h)

A= Presión final absoluta al final de una sección de tubería (bar).

Y de acuerdo con *Applied process designs for chemical an petrochemical plants Vol.1 de Ernest E. Ludwig*, la velocidad media recomendada para tuberías que transportan gas natural con una presión en un rango de 0.765 kg/cm<sup>2</sup> a 7.026 kg/cm<sup>2</sup>, es de 25 m/s.

La velocidad anterior no sobrepasa lo establecido, sin embargo, es necesario ajustar la velocidad con el diámetro interno comercial de la tubería. Con lo que se realiza un cálculo para obtener la velocidad con este diámetro propuesto y se obtiene una velocidad de:

$$v = 10.74 \frac{m}{s}$$

Por **tanto**, el diámetro en este tramo de tubería es de 88.9 mm (3 in).

Para la segunda sección de tubería, la presión P1 corresponderá a la presión P2 calculada por medio de la ecuación de COX, recalculando el Q en condiciones reales, lo anterior se realizó por medio del siguiente ajuste al Q:

$$Q_r = \frac{Q_s * P_0}{P_1}$$

**Ecuación 5.2 Ajuste al consumo estándar**

Dónde:

Q<sub>r</sub> = Consumo en condiciones reales (m<sup>3</sup>/h)

Q<sub>s</sub>= Consumo estándar (m<sup>3</sup>/h)

P<sub>0</sub>= Presión a condiciones estándar del gas = 1 atm = 271.01 kPa

P<sub>1</sub>= Presión absoluta del gas a condiciones estándar de salida del regulador.

Por lo tanto:

$$Q_r = \frac{376.14 \frac{m^3}{h} * 1.033 \frac{kg}{cm^2}}{2.05 \frac{kg}{cm^2}}$$

$$Q_r = 189.58 \frac{m^3}{h}$$

Teniendo el flujo volumétrico a las condiciones de presión, se puede calcular la P1 correspondiente a la segunda sección de tubería.

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q^2 * S * L_e}{d^5 * 52.335^2}}$$

$$P_2 = 2.0423 \frac{kg}{cm^2}$$

Por tanto, el resultado anterior corresponde a la P1 de la sección de tubería A-A1, donde el procedimiento previamente explicado, se repite para cada sección de tubería.

A continuación, se adjunta la tabla 5.4 que contiene la hoja de cálculo que presenta el dimensionamiento de todas las secciones de tubería.

Nota: Las tablas de la hoja de cálculo, corresponden a elaboración propia.

SECCIÓN DE TUBERÍA	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	L <sub>e</sub>	Q	Q <sub>R</sub>	D <sub>i</sub>	v <sub>c</sub>	D <sub>com</sub>	P <sub>2 Real</sub>	v <sub>r</sub>	ϕ
ERM-A	2.05	1.9475	115	376.14	189.5801	6.19	17.87	7.793	2.0423	10.74	3"
A-A1	2.0423	2.0015	11.5	95	47.8814	2.70	23.05	5.25	2.0419	5.98	2"
A-B	2.0423	2.0219	4.6	281.14	141.6987	3.98	31.06	7.793	2.0421	8.02	3"
B-B1	2.0421	2.0013	11.5	95	47.8814	2.70	23.05	5.25	2.0417	5.98	2"
B-C	2.0417	1.9190	66.7	186.14	93.8173	4.05	20.97	5.25	2.0338	11.75	2"
C-C1	2.0338	1.9931	23	45	22.6807	2.30	15.07	4.089	2.0332	4.69	1 1/2"
C-D	2.0338	1.9931	14.95	141.14	71.1366	3.34	22.50	5.25	2.0328	8.92	2"
D-D1	2.0328	1.9921	11.5	45	22.6807	2.01	19.89	4.089	2.0325	4.69	1 1/2"
D-E	2.0325	2.0122	8.625	96.14	48.4560	2.94	19.50	5.25	2.0322	6.08	2"
E-E1	2.0322	2.0119	11.5	45	22.6807	2.30	14.94	4.089	2.0319	4.69	1 1/2"
E-F	2.0322	1.9916	46.575	51.14	25.7753	2.79	11.65	2.664	2.0197	12.63	1"
F-F1	2.0197	1.9995	3.45	15	7.5602	1.17	19.44	1.58	2.0186	10.54	1/2"
F-G	2.0197	1.9995	1.15	36.15	18.2201	1.33	35.97	2.664	2.0195	8.93	1"
G-G1	2.0195	1.9791	3.45	15	7.5602	1.02	25.86	1.58	2.0184	10.54	1/2"
G-H	2.0195	1.9791	1.15	21.15	10.6599	0.94	42.99	2.664	2.0194	5.22	1"
H-H1	2.0194	1.9790	3.45	15	7.5602	1.02	25.87	1.58	2.0183	10.54	1/2"
H-I	2.0194	1.9790	17.25	6.15	3.0997	0.98	11.37	1.58	2.0185	4.32	1/2"

Tabla 5.4 Resultados primera etapa de diseño

#### Segunda parte (Determinación de diámetro nominal)

Al haber calculado el diámetro nominal para cada sección de la tubería, se proponen nuevos puntos en la instalación a partir de los cuales se proponen las válvulas y accesorios en cada sección, modificando la longitud equivalente propuesta en la primera parte del diseño.

De acuerdo con lo anterior y con el dimensionamiento previo de la tabla 5.4, se propuso lo siguiente de acuerdo con la sección de la tubería:

Sección	Válvulas y accesorios propuestos
ERM-A	1 válvula de globo Bridada de 3" A.C. ANSI 150 2 codos de 3" a 90° 1 tee de 3" A.C.
A-A1	1 reducción concéntrica de A.C. 3X2"
A1-A2	1 válvula de globo de 2" A.C. ANSI 150 1 codo de 2" a 90°
A-B	1 tee de 3" A.C.
B-B1	1 reducción concéntrica de A.C. 3X2"
B1-B2	1 válvula de globo de 2" A.C. ANSI 150 1 codo de 2" a 90
B-C	1 reducción concéntrica de A.C. 3X2"
C-D	1 tee de 2" A.C.
D-D1	1 reducción concéntrica de A.C. 2X1 ½"
D1-D2	1 válvula de globo de 1 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de 1 ½" a 90°
D-E	1 tee de 2" A.C.
E-E1	1 reducción concéntrica de A.C. 2X1 ½"
E1-E2	1 válvula de globo de 1 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de 1 ½" a 90°
E-F	1 tee de 2" A.C.
F-F1	1 reducción concéntrica de A.C. 2X1 ½"
F1-F2	1 válvula de globo de 1 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de 1 ½" a 90°
F-G	1 codo de 2" a 90° 1 reducción concéntrica de A.C. 2 X1"
G-H	1 tee de 1" A.C.
H-H1	1 reducción concéntrica de A.C. 1X½"
H1-H2	1 válvula de globo de 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de ½" a 90°
H-I	1 tee de 1" A.C.
I-I1	1 reducción concéntrica de A.C. 1X½"
I1-I2	1 válvula de globo de 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de ½" a 90°
I-J	1 tee de 1" A.C.
J-J1	1 reducción concéntrica de A.C. 1X½"
J1-J2	1 válvula de globo de 1/2" A.C. ANSI 150 1 codo de ½" a 90°
J-K	1 reducción concéntrica de A.C. 1X½"
K-L	2 codos de 1/2" a 90° 1 válvula de globo de 1/2" A.C. ANSI 150

Tabla 5.5 Accesorios propuestos por cada sección de tubería.

