



UNIVERSIDAD
MICHOACANA DE



SAN NICOLAS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA

ANTEPROYECTO
CONVERSION DE UN SISTEMA DE COMBUSTION DE GAS L.P A
GAS NATURAL, EN UNA MICROINDUSTRIA DE CIUDAD
INDUSTRIAL MORELIA.

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A:
JULIO CESAR PAZ RAMIREZ

ASESOR:
M.C. RODOLFO RUIZ HERNANDEZ

MORELIA, MICH.

NOVIEMBRE DEL 2005

INDICE

CAPITULO I **IMPORTANCIA DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN EN LA ACTUALIDAD.**

	Pagina
1.1 Introducción.	2
1.1.1 Antecedentes.	3
1.1.2 Objetivo.	6
1.2 Gas L.P. como sistema de combustión.	7
1.2.1 Características del Gas LP	7
1.2.2 Propiedades del Gas L.P.	7
1.2.3 Obtención del gas L.P.	9
1.2.4 Usos	9
1.2.5 Distribución.	10
1.2.6 Almacenamiento	11
1.2.7 Transporte	11
1.2.8 Entrega al consumidor	12
1.3 Gas natural como sistema de combustión.	13
1.3.1 Características del gas natural	13
1.3.2 Procesamiento de gas natural.	15
1.3.3 Odorización	16
1.3.4 Sectores de utilización..	16
1.3.5 Transporte de gas natural	17
1.3.6 Distribución de gas natural.	17
1.3.7 Infraestructura de transporte.	18
1.4 Justificación del trabajo	20

CAPITULO II **REVISION BIBLIOGRAFICA.**

2.1 Sistemas de combustión mas utilizados en la actualidad.	22
2.1.1 Combustibles sólidos	22
2.1.2 Combustibles líquidos.	28
2.1.3 Combustibles gaseosos.	34

CAPITULO III **INGENIERIA DEL PROYECTO.**

3.1 Sistema de combustión seleccionado	39
3.1.1 Solicitud de servicio, para la instalación y suministro.	43
3.1.2 Información del proveedor.	43
3.2 Ingeniería del proyecto.	44
3.2.1 Descripción de los elementos que integran la instalación de gas natural.	44
3.2.2 Ubicación de la Estación de Regulación y medida.	49

3.2.3	Consideraciones acerca del espacio de la Estación de regulación	49
3.2.4	Manejo de las Estaciones de Regulación	50
3.2.5	Descripción del equipo utilizado	51
3.2.6	Programa de inversiones.	59

CAPITULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA DE INVERSIÓN.

4.1	Costos del sistema actual de combustión de gas L.P.	63
4.2	Costos del nuevo sistema de combustión de gas natural.	65
4.3	Ahorros de energía y de recursos económicos con el nuevo sistema de combustión de gas natural.	66
4.3.1	Valor actual de costos de gas L.P.	66
4.3.2	Valor actual de costos de gas natural.	67
4.4	Recuperación de la inversión.	68
4.4.1	Método del valor presente neto (VPN)	69
4.4.2	Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)	70
4.4.3	Periodo de recuperación de la inversión	71

CAPITULO V ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

5	Análisis y discusión de resultados	73
---	------------------------------------	----

CAPITULO VI CONCLUSIONES.

6	Conclusiones	75
---	--------------	----

BIBLIOGRAFÍA	77
---------------------	-----------

LISTA DE TABLAS

Número	Título	Página
No. 1.1	Consumo Nacional de Gas Natural por sector, 1993-2003	2
No. 1.2	Precio actual de Gas L:P y Gas Natural de Agosto 2005	6
No. 1.4	Peso específico del Gas L.P	8
No. 1.5	Límite de inflamabilidad	8
No. 3.1	Requerimientos que deberán cumplir los materiales	54
No.3.2	Tubería interior	57
No.3.3	Manómetros	58
No. 3.4	Presupuesto para la construcción del ramal interior	59
No. 3.5	Presupuesto para la construcción de la acometida interior y la Estación de Regulación y medida	60
No 3.6	Otros accesorios e instalación.	61
No. 3.7	Presupuesto Total	61
No. 4.1	Producción	63
No. 4.2	Necesidades de consumo de energía MMBTU/Mes-Año	63
No. 4.3	Costo total al año Gas L:P	64
No. 4.4	Referencias de costo de Gas L:P	64
No. 4.5	Costo total al año de Gas Natural	65
No. 4.6	Referencias de costo de Gas Natural	65
No. 4.7	Flujo de costos de Gas L:P	66
No. 4.8	Valor Actual de costos de Gas L:P	67
No. 4.9	Flujo de costos de Gas Natural	67
No. 4.10	Valor Actual de costos de Gas Natural	68
No. 4.11	Resultado de costos actualizados de Gas Natural y Gas L:P	68
No. 4.12	Valor Presente del Ahorro en costos operacionales	69
No. 4.13	Cálculo del Valor Presente del Ahorro utilizando el 20% de actualización	69
No. 4.14	Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)	70
No. 4.15	Periodo de recuperación de la inversión	71
No. 4.16	Depreciación del equipo	71