Las longitudes equivalentes correspondientes a cada accesorio se calculan a partir de  $L/D$  ( $L_e = LD * d$ ) de acuerdo con la tabla 4.5 (tabla de las longitudes equivalentes). Por tanto, la longitud equivalente considerando válvulas y accesorios es la siguiente:

Sección	Longitud equivalente (m)
ERM-A	132.7
A-A1	2.3
A1-A2	29.425
A-B	5.55
B-B1	2.3

B1-B2	29.425
B-C	2.3
C-D	59.625
D-D1	3
D1-D2	11.2267
D-E	14.05
E-E1	3
E1-E2	25.1267
E-F	8.5
F-F1	3
F1-F2	25.1267
F-G	11.2
G-H	30.53
H-H1	0.8
H1-H2	8.844
H-I	1.53
I-I1	0.8
I1-I2	8.844
I-J	1.53
J-J1	0.8
J1-J2	8.844
J-K	1.3
K-L	18.972

Tabla 5.6 Longitud equivalente por sección considerando válvulas y accesorios

A partir de las tablas anteriores, se puede calcular el diámetro interno y corroborar la primera parte del diseño.

#### SECCIÓN ERM-A

Se **corroboró** el diámetro calculado en la primera parte del diseño, nuevamente de la ecuación de COX, por lo tanto el diámetro en esta sección:

$$d = \sqrt[5]{\frac{376.14 \frac{m^3}{h} * 0.6 * 132.7 m}{\left(2.05 \frac{kg}{cm^2} - 1.9475 \frac{kg}{cm^2}\right) * (52.335)^2}}$$

Por **tanto**, se obtiene un diámetro interno en cm:

$$d = 6.37 \text{ cm}$$

Por lo tanto, con este resultado se corrobora con la tabla 4.4, donde se encuentra que el diámetro interior más cercano corresponde a 77.93 mm es decir un diámetro nominal de 3", sin embargo, hay que ajustar como en la primera parte la velocidad, y de acuerdo con la ecuación 5.1 se calcula que la velocidad en esta sección de tubería corresponde a:

$$v = 16.87 \frac{m}{s}$$

Como en la primera parte del diseño se recalculó la velocidad con la ecuación 5.1, a partir del diámetro interno comercial de la tubería, por tanto el resultado:

$$v = 10.74 \frac{m}{s}$$

Se realizó lo anterior con las otras secciones de tubería obteniendo el mismo resultado de diámetros nominales, comprobando así que el sobre diseño del 15% en la primera parte permitió corroborar los diámetros previamente calculados, con la longitud equivalente por válvulas y accesorios propuestos.

La tabla 5.7 muestra el cálculo final realizado, con las longitudes equivalentes modificadas por la asignación de válvulas y accesorios.

SECCIÓN DE TUBERIA	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	L <sub>e</sub>	Q	Q <sub>R</sub>	D <sub>i</sub>	v <sub>c</sub>	D <sub>com</sub>	P <sub>2 Real</sub>	v <sub>r</sub>	ϕ
ERM-A	2.0500	1.9475	132.7	376.14	189.5801	6.37	16.87	7.793	2.0411	10.74	3"
A-A1	2.0124	1.9923	2.3	95	47.8814	2.26	33.08	7.793	2.0124	2.75	3"
A1-A2	2.0124	1.9923	29.425	95	47.8814	3.76	11.93	5.25	2.0115	6.07	2"
A-B	2.0124	1.9923	5.55	281.14	141.6987	4.16	28.89	7.793	2.0122	8.14	3"
B-B1	2.0115	1.9914	2.3	95	47.8814	2.26	33.09	7.793	2.0115	2.75	3"
B1-B2	2.0115	1.9914	29.425	95	47.8814	3.76	11.93	5.25	2.0106	6.07	2"
B-C	2.0115	1.9914	2.3	186.14	93.8173	2.96	37.85	7.793	2.0115	5.39	3"
C-D	2.0115	1.9914	59.625	186.14	93.8173	5.67	10.29	5.25	2.0043	11.93	2"
D-D1	2.0043	1.9843	3	45	22.6807	1.77	25.62	5.25	2.0043	2.88	2"
D1-D2	2.0043	1.9843	11.2267	45	22.6807	2.31	15.10	4.089	2.0040	4.75	1 1/2"
D-E	2.0043	1.9843	14.05	141.14	71.1366	3.81	17.37	5.25	2.0033	9.05	2"
E-E1	2.0033	1.9843	3	45	22.6807	1.79	25.12	5.25	2.0033	2.89	2"
E1-E2	2.0033	1.9843	25.1267	45	22.6807	2.74	10.73	4.089	2.0027	4.76	1 1/2"
E-F	2.0033	1.9843	8.5	96.14	48.4560	2.98	19.26	5.25	2.0030	6.16	2"
F-F1	2.0030	1.9830	3	45	22.6807	1.77	25.65	5.25	2.0030	2.89	2"
F1-F2	2.0030	1.9830	25.1267	45	22.6807	2.71	10.96	4.089	2.0024	4.76	1 1/2"
F-G	2.0030	1.9830	11.2	51.14	25.7753	2.42	15.53	5.25	2.0029	3.28	2"
G-H	2.0029	1.9829	30.53	51.14	25.7753	2.96	10.40	2.664	1.9946	12.79	1"
H-H1	1.9946	1.9747	0.8	15	7.5602	0.88	34.95	2.664	1.9946	3.75	1"
H1-H2	1.9946	1.9747	8.844	15	7.5602	1.42	13.36	1.58	1.9918	10.68	1/2"
H-I	1.9946	1.9747	1.53	36.14	18.2151	1.42	32.14	2.664	1.9944	9.04	1"
I-I1	1.9944	1.9745	0.8	15	7.5602	0.88	34.93	2.664	1.9944	3.75	1"
I1-I2	1.9944	1.9745	8.844	15	7.5602	1.42	13.36	1.58	1.9916	10.68	1/2"
I-J	1.9944	1.9745	1.53	21.14	10.6549	1.15	28.87	2.664	1.9943	5.29	1"
J-J1	1.9943	1.9744	0.8	15	7.5602	0.88	34.96	2.664	1.9943	3.75	1"
J1-J2	1.9943	1.9744	8.844	15	7.5602	1.42	13.37	1.58	1.9915	10.68	1/2"
J-K	1.9943	1.9744	1.3	6.14	3.0946	0.68	24.07	2.668	1.9943	1.53	1"
K-L	1.9943	1.9744	18.972	6.14	3.0946	1.16	8.24	1.58	1.9933	4.37	1/2"

Tabla 5.7 Resultados segunda etapa del diseño.

### 5.5 Cálculo de espesor de Tubería.

Una vez seleccionado el diámetro nominal de los tramos de tubería, se selecciona la cedula, el grado y se procede al cálculo del espesor de tubería. Para asegurar las condiciones de operación de la instalación de aprovechamiento.