LISTA DE FIGURAS

Número	Título	Página
No. 1.1	Regulación de actividades del mercado nacional de gas L.P	4
No. 1.2	Producción nacional de gas L.P y ductos de transporte, 2003	10
No. 1.3	Terminales de distribución de Gas L.P en México, 2003	11
No. 1.4	Obtención de Gas Natural	14
No. 1.5	Proceso de fraccionamiento de gas natural	15
No. 1.6	Esquema de distribución de Gas Natural	18
No. 1.7	Infraestructura de transporte	19
No. 3.1	Diagrama de sistema combustión de gas L.P.	40
No. 3.2	Diagrama de sistemas de combustión de gas natural	42
No. 3.3	Acometida interior	44
No. 3.4	Protección catódica	45
No. 3.5	Esquema de red de acometida y estación de regulación y medida	46
No. 3.6	Estación de Regulación y medida	46
No. 3.7	Filtros	51
No. 3.8	Regulador de presión	53
No. 3.9	Medidor de flujo	53
No. 3.10	Válvulas para derivación de acometida	53
No. 3.11	Válvulas de bloqueo	54
No. 3.12	Válvulas Slam Shut OFF	55
No. 3.13	Bridas	56
No. 3.14	Accesorios de tubería para la estación de regulación	56
No. 3.15	Manómetros	58
No. 3.16	Quemador tipo inspirador de baja presión	58

LISTA DE GRÁFICAS.

Número	Título	Página
No. 1.1	Comparación de precios al público de Gas L.P y Gas Natural, enero 1997- Julio 2004.	5

CAPITULO I

IMPORTANCIA DE LOS SISTEMAS DE
COMBUSTIÓN EN LA ACTUALIDAD.

1.- IMPORTANCIA DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN EN LA ACTUALIDAD.

1.1. INTRODUCCION.

México atraviesa por un acelerado crecimiento en la demanda energética, y por esto resulta indispensable aprovechar eficientemente los recursos con los que se cuenta. Este crecimiento presenta tasas superiores a los indicadores demográficos o a los económicos. Esto es el resultado de adelantos tecnológicos y al incremento en el nivel de vida de los mexicanos. Es decir, cada vez más mexicanos tienen acceso a comodidades que requieren de recursos energéticos.

El consumo de energía primaria de México se caracteriza por el claro predominio del petróleo con 69% del total. El gas natural representa el 16% y el gas asociado y el gas no asociado cerca del 3% del consumo total, mientras que los condensados contribuyen con 2%. Así, en conjunto, los hidrocarburos representan el 90% del consumo nacional de energía primaria. El 10% restante está constituido por la hidroenergía, leña, bagazo de caña y otros tipos de energía.

En los últimos años, el gas natural se ha constituido como la fuente de energía con mayor crecimiento en México, ya que ha penetrado en todos los sectores productivos. Esto se debe principalmente a la versatilidad que presenta el gas natural al ser utilizado como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, residencial o doméstico, comercial o servicios y de transporte terrestre. Por ende, este hidrocarburo participa directa o indirectamente en la vida de toda la población.

En la década de los años de 1993 a 2003, su consumo se incremento en un 5.7%, registrándose 3,026 y 5,274 millones de pies cúbicos diarios respectivamente.

TABLA 1.1 (Ref. Internet 3)

Consumo nacional de gas natural por sector, 1993-2003 (millones de pies cúbicos diarios)												
Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca
Total	3,026	3,221	3,335	3,594	3,760	4,060	3,993	4,326	4,358	4,855	5,274	5.7
Petrolero	1,112	1,195	1,190	1,395	1,560	1,729	1,623	1,843	1,961	1,994	2,141	6.8
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	1,037	3.5
Recirculaciones internas	375	444	495	661	805	904	777	930	967	999	1,104	11.4
Total sin Pemex	1,914	2,026	2,144	2,198	2,200	2,331	2,370	2,483	2,397	2,861	3,133	5.1
Industrial	1,369	1,404	1,479	1,523	1,465	1,499	1,472	1,392	1,155	1,260	1,208	-1.2
Pemex Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	285	-7.7
Otras	736	746	799	865	886	963	1,023	1,019	838	966	923	2.3
Eléctrico	465	547	589	596	653	756	821	1,011	1,157	1,506	1,819	14.6
Público	385	466	494	492	538	639	705	870	987	959	996	10.0
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	141	169	547	823	26.2
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	84	3.1
Servicios	17	18	19	20	20	20	20	20	21	22	19	1.0
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	0	1	1	2	2	n.a.

n.a. equivalente a no aplica.
Fuente: Gener con base en información de CFE, CRE, IMP y Pemex.

Hasta el año de 1995, el gas natural sólo podía ser distribuido y transportado en la República Mexicana, por PEMEX. En ese año se abrió la oportunidad para que empresas privadas participaran en los negocios de distribución, transporte y almacenamiento de gas natural. Esto debido a que el congreso aprobó la ley reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.

Los cambios en la legislación son indicativos del impulso que se le quiere dar al consumo interno de gas natural. Habría, pues, fundadas expectativas de una ampliación futura de la demanda interna. La reforma no abarca los aspectos relacionados con la explotación y producción de gas natural, que seguirán siendo de exclusiva responsabilidad de PEMEX. Sin embargo, las empresas privadas podrán construir y poseer nuevos gasoductos como complemento de la red troncal de 12 000 Km. de PEMEX. Las empresas privadas tendrán libre acceso a la red de PEMEX, así como ésta lo tendrá a los ductos de las empresas privadas. PEMEX estima que éstos y otros proyectos podrían generar inversiones privadas por unos 4 000 millones de dólares en los próximos años. La nueva política pone término al monopolio estatal del transporte y la distribución del gas natural en México.

1.1.2 ANTECEDENTES.

En la actualidad la industria requiere de reducir los costos, con el fin de seguir siendo competitivos en el mercado.

La microempresa “Pasadores Pupy” pretende reducir los costos de operación en combustible, dicha empresa produce pasadores para el pelo, y se encuentra ubicada, a escasos seis metros de distancia del gasoducto de gas natural, en la calle Norte 12, lote 1, manzana H, y calle de por medio, de la 3ª etapa de Ciudad industrial, Morelia, Michoacán. Dicha empresa para el proceso de fabricación, actualmente consume 80 litros por día de gas licuado de petróleo (L.P.), teniendo un gasto de \$ 8,849 USD por año.

La idea de reducir los costos de operación en combustible, surgió cuando diferentes empresas de ciudad industrial, cambiaron al sistema de gas natural, con el fin de tener ahorros económicos.

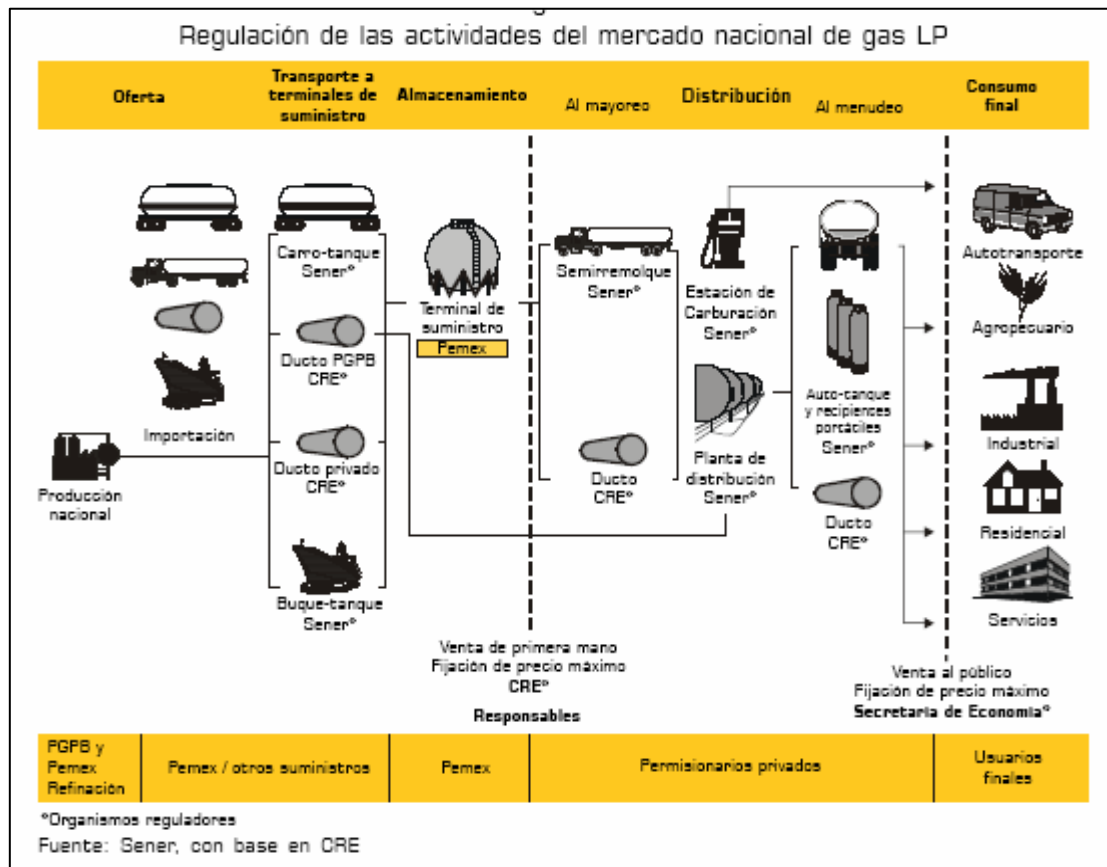
Durante la realización de mis prácticas profesionales en dicha microempresa, el empresario me manifestó la necesidad de conocer, cuales serian los benéficos que obtendrá al cambiar su sistema de combustión de gas L.P. por el de gas natural y corroborar que los ahorros económicos sean significativos y que estos logren compensar la inversión inicial.