Se aplica la ecuación 3.1, para espesores de tubería de transporte y distribución de gas, en unidades consistentes.

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Para el cálculo respecto se obtienen los datos de la tubería de la tabla 4.4

Por tanto, se procede al cálculo, donde la presión manométrica a la salida de la ERM es de 1 kg/cm<sup>2</sup>, la presión absoluta de 1.05 kg/cm<sup>2</sup>, por lo que se considerará el 200% de la presión absoluta de trabajo, por **tanto**, la presión máxima para el cálculo será de: 2.46 kg/cm<sup>2</sup>.

El grado elegido corresponde a tubería API 5L X42, donde la resistencia mínima a la cedencia (S), con ese grado corresponde a 42,000 psi o 2952.8922 kg/cm<sup>2</sup>.

La clase de localización corresponde a la 3, por tanto, F=0.50, la clase de tubería es sin costura por tanto E=1 y el factor de reducción por temperatura T=1.

#### **Calculo de espesor tubería de 3" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42**

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.1:

$$t = \frac{2.46 \frac{kg}{cm^2} * 0.0889 m}{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * 0.5 * 1 * 1} = 0.00007 m$$

Se considera un margen para la corrosión de 1/8" (0.003175 m):

$$t_{requerida} = 0.00007 m + 0.003175 m = 0.00325 m$$

Por lo tanto, el espesor seleccionado de 0.0059 m para la tubería de 3" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 es correcto.

Posteriormente se calcula presión máxima que resiste la tubería con las condiciones propuestas, considerando que:

$$t_{real} = \text{Espesor comercial de tubería} - \text{Espesor perdido por corrosión (1/8")}$$

Por tanto, a partir de:

$$P = \frac{2St_{real}FET}{D}$$

Se obtiene la presión máxima de resistencia de la tubería seleccionada:

$$P = \frac{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * (0.0059 - 0.003175)m * 0.5 * 1 * 1}{0.0889 m} = 90.51 \frac{kg}{cm^2}$$



Por lo tanto, el tubo seleccionado con las especificaciones establecidas resiste una presión de  $90.51329 \frac{kg}{cm^2}$ , la presión de trabajo absoluta será de  $2.05 \frac{kg}{cm^2}$  considerando la presión entregada por la ERM, sin embargo en tramos de este diámetro la presión manométrica de operación es menor, por lo que con estas condiciones se aprueba la selección de la especificación de la tubería.

**Calculo de espesor tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 (CHECAR ORDEN)**

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.1:

$$t = \frac{2.46 \frac{kg}{cm^2} * 0.0603 m}{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * 0.5 * 1 * 1} = 0.00005 m$$

Se considera un margen para la corrosión de 1/8" (0.003175 m):

$$t_{requerida} = 0.00005 m + 0.003175 m = 0.00323 m$$

Por lo tanto, el espesor seleccionado de 0.00391 m para la tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 es correcto.

Posteriormente se calcula presión máxima que resiste la tubería con las condiciones propuestas, considerando que:

$$t_{real} = \text{Espesor comercial de tubería} - \text{Espesor perdido por corrosión (1/8")}$$

Por tanto, a partir de:

$$P = \frac{2St_{real}FET}{D}$$

Se obtiene la presión máxima de resistencia de la tubería seleccionada:

$$P = \frac{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * (0.00391 - 0.003175)m * 0.5 * 1 * 1}{0.0603 m} = 36.23 \frac{kg}{cm^2}$$

Por lo tanto, el tubo seleccionado con las especificaciones establecidas resiste una presión de  $36.23 \frac{kg}{cm^2}$ , la presión de trabajo será de  $2.05 \frac{kg}{cm^2}$  considerando la presión entregada por la ERM, sin embargo en tramos de este diámetro la presión manométrica de operación es menor, por lo que con estas condiciones se aprueba la selección de la especificación de la tubería.

**Calculo de espesor tubería de 1 1/2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42**

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.1:

$$t = \frac{2.46 \frac{kg}{cm^2} * 0.0483 m}{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * 0.5 * 1 * 1} = 0.00004 m$$

Se considera un margen para la corrosión de 1/8" (0.003175 m):

$$t_{requerida} = 0.00004 m + 0.003175 m = 0.00322 m$$

Por lo tanto, el espesor seleccionado de 0.00368 m para la tubería de 1 1/2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 es correcto.

Posteriormente se calcula presión máxima que resiste la tubería con las condiciones propuestas, considerando que:

$$t_{real} = \text{Espesor comercial de tubería} - \text{Espesor perdido por corrosión (1/8")}$$

Por tanto, a partir de:

$$P = \frac{2St_{real}FET}{D}$$

Se obtiene la presión máxima de resistencia de la tubería seleccionada:

$$P = \frac{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * (0.00368 - 0.003175)m * 0.5 * 1 * 1}{0.0483 m} = 31.18 \frac{kg}{cm^2}$$

Por lo tanto, el tubo seleccionado con las especificaciones establecidas resiste una presión de  $31.18 \frac{kg}{cm^2}$ , la presión de trabajo será de  $2.05 \frac{kg}{cm^2}$  considerando la presión entregada por la ERM, sin embargo en tramos de este diámetro la presión manométrica de operación es menor, por lo que con estas condiciones se aprueba la selección de la especificación de la tubería.

#### **Calculo de espesor tubería de 1" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 (CHECAR ORDEN)**

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.1:

$$t = \frac{2.46 \frac{kg}{cm^2} * 0.0334 m}{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * 0.5 * 1 * 1} = 0.00003 m$$

Se considera un margen para la corrosión de 1/8" (0.003175 m):

$$t_{requerida} = 0.00003 m + 0.003175 m = 0.00320 m$$

Por lo tanto, el espesor seleccionado de 0.0033782 m para la tubería de 1" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 es correcto.

Posteriormente se calcula presión máxima que resiste la tubería con las condiciones propuestas, considerando que:

$$t_{real} = \text{Espesor comercial de tubería} - \text{Espesor perdido por corrosión (1/8")}$$

Por tanto, a partir de:

$$P = \frac{2St_{real}FET}{D}$$

Se obtiene la presión máxima de resistencia de la tubería seleccionada:

$$P = \frac{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * (0.00338 - 0.003175)m * 0.5 * 1 * 1}{0.0334 m} = 17.68146 \frac{kg}{cm^2}$$

Por lo tanto, el tubo seleccionado con las especificaciones establecidas resiste una presión de  $17.68146 \frac{kg}{cm^2}$ , la presión de trabajo será de  $2.05 \frac{kg}{cm^2}$  considerando la presión entregada por la ERM, sin embargo en tramos de este diámetro la presión manométrica de operación es menor, por lo que con estas condiciones se aprueba la selección de la especificación de la tubería.

**Calculo de espesor tubería de 1/2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 (CHECAR ORDEN)**

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.1:

$$t = \frac{2.46 \frac{kg}{cm^2} * 0.0213 m}{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * 0.5 * 1 * 1} = 0.00002 m$$

Para el caso de la tubería posterior a un diámetro de 1/2" se considera un 1/16" de margen de corrosión (0.0015875 m)

$$t_{requerida} = 0.00002 m + 0.0015875 m = 0.00161 m$$

Por lo tanto, el espesor seleccionado de 0.00161 m para la tubería de 1/2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 es correcto.