En la investigación se observó que todas las microempresas que actualmente consumen el gas L.P. o gas licuado de petróleo, como sistema de combustión, se ven afectados por incrementos en el precio, ocasionado por la inestabilidad en los mercados energéticos internacionales, esto ocasiona que se altere su precio en función de las ventas de primera mano, esto es, el precio del gas L.P. nacional o importado en las instalaciones de PEMEX; más el flete asociado al costo de transporte en que se incurre para desplazar el producto desde las terminales de PEMEX hasta las plantas de los distribuidores; más el margen de ganancia del distribuidor, que incluye utilidades,

costos y gastos efectuados; más el IVA correspondiente según la zona donde se venda el combustible. La determinación del precio final de gas L.P., no considera la diferenciación de precios en los sectores autotransporte, industrial, residencial y servicios; por lo tanto, existe un precio único por el uso del energético, independientemente del sector donde se consuma.

La aplicación de los mecanismos regulatorios en la industria de gas L.P. compete a la Secretaría de Energía (SENER) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), cada una dentro del ámbito de su competencia. La regulación de las actividades de transporte y de distribución que no se efectúen por medio de ductos, así como de almacenamiento, es responsabilidad de la SENER; en tanto que las Ventas de primera mano (VPM) y el transporte y la distribución por medio de ductos corresponden a la CRE. A continuación como se muestra en la Figura 1.1

FIGURA 1.1 (Ref. Internet 5)



Por otro lado, el establecimiento del precio del gas natural en México considera el precio de referencia en el sur de Texas y añade los costos netos de transporte desde esa región hasta Ciudad PEMEX, en el sureste de México, donde la mayoría del gas asociado es producido.

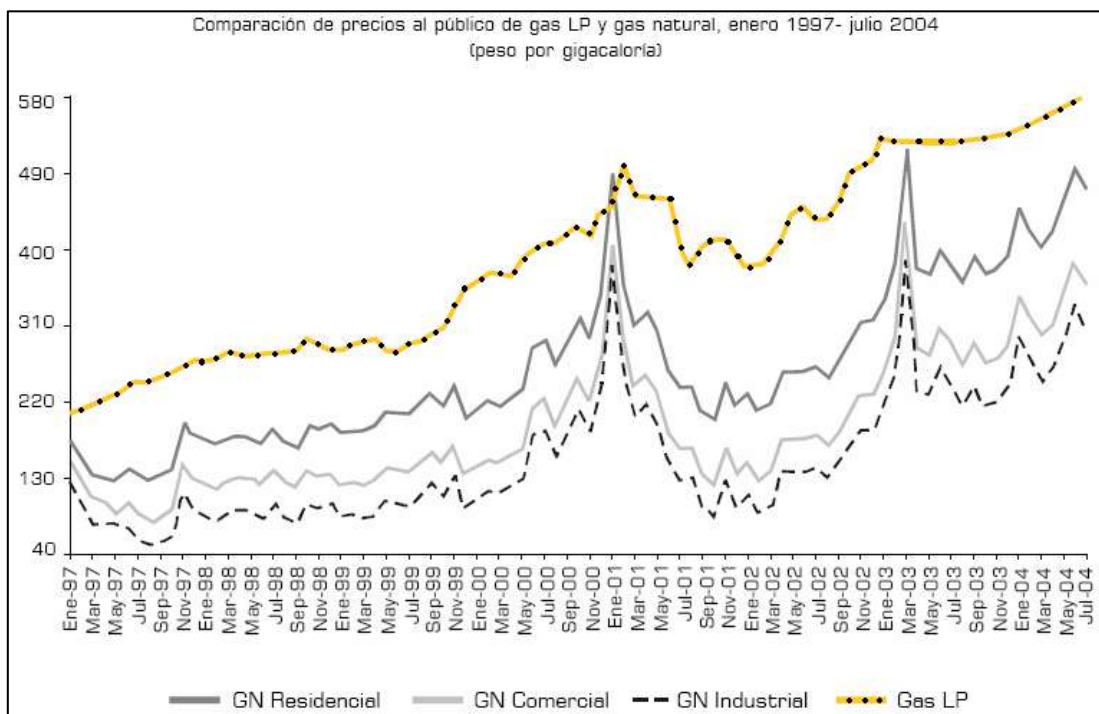
El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada una de las zonas de transporte definidas por la CRE. Los conceptos que lo integran son:

- El precio de referencia (como gas combustible),
- la tarifa de transporte de la zona donde se ubica el cliente,
- el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con PEMEX GAS PETROQUIMICA BASICA (PGPB), y
- el impuesto al valor agregado (IVA) del 15%, o del 10% si se trata de la franja fronteriza.

En la gráfica 1.1., se homologan los precios con sus equivalentes a gigacalorías, el diferencial de precios del gas L.P. contra cada uno de los precios del gas natural en los diversos sectores de consumo final es muy marcado y ha tendido a incrementarse desde enero de 1997 hasta julio de 2004.

Para este último mes, el precio del gas L.P. fue de \$ 584.7 pesos por gigacaloría, mientras que el del gas natural residencial, servicios e industrial fue de \$ 470.5, \$ 359.5 y \$ 305.1 pesos por gigacaloría, respectivamente. Aunque se espera que en el sector residencial parte del gas L.P. sea desplazado por el gas natural, es en esta parte de la demanda donde se registran las menores diferencias, pues para julio de 2004 el precio por gigacaloría del gas natural residencial fue sólo 19.5% más barato que el gas L.P., en comparación con el 47.8% menos respecto al gas natural industrial.

GRAFICA 1.1 (Ref. Internet 3)



El precio actual para los dos combustibles en el mes de Agosto 2005 son:

Para el precio del gas L.P. se consideró el precio máximo de venta para el estado de Michoacán, de \$ 4.69 pesos por litro, mismo que es publicado por PEMEX GAS PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB). (Ref. Internet 9)

El precio del gas natural de uso industrial es de \$ 325.42 pesos por gigacaloría, publicado por PGPB. (Ref. Internet 9)

TABLA 1.2

COMBUSTIBLE	USD POR GCAL	PESOS POR GCAL	USD POR MMBTU	PESOS POR MMBTU
GAS L.P.	\$ 68.26	\$ 723.55	\$ 17.25	\$ 182.85
GAS NATURAL	\$ 30.70	\$ 325.42	\$ 7.74	\$ 82.04

Es evidente que la estructura de comercialización del gas L.P. desde la producción e importación hasta el consumidor final, incrementan su precio, por encima del gas natural. Analizando la diferencia de precios entre el gas L.P. y el gas natural, que históricamente se representa en la grafica 1.1. Dicho margen de precio, es el que pone la iniciativa para la realización de este estudio.

1.1.3 OBJETIVOS.

- El presente estudio pretende evaluar la factibilidad de conversión del sistema de combustión de gas L.P. al sistema de gas natural, mediante un análisis de estudio de reemplazo, con el fin de que sirva de apoyo en la decisión del empresario.
- Por otro lado se busca bajar los costos de operación con el gas natural como combustible, para que la microindustria continúe siendo competitiva en el mediano y largo plazo.
- Finalmente disminuir el riesgo de manejo del combustible, ya que el gas natural se toma directamente de la red de gasoducto. Por consecuencia se eliminarían los tanques estacionarios que ocasionan un riesgo constante.

1.2 GAS L.P., COMO SISTEMA DE COMBUSTION.

1.2.1 CARACTERISTICAS DEL GAS L.P.

El gas L. P, o gas licuado de petróleo, es un combustible de alto poder calorífico que arde con una flama excepcionalmente limpia, el cual si se le maneja en forma adecuada se quema totalmente sin dejar residuos o cenizas, ni producir humo u hollín, compuesto principalmente por cualquiera de los siguientes hidrocarburos o una mezcla de ellos: PROPANO, BUTANO. (Ref. Bibliográfica 2).

Se le conoce comercial y universalmente como gas L. P., por que en el interior de los recipientes en que se le almacena, transporta, distribuye y aprovecha, se encuentra en estado líquido, ya que es el único gas combustible que tiene la particularidad de que cuando es sometido a presiones mayores a la atmosférica y a la temperatura ambiente promedio ordinaria, se condensa convirtiéndose al estado líquido.

Cuando se extrae o libera el gas L. P., de los recipientes que lo contienen, a partir del nivel libre del líquido pasando por la válvula de servicio y al hacer contacto con el medio ambiente, absorbe calor de este convirtiéndose totalmente al estado gaseoso o de vapor ionizado que es como realmente se le aprovecha.