Posteriormente se calcula presión máxima que resiste la tubería con las condiciones propuestas, considerando que:

$$t_{real} = \text{Espesor comercial de tubería} - \text{Espesor perdido por corrosión (1/16")}$$

Por tanto, a partir de:

$$P = \frac{2St_{real}FET}{D}$$

Se obtiene la presión máxima de resistencia de la tubería seleccionada:

$$P = \frac{2 * 2952.8922 \frac{kg}{cm^2} * (0.00277 - 0.0015875)m * 0.5 * 1 * 1}{0.0213 m} = 163.58 \frac{kg}{cm^2}$$

Por lo tanto, el tubo seleccionado con las especificaciones establecidas resiste una presión de  $163.58 \frac{kg}{cm^2}$ , la presión de trabajo será de  $2.05 \frac{kg}{cm^2}$  considerando la presión entregada por la ERM, sin embargo en tramos de este diámetro la presión manométrica de operación es menor, por lo que con estas condiciones se aprueba la selección de la especificación de la tubería.

## **5.5 Memoria Técnica Descriptiva.**

### **Características de la ERM:**

Datos de la Estación de Regulación y Medición:

Presión de suministro: 1 kg/cm<sup>2</sup> (14.2233 psi)

### **Filosofía de operación, procesos industriales y sus interrelaciones**

La instalación de aprovechamiento tiene como finalidad la conducción del gas natural proveniente de la Estación de Regulación y Medición (ERM), la cual es propiedad del distribuidor, llegando hasta los equipos de consumo con una serie de arreglos de tubería y accesorios (codos, tees, reducciones), seleccionados específicamente para cumplir con las condiciones requeridas de flujo, velocidad y presión óptimas para el funcionamiento adecuado de cada uno de los equipos que consumirán el hidrocarburo. Además, cuenta con válvulas y elementos de seguridad instaladas en zonas específicas para su fácil acceso al momento de necesitar hacer un paro del suministro del gas natural, ya sea por operaciones de mantenimiento de los equipos o en alguna contingencia.

La presente memoria técnica descriptiva hace referencia a la instalación de aprovechamiento de la planta de giro en el tratamiento de piezas de forja.

### **Descripción de la trayectoria de las tuberías**

La instalación inicia a partir de la toma de la salida de la ERM del distribuidor de gas natural, con una toma de 3" y a una presión de 1 kg/cm<sup>2</sup>, la instalación se distribuye y tiene las trayectorias tal como se puede apreciar el plano isométrico: UNAM-QRO-GN-001-ISO-01.

A continuación, se describen las trayectorias por sección de tubería, de acuerdo con la memoria de cálculo antes presentada.

#### **Sección ERM- A**

La instalación de gas natural, comienza a la salida de la ERM con una tubería de 3" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 avanzando una longitud de 2.5 m dirección noroeste llegando a una válvula de globo bridada de 3" A.C. ANSI 150 que se conecta en la misma dirección con tubería del mismo diámetro con longitud de 2.5 m llegando a un codo A.C. de 3" a 90° que le permite cambiar de dirección hacia el este avanzando una longitud de 50 m llegando a un codo A.C. de 3" a 90° que hace girar la tubería hacia norte con una longitud de 45 m conectándose a una tee de A.C. de 3" X 3" X 3" llegando al punto A de la instalación.

#### **Sección A-A1**

Continuando del punto A, se avanza 1 m dirección oeste para conectarse con una reducción concéntrica de A.C. 3" X 2" llegando al punto A1.

#### **Sección A1-A2**

Partiendo del punto A1 y continuando con la misma dirección hacia el oeste se conecta tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 avanzando una longitud de 8 m hasta conectarse con a un codo A.C. de 2" a 90° que le permite cambiar de dirección hacia el sureste avanzando 2 m hasta conectarse con una válvula de globo de 2" A.C. ANSI 150 llegando al punto A2 de la instalación.

### **Sección A-B**

Seguido del punto A, se continua con dirección al norte con tubería de 3" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 con una longitud de 4 m hasta llegar a una tee de A.C. de 3" X 3" X 3" llegando al punto B de la instalación.

### **Sección B-B1**

A partir del punto B, se avanza 1 m dirección oeste para conectarse con una reducción concéntrica de A.C. 3" X 2" llegando al punto B1.

### **Sección A1-A2**

Del punto B1 y continuando con la misma dirección hacia el oeste se conecta tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 avanzando una longitud de 8 m hasta conectarse con un codo A.C. de 2" a 90° que le permite cambiar de dirección hacia el sureste avanzando 2 m hasta conectarse con una válvula de globo de 2" A.C. ANSI 150 llegando al punto B2 de la instalación.

### **Sección B-C**

Seguido del punto B se continua con dirección al norte con tubería de 3" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 con una longitud de 1 m llegando a una reducción concéntrica de A.C. 3" X 2" llegando al punto C.

### **Sección C-D**

A partir del punto C se continua con dirección al norte con tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 con una longitud de 7 m llegando a un codo A.C. de 2" a 90° que le permite cambiar dirección hacia el oeste con una longitud de 7 m llegando de esta forma al punto D a una tee de A.C. de 2" X 2" X 2".

### **Sección D-D1**

*Continuando del punto D, se avanza 2 m con dirección al sur para conectarse con una reducción concéntrica de A.C. 2" X 1 ½ "* llegando al punto D1.

### **Sección D1-D2**

A partir del punto D1 y siguiendo la misma dirección hacia el sur se conecta tubería de 1 ½ " Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 avanzando una longitud de 8 m hasta conectarse con un codo A.C. de 1 ½ " a 90° del cual se cambia la dirección de la tubería hacia el sureste con 2 m longitud para finalmente al punto D2 a una brida ciega.

### **Sección D-E**

Comenzando del punto D con dirección al oeste con una longitud de 13 m se continua con tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 hasta llegar a una tee de A.C. de 2" X 2" X 2" llegando al punto E.

### **Sección E-E1**

Seguido del punto E con dirección al sur se recorre una longitud de 2 m para conectarse con una reducción concéntrica de A.C. 2" X 1 ½ " llegando al punto E1.

### **Sección E1-E2**

Continuando del punto E1 se conecta tubería de 1 ½" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 con longitud de 8 m avanzando hacia el sur, para llegar a un codo A.C. de 1 ½" a 90° del cual se cambia la dirección hacia el sureste con longitud de 2 m llegando a una válvula de globo de 1 ½" A.C. ANSI 150 concluyendo en el punto E2.

### **Sección E-F**

A partir del punto E con dirección al oeste con una longitud de 7.5 m se continua con tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 hasta llegar a una tee de A.C. de 2" X 2" X 2" llegando al punto F

### **. Sección F-F1**

Seguido del punto F con dirección al sur se recorre una longitud de 2 m para conectarse con una reducción concéntrica de A.C. 2" X 1 ½" llegando al punto F1.

### **Sección F1-F2**

A partir del punto F1 se conecta tubería de 1 ½" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 con longitud de 8 m avanzando hacia el sur, para llegar a un codo A.C. de 1 ½" a 90° del cual se cambia la dirección hacia el sureste con longitud de 2 m llegando a una válvula de globo de 1 ½" A.C. ANSI 150 concluyendo en el punto F2.

### **Sección F-G**

Continuando con el punto F con dirección al oeste con una longitud de 7.5 m se continua con tubería de 2" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 llegando a un codo de A.C. de 2" a 90° del cual se cambia de dirección hacia el sur avanzando 2 m de longitud para conectarse de manera seguida a una reducción concéntrica de A.C. 2" X 1".

### **Sección G-H**

Seguido del punto G se recorren 30 m de tubería 1" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 hacia el sur conectando a una tee de A.C. de 1" X 1" X 1", llegando de esta forma al punto H.

### **Sección H-H1**

Partiendo del punto H con dirección al este se recorre una longitud de 0.5 m para conectarse a una reducción concéntrica de A.C. 1X ½" llegando al punto H1.

### **Sección H1-H2**

A partir del punto H1 se conecta tubería de ½" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 recorriendo 1 m de longitud hacia el este, para llegar a un codo A.C. de ½" a 90° del cual hay un cambio de dirección hacia el sureste con una longitud de 2 m llegando a una válvula de globo de ½" A.C. ANSI 150 concluyendo en el punto H2.

### **Sección H-I**

Continuando con el punto H, la tubería de 1" Ø A.C. Ced.40 API 5L X42 recorre 0.5 gm hacia el sur conectándose con una tee de A.C. de 1" X 1" X 1", llegando al punto I.

### **Sección I-I1**

Partiendo del punto I con dirección al este se recorre una longitud de 0.5 m para conectarse a una reducción concéntrica de A.C. 1" X ½" llegando al punto I1.

### **Sección I1-I2**

Siguiendo la descripción a partir del punto I1 se instala tubería de  $\frac{1}{2}$ "  $\varnothing$  A.C. Ced.40 API 5L X42 recorriendo 1 m de longitud hacia el este, para llegar a un codo A.C. de  $\frac{1}{2}$ " a  $90^\circ$  del cual hay un cambio de dirección hacia el sureste con una longitud de 2 m llegando a una válvula de globo de  $\frac{1}{2}$ " A.C. ANSI 150 concluyendo en el punto I2.

### **Sección I-J**

Partiendo del punto I, la tubería de 1"  $\varnothing$  A.C. Ced.40 API 5L X42 recorre 1 m hacia el sur conectándose con una tee de A.C. de 1" X 1" X 1", llegando al punto J.

### **Sección J-J1**

Cambiando de dirección hacia al este a partir del punto J se recorre una longitud de 0.5 m para conectarse a una reducción concéntrica de A.C. 1" X  $\frac{1}{2}$ " llegando al punto J1.

### **Sección J1-J2**

Siguiendo la misma dirección a partir del punto J1 se instala tubería de  $\frac{1}{2}$ "  $\varnothing$  A.C. Ced.40 API 5L X42 recorriendo 1 m de longitud hacia el este, para llegar a un codo A.C. de  $\frac{1}{2}$ " a  $90^\circ$  del cual hay un cambio de dirección hacia el sureste con una longitud de 2 m llegando a una válvula de globo de  $\frac{1}{2}$ " A.C. ANSI 150 concluyendo en el punto I2.

### **Sección J-K**

Continuando a partir del punto J con dirección hacia el sur con tubería de 1"  $\varnothing$  A.C. Ced.40 API 5L X42 se recorren 1 m para llegar al punto K con una reducción concéntrica de A.C. 1" X  $\frac{1}{2}$ " llegando al punto K.

### **Sección J-K**

A partir del punto K se recorren 5 m de tubería con dirección hacia el sur de  $\frac{1}{2}$ "  $\varnothing$  A.C. Ced.40 API 5L X42 llegando a un codo A.C. de  $\frac{1}{2}$ " a  $90^\circ$  del cual se cambia la dirección al este avanzando 5 m de longitud para conectarse con un codo A.C. de  $\frac{1}{2}$ " a  $90^\circ$  que cambia la dirección hacia el sureste recorriendo 3 m para llegar a una válvula de globo de  $\frac{1}{2}$ " A.C. ANSI 150 llegando al punto K.

Con ello se termina la descripción de la instalación de aprovechamiento de gas natural tipo industrial que abastece una planta en la industria de tratamiento térmico de piezas de forja, ubicada en Querétaro.

## Resultados

En la tabla 5.8 se indican los resultados de todos los tramos de la instalación

TRAMO	MATERIAL	Ø Nominal (in)	Longitud Tubería (m)
ERM-A	A.C. Ced.40 API 5L X42	3	100
A-A1	A.C. Ced.40 API 5L X42	3	1
A1-A2	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	10
A-B	A.C. Ced.40 API 5L X42	3	4
B-B1	A.C. Ced.40 API 5L X42	3	1
B1-B2	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	10
B-C	A.C. Ced.40 API 5L X42	3	1
C-D	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	57
D-D1	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	2
D1-D2	A.C. Ced.40 API 5L X42	1 ½	10
D-E	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	13
E-E1	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	2
E1-E2	A.C. Ced.40 API 5L X42	1 ½	10
E-F	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	7.5
F-F1	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	2
F1-F2	A.C. Ced.40 API 5L X42	1 ½	10
F-G	A.C. Ced.40 API 5L X42	2	9.5
G-H	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	30
H-H1	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	0.5
H1-H2	A.C. Ced.40 API 5L X42	½	3
H-I	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	1
I-I1	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	0.5
I1-I2	A.C. Ced.40 API 5L X42	½	3
I-J	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	1
J-J1	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	0.5
J1-J2	A.C. Ced.40 API 5L X42	½	3
J-K	A.C. Ced.40 API 5L X42	1	1
K-L	A.C. Ced.40 API 5L X42	½	13

Tabla 5.8 Longitudes de secciones de tubería instalados en Plano Isométrico UNAM-QRO-GN-001-ISO-01.

Notas:

- 1) Se utilizan soportes metálicos tipo pera en toda la instalación cada 2.4 m para tubería de 3", 2" y 1 1/2", así como cada 1.2 m para tuberías de ½" las cuales estarán aisladas eléctricamente del tubo.
- 2) La instalación estará señalizada con esmalte color amarillo con la leyenda "GAS NATURAL" y dirección del flujo.

### SERVICIOS PARA SATISFACER

La Combustión se realiza a una altura aproximada de 1820 metros sobre el nivel del mar, trabajando a una presión absoluta de 2.05 kg/cm<sup>2</sup>, en cuando a su simultaneidad de consumos, existe la posibilidad de operación simultánea al 100% de los equipos de consumo, por lo que los cálculos para la tubería se realizaron para la condición teórica máxima desfavorable, lo garantiza que el sistema operará siempre en condiciones más favorables que las consideradas para el diseño.

### LOCALIZACIÓN



En todo momento la trayectoria de la instalación para cual el aprovechamiento de gas natural como se aprecia en el proyecto deberá de ser por zonas ventiladas y de fácil acceso. Por lo que en su construcción deberá de cuidarse sea respetado este lineamiento.