El gas L.P. es por si mismo incoloro, inodoro, de baja viscosidad y en estado de vapor es mas pesado que el aire; para proveerlo de su olor característico a huevo podrido o materia orgánica en descomposición y con ello hacer notar su presencia en el ambiente por fugas en soldaduras, porosidades de conexiones o por otras irregularidades como pilotos apagados, válvulas en mal estado, conexiones flojas, etc. se odoriza (se le agrega olor) mezclándole mercaptano (hidrocarburo obtenido también del petróleo), el cual debe administrarse en una proporción promedio de 1.0 litro por cada 10, 000 litros de gas L. P.

1.2.2. PROPIEDADES DEL GAS L. P.

La mezcla deseada seria:

PROPANO	C_3H_8	39%
BUTANO	C_4H_{10}	61%

- PODER CALORIFICO.

$$97,083 \text{ BTU/GAL} = 0.0256493 \text{ MMBTU/LT.} = 0.726609 \text{ MMBTU/FT}^3$$

- VAPORIZACION.

La vaporización se realiza solamente en la superficie libre de los líquidos y a cualquier temperatura; la capacidad, volumen o cantidad de vaporización, depende de la naturaleza del líquido (recordar que el gas L. P., dentro de los recipientes se encuentra en estado líquido), la temperatura ambiente, las dimensiones del recipiente, del nivel libre del líquido y la presión ejercida sobre este, etc.

- TEMPERATURA DE EBULLICION DEL GAS L.P.

Las temperaturas de ebullición de los principales componentes del gas L.P. son los siguientes:

El propano a 42.1 °C bajo cero.

El butano a 0.5 °C bajo cero.

Las temperaturas de ebullición indicadas, son las temperaturas a las que hervirían si sólo estuvieran sometidos a la presión atmosférica.

Hay que tener siempre presente, que para los líquidos en general sometidos a presiones mayores a la atmosférica, su temperatura de ebullición también es de un valor proporcionalmente mayor.

- PESO ESPECÍFICO DEL GAS L. P.

TABLA 1.3

AGUA DESTILADA A 4 °C	1000 KG. / M ³
Propano a 15.5 °C	507.9 Kg. / m ³
Butano a 15.5 °C	584.4 Kg. / m ³

- DENSIDAD DEL GAS L. P. EN ESTADO DE VAPOR.

Densidad del aire 1.000

Propano 1.522

Butano 2.006

- MEZCLAS IDEALES.

61% butano 39% propano (Líquido) 554 Kg. / m³

61% butano 39% propano (Vapor) 1.818 Kg. / m³

Al ser el gas L. P. en el estado vapor más pesado que el aire, cuando se produce una fuga en el interior de un local escasamente ventilado, el gas se acumula en la parte mas baja, formando una mezcla con el aire que en las más de las ocasiones se constituye en una mezcla inflamable y en el peor de los casos altamente explosiva.

- LIMITE DE INFLAMABILIDAD.

El limite de inflamabilidad es la composición en proporción de una mezcla de aire-gas, más allá de la cual dicha mezcla no enciende ni se propaga, no puede autopropagarse o seguir encendida sin la aplicación de calor de una fuente externa.

TABLA 1.4

GAS	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIOR
PROPANO	2.0 A 2.4 %	7.0 A 9.5 %
BUTANO	1.5 A 1.9 %	5.7 A 5.8 %

1.2.3. OBTENCION DEL GAS L. P.

Las fuentes de obtención de este combustible es de refinerías y de plantas de proceso de gas natural, las cuales aportan alrededor de 25% y 75% respectivamente.

El gas natural que se envía a plantas de proceso está constituido por metano, etano, propano, butano e hidrocarburos más pesados, así como por impurezas tales como el azufre. **(Ref. Internet 11).**

En una primera etapa la corriente de gas natural pasa a una planta endulzadora, donde se elimina el azufre. Enseguida, se alimenta a una planta criogénica, en la cual mediante enfriamiento y expansiones sucesivas se obtienen dos corrientes, una gaseosa básicamente formada por metano (gas residual) y la otra líquida (licuables). En un proceso posterior de fraccionamiento, la fase líquida se separa en diversos componentes: etano, gas LP y gasolinas naturales.

1.2.4 USOS.

Domésticos:

En el hogar el gas LP es utilizado para cocinar, calentar el agua, calefacción, refrigeración, secadores, incineración y alumbrado.

Comercial:

Son los mismos usos que los domésticos, pero en mayor escala como: hoteles, restaurantes, hospitales, etc.