#### SEPARACION CON SERVICIOS

La separación mínima que se maneja con otros servicios es de 2 cm entre sí, 3 cm de conductores eléctricos protegidos, 30 cm de conductores eléctricos no protegidos y de 5 cm de cualquier tipo de servicios

## 5.6 Ahorro de costos por uso de gas natural

El siguiente subcapítulo tiene por objeto mostrar el costo en combustible que generaría la instalación de aprovechamiento en un mes de operación, suponiendo que los equipos operan 24 horas y que el consumo total es al 100%, los precios se obtienen de reportes diarios de combustibles por parte de la CRE, estos precios se reflejan en USD/MMBTU, para de esta manera obtener precios más unitarios. Por lo anterior fue necesario convertir el consumo total de la instalación a unidades de energía sobre tiempo para poder hacer la evaluación de precios.

La comparación se realizó contra gas L.P. del cual, la CRE reporta el precio en las mismas unidades que el gas natural (USD/MMBTU), los precios de los dos combustibles se tomaron del mismo periodo (10/08/2018) y dado que los precios de los combustibles cambian de mes a mes, el cálculo no se realizó a un año, porque se trataría de una comparación muy inexacta.

Dicho lo anterior, el consumo total de la instalación evaluado se cambia a unidades de energía por tiempo (para consumos de un mes) de cada combustible:

$$376.14 \frac{m^3}{h} * \frac{1 \text{ MMBTU}}{28.263 \text{ m}^3 \text{ gas natural}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 9,582.17 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}}$$

Para el caso del gas L.P. se realiza lo anterior con su respectivo factor de conversión:

$$376.14 \frac{m^3}{h} * \frac{92300 \text{ BTU}}{1 \text{ m}^3 \text{ gas L.P.}} * \frac{1 \times 10^{-6} \text{ MMBTU}}{1 \text{ BTU}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 24,854.54 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}}$$

Teniendo el consumo en unidades de energía sobre tiempo y con los precios reportados en la CRE, se puede calcular el costo en USD del consumo en un mes para gas natural:

$$9,582.17 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}} * 9.54 \frac{\text{USD}}{\text{MMBTU}} = 91,413.90 \frac{\text{USD}}{\text{mes}}$$

Para gas L.P.

$$24,854.54 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}} * 11.36 \frac{\text{USD}}{\text{MMBTU}} = 282,347.52 \frac{\text{USD}}{\text{mes}}$$

Como se puede observar, el costo por el uso de gas L.P. triplica al del gas natural, por tanto, es importante considerar que el gas natural, además de ser un combustible amigable con el medio ambiente, también es más económico respecto a otro combustible fósil.

## 6. CONCLUSIONES

- I. Se desarrolló la ingeniería básica de una instalación para aprovechamiento de gas natural tipo industrial partiendo de lo propuesto en el punto 5 de la NOM-002-SECRE-2010. Como base de la ingeniería básica se realizó el dimensionamiento de la tubería a partir de una memoria de cálculo como lo muestra la sección 5.4 (Página 57) con la fórmula de COX, el dimensionamiento se realizó en dos partes, primero sin incluir las longitudes equivalentes de accesorios y/o válvulas y posteriormente incluyéndolas, se seccionó para cada caso la tubería delimitando en cada sección la caída de presión a un 5% respecto de la presión inicial, se observó que si se proponía una caída de presión superior al 5% en cada sección de tubería, la velocidad en la sección aumentaba, la cual no puede superar los 25 m/s según los criterios propuestos en la sección 5.4 (Página 59) para tuberías que transportan gas natural, siendo las variables de caída de presión y velocidad las más importantes para el dimensionamiento.
- II. Partiendo del dimensionamiento de la tubería se calculó el espesor para sustentar el desgaste de la corrosión con las condiciones operativas de acuerdo con la sección 5.5 (Página 64), lo anterior se realizó teniendo en cuenta las características del material de la tubería de elección, para el caso de estudio se optó por Acero al Carbón Céd.40 API 5L X42 siendo el más idóneo para el transporte de hidrocarburos según el API 1104, la elección del material para el cálculo del espesor de tubería es esencial ya que cada material tiene diferentes características que son importantes para realizar un cálculo más preciso, en este caso las condiciones operativas se llevaron a un 200% más de lo propuesto y con un desgaste de la corrosión de 1/8", lo que garantiza que la elección del material de la tubería fue acertado, según los cálculos de la sección 5.5 (Página 64).
- III. Teniendo de forma concreta los puntos I y II, se realizó la memoria técnica descriptiva en la sección 5.5 (Página 68) de acuerdo con el punto 5.1.3. de la NOM-002-SECRE-2010, esta memoria puede ser un escrito libre en cada caso sin embargo es importante que la memoria incluya al menos la filosofía de operación, trayectoria de la tubería, los equipos de consumo así como las principales consideraciones de diseño, en el caso de estudio no se consideraron las principales consideraciones de diseño en la memoria técnica descriptiva ya que la memoria de cálculo incluye todos los puntos que fueron para el diseño.
- IV. Como base de los documentos realizados en los puntos I y III (Memoria de cálculo y memoria técnica descriptiva) se realizaron los diagramas de tubería e instrumentación e plano isométrico, con los accesorios propuestos en la memoria técnica descriptiva, la finalidad de el diagrama de tubería de instrumentación es detallar los accesorios y válvulas que se ocuparan para la instalación y a partir de este diagrama se pueda obtener una estimación inicial del costo de tubería, accesorios y válvulas propuesta, el DTI como tal no es obligatorio como parte del cumplimiento de la NOM-002-SECRE-2010, sin embargo de acuerdo al punto 5.1.1. de la misma norma el plano isométrico de la instalación si forma parte de los documentos que deben sustentar la ingeniería de una instalación, dicho documento da una orientación espacial de la instalación, puede ser dibujado de forma libre sin embargo los elementos necesarios que debe contener se presentaron el diagrama UNAM-QRO-GN-001-ISO-001 en el apéndice B ( de esta tesis.
- V. El caso de estudio fue meramente teórico, por lo que la ubicación, el giro de la instalación de aprovechamiento, las bases de diseño fueron propuestas con base a algunos ejemplos en la bibliografía, sin embargo en el caso de las longitudes se determinaron a partir del área promedio dentro un parque industrial, lo anterior en la práctica se debe realizar haciendo un levantamiento en campo de acuerdo con las longitudes reales del espacio que se disponga.
- VI. Se constató que el gas natural de acuerdo con las tabla 1.5, tiene un poder calorífico superior a otros combustibles tales como el gas L.P., diésel industrial, combustóleo pesado, etc., aunado a que presenta el menor índice de azufre y nitrógeno, lo cual lo hace ventajoso para reducir las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, siendo en este análisis el combustible más amigable con el medio ambiente
- VII. Con base a la sección 5.6 (Página 73) del caso de estudio, se presenta que el gas natural muestra un ahorro económico respecto al gas L.P. debido a que los precios del gas natural están sujetos a la CRE y el mercado internacional, sin embargo para que llegara un cambio de una instalación en un proceso determinado en la

industria lo anterior representaría un costo mayor, ya que es recomendable que se instale una tubería nueva en lugar de utilizar una existente.

- VIII. Con base a los puntos 5.4 y 5.5 del capítulo 5 (Página 60 y 67), podemos decir que la tesis presenta un ejemplo teórico y que en la cotidianeidad la documentación normativa se utiliza para obtener dictámenes de verificación por parte de Unidades de Verificación, las cuales están acreditadas ante la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación) que el organismo en México que se dedica a que las Normas Oficiales Mexicanas se cumplan.