Industrial:

Prácticamente en cualquier equipo que requiera un combustible limpio y controlable fácilmente: hornos para tratamiento de metales, vidrio, cerámica, etc.; planchado de ropa; purificación de grasas; endurecimiento de metales; tratamientos térmicos; pasteurización; corte de metales; etc.

Agrícola:

Para secar alfalfa, heno y semillas; destrucción de malas hierbas por medio del fuego; para curar el tabaco; para motores de combustión interna, como el tractor, la bomba de agua, etc.

Automotriz:

Como combustible para motores de combustión interna, en automóviles, camiones, autobuses, etc. Como tal son excelentes, superiores en muchos aspectos a los otros combustibles.

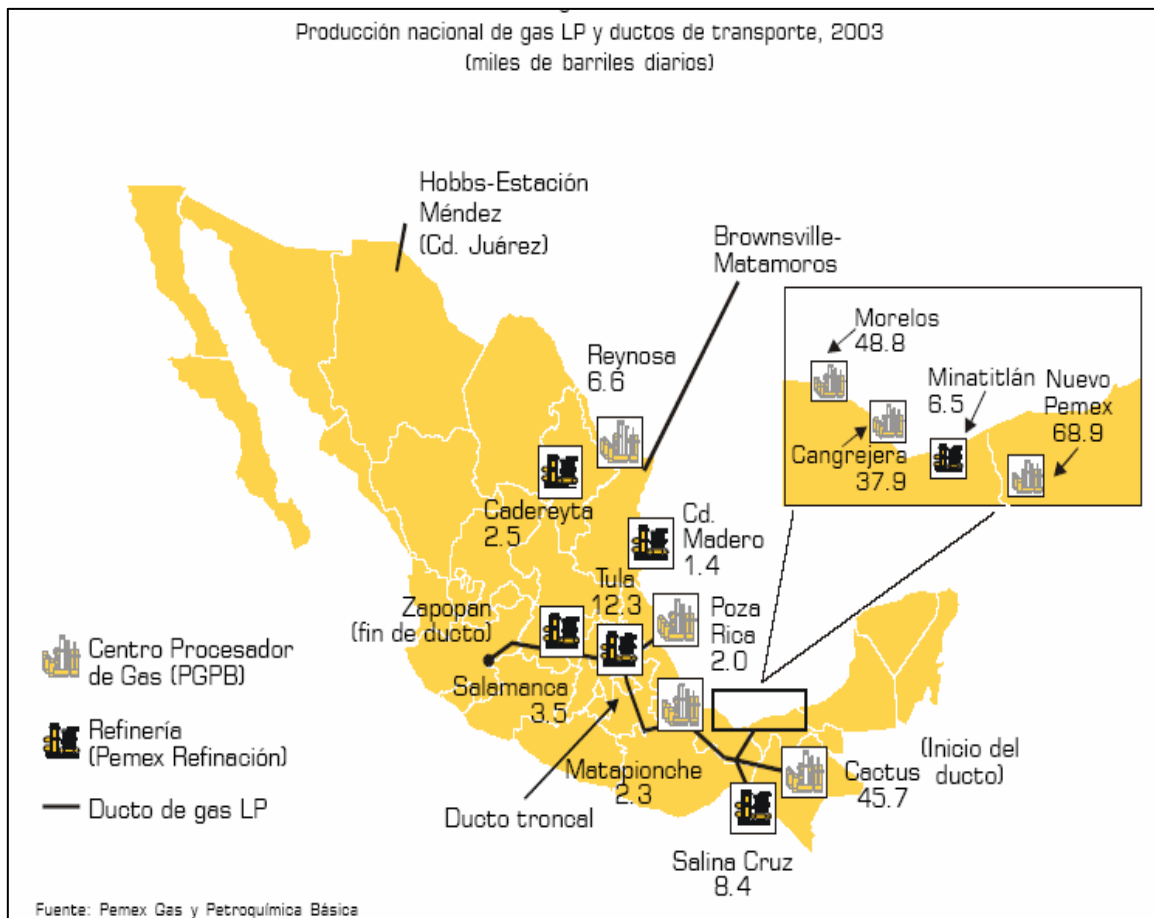
Otros:

Como materia prima para fabricar plásticos, hule sintético, productos químicos, etc.,

1.2.5 DISTRIBUCION

PEMEX, como único productor del combustible, a través de PEMEX GAS PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB), responsable de las ventas de primera mano, se encarga mediante diversos medios, de la logística nacional para la distribución del producto, transportándolo desde las instalaciones productivas e importadoras hasta sus terminales de distribución. La grafica 1.9 presenta los centros productores de gas LP de PGPB y Pemex Refinación, así como el sistema de ductos, que vincula el gas LP desde los lugares donde se produce o importa hasta los centros de consumo.

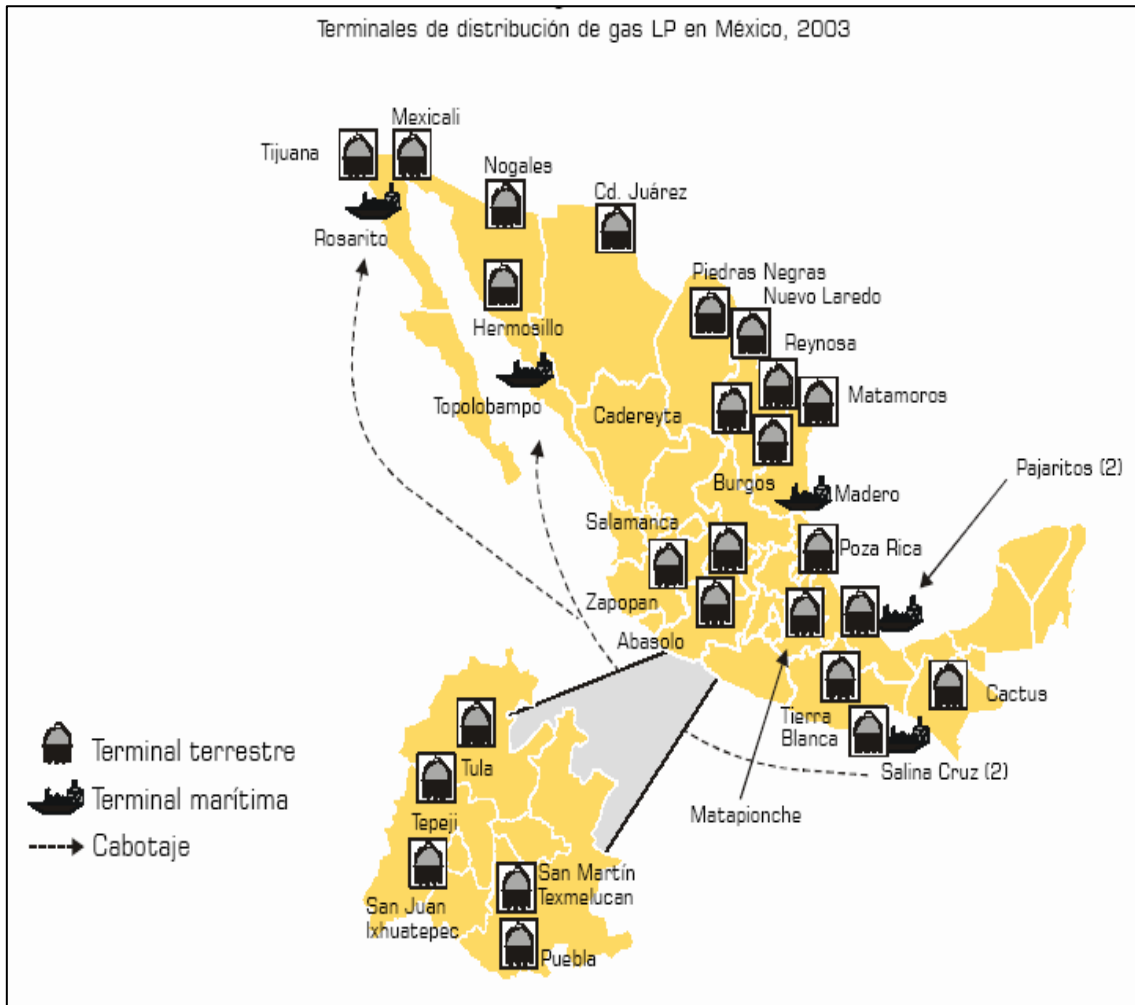
FIGURA 1.2 (Ref. Internet 5).



1.2.6 ALMACENAMIENTO.

A partir de las 30 terminales de distribución marítimas y terrestres- que operan en el país, el gas LP se envía hacia 895 plantas de distribución propiedad de particulares, donde el combustible se almacena, para ser posteriormente despachado mediante auto-tanques y recipientes portátiles para uso doméstico y a través de estaciones de servicio para carburación de vehículos.

FIGURA 1.3 (Ref. Internet 5).



1.2.7 TRANSPORTE

La infraestructura con que México cuenta para el transporte de gas LP se integra por diversos sistemas de ductos, auto-tanques y buques gaseros, y tractocamiones y carro-tanques pertenecientes a la iniciativa privada.

1.2.8 ENTREGA AL CONSUMIDOR

El reparto del gas LP hasta el público consumidor es responsabilidad de las empresas privadas, que a tal efecto se han constituido legalmente. Para desarrollar su labor, estos permisionarios cuentan con una plataforma logística importante, donde destaca lo siguiente:

- 895 plantas de almacenamiento para distribución, que cumplen con todas