Finalmente como caso de estudio académico es importante que se consulten las normas y/o códigos internacionales para el desarrollo correcto de una ingeniería básica ya que es la base para una posible ingeniería de detalle en cualquier proyecto que se quiera realizar según la viabilidad de este, no es menos importante que ya sean casos académicos se realicen con los establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas para que todo sea viable técnicamente.

## BIBLIOGRAFIA

- I. Aguilar Orozco, S. Y. (2013). *Estudio comparativo de las ventajas y desventajas del gas natural con respecto a otros combustibles*. Ciudad de México: IPN.
- II. Blumenkron, F. (2002). *Gas Natural Combustible Ecologico la mejor alternativa ambiental*. Ciudad de México: BIPIGAS.
- III. Brucart, E. B. (1987). *Gas Natural, Características, distribución y aplicaciones industriales*. Barcelona: Editores Técnicos Asociados, S.A.
- IV. CRANE. (1992). *Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. México: McGraw Hill.
- V. CRE. (2001). Presente y Futuro de la regulación del gas natural en México. *El Gas Natural en el futuro de la Energía en México*. (pág. 27). México, D.F.: CRE.
- VI. CRE. (2002). La importancia del Marco Regulatorio en el Sector Energético: Experiencias Internacionales y Situación en México. *Congreso Nacional e Internacional de Consultoría* (pág. 26). CRE.
- VII. CRE. (2018). *Reporte de precios de gas natural, gas licuado de petroleo, combustoleo y petroleo*. Ciudad de México: CRE.
- VIII. Devold, H. (2006). *OIL AND GAS PRODUCTION HANDBOOK: An introduction to oil ang gas production*. Oslo: ABB ATPA Oil and Gas.
- IX. Devold, H. (2013). *Oil and gas production handbook: An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry*. Oslo: ABB Oil and Gas.
- X. Funseam. (2013). Perspectivas para el desarrollo de hubs de gas en latinoamerica: Caso México. *Fundación para la sostenibilidad energética y ambiental*, 10.
- XI. Hernández Gonzalez, A., & Navarro Santiago, J. (2003). *Construcción y distribución de gas natural en el distrito federal delegación, Benito Juárez*. Ciudad de México: IPN.
- XII. Marquez, M. H. (1994). La industria petrolera, el estado y el sindicato petrolero 1970-1985. En P. d. Energeticos, *La industria petrolera, el estado y el sindicato petrolero 1970-1985* (pág. 15). Ciudad de México.
- XIII. Ramírez Espejel, E. (2013). *Diseño y Análisis de la red interna de conducción y distribución de gas natural hacia los centros de consumo de la planta metal-mecánica, bajo normas de uso y manejo de gas natural*. México D.F.: IPN.
- XIV. Sánchez Jaramillo, C., Palacio Gallego, O., & Álvarez Álvarez, M. (2006). Diseño de la red de gas natural. *POLITÉCNICA NO.3*, 27-40.
- XV. Secretaría de Energía. (2016). *Prospectiva de Gas Natural*. Ciudad de México: Gobierno de la Republica.
- XVI. Wang, X., & Economides, M. (2009). *Advanced Natural Gas Engineering*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- XVII. Zamora Torres, M. (2015). *Conceptos Fundamentales de la Ingeniería de Producción de Gas Natural*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autonoma de México.

**Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Códigos Técnicos Internacionales.**

		<i>Fuente</i>
NOM-002-SECRE-2010	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural	DOF
NOM-001-SECRE-2010	Especificaciones del gas natural	DOF
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de Gas Natural	DOF
NMX-B-010-1986	Industria siderúrgica-Tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente, para usos caminos.	<a href="https://bit.ly/17LyoXM">https://bit.ly/17LyoXM</a>
NMX-B-177-1990	Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.	<a href="https://bit.ly/17LyoXM">https://bit.ly/17LyoXM</a>
API 5L-200	Specification por line pipe	<a href="https://bit.ly/2yoP8mF">https://bit.ly/2yoP8mF</a>
API 1104	"Soldadura de Tuberías e Instalaciones Relacionadas"	<a href="https://bit.ly/2WNfUAg">https://bit.ly/2WNfUAg</a>
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.	<a href="https://bit.ly/2WOy4I8">https://bit.ly/2WOy4I8</a>

# APENDICES

## **Apéndice A “Diagrama de tubería e instrumentación (DTI) UNAM-QRO-GN-001-DTI-01”**

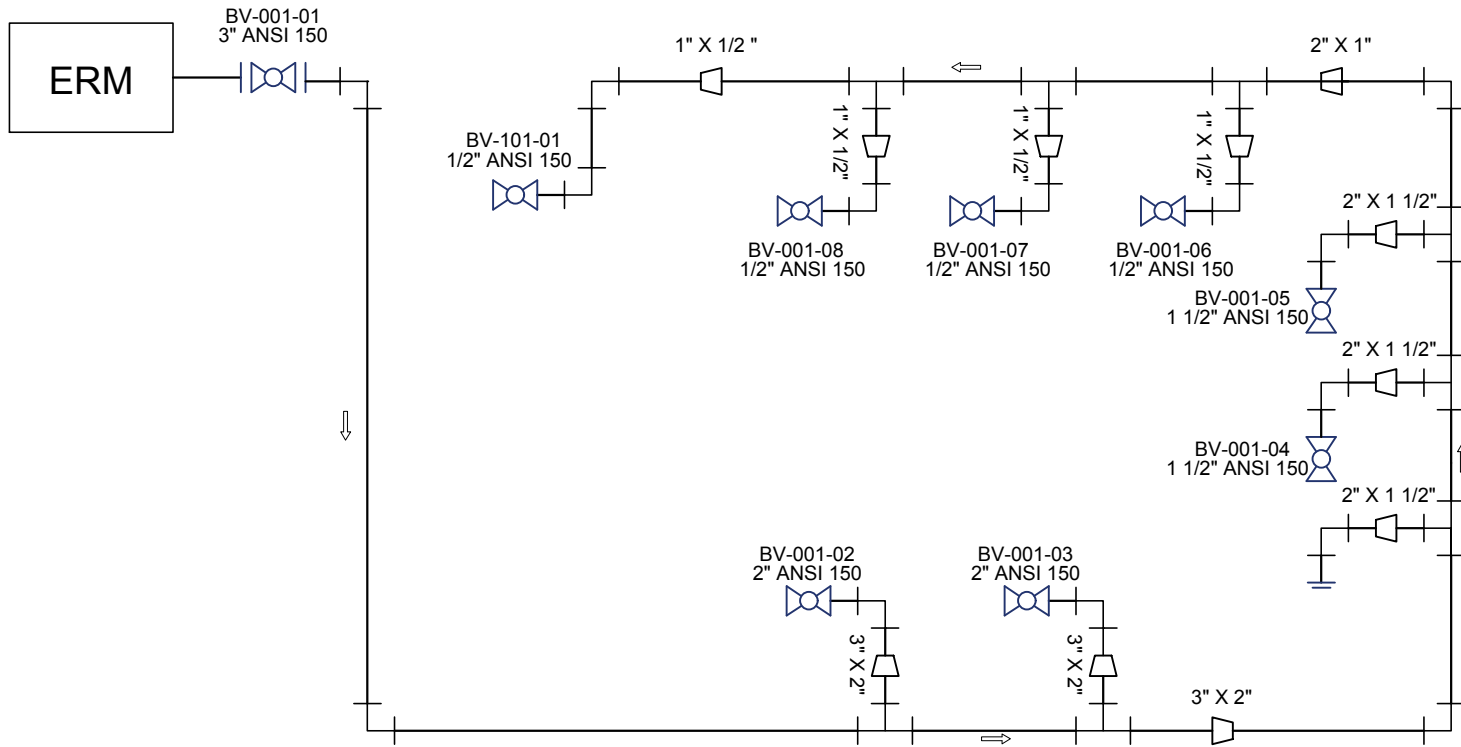
El diagrama representa los accesorios y válvulas del caso de estudio del capítulo 5.

## **Apéndice B “Plano Isométrico UNAM-QRO-GN-001-ISO-01”**

El diagrama presenta la orientación espacial de la instalación de aprovechamiento a través de la trayectorias de la tubería en 30° del caso de estudio del capítulo 5.

# Apéndice A





SIMBOLOGÍA	
	TUBERÍA A.C. CED 40 API 5L X42
	BRIDA CIEGA
	VÁLVULA DE GLOBO ANSI 150
	BRIDAS
	REDUCCIÓN CONCÉNTRICA
	CODO A.C. A 90°
	TEE A.C.
	SENTIDO DE FLUJO
	ERM ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
 FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTILÁN

UNAM

Se elaboró en:  
 C.IZCALLI, EDOMEX

ENE 2019

MILDRED MORA

I.Q. MIGUEL ÁNGEL GARCÍA CAMPOS

I.Q. MIGUEL ÁNGEL GARCÍA CAMPOS

PROYECTO Ingeniería Básica de una instalación de aprovechamiento de gas natural

DIAGRAMA DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (DTI)

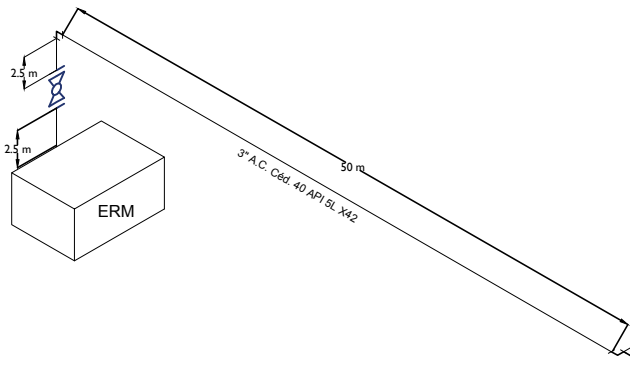
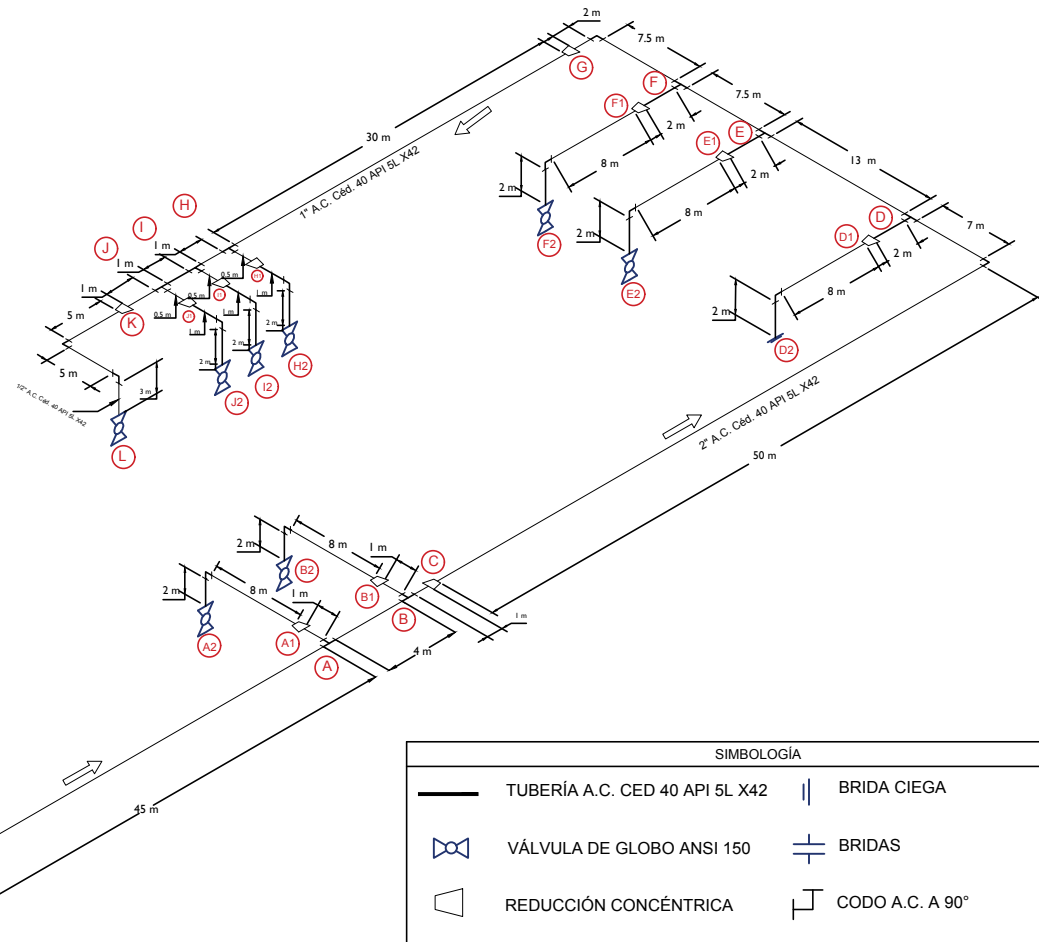
UBICACIÓN QUERETARO, QUERETARO UNAM-QRO-GN-001-DTI-01

S/E ESCALA N/A ACOTACIÓN REV 0

# Apéndice B



N



SIMBOLOGÍA	
	TUBERÍA A.C. CED 40 API 5L X42
	BRIDA CIEGA
	VÁLVULA DE GLOBO ANSI 150
	BRIDAS
	REDUCCIÓN CONCÉNTRICA
	CODO A.C. A 90°
	TEE A.C.
	SENTIDO DE FLUJO
ERM	ESTACION DE REGULACION Y MEDICION
	PUNTO DE CALCULO

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

UNAM

Se elaboró en:  
CIZCALLI, EDOMEX

ENE 2019

DIBUJÓ MILDRED MORA

REVISÓ I.Q. MIGUEL ÁNGEL GARCÍA CAMPOS

APROBÓ I.Q. MIGUEL ÁNGEL GARCÍA CAMPOS

PROYECTO Ingeniería Básica de una instalación de aprovechamiento de gas natural

DIAGRAMA PLANO ISOMÉTRICO

UBICACIÓN QUERETARO, QUERETARO

UNAM-QRO-GN-001-ISO-01

S/E ESCALA

N/A ACOTACIÓN

REV 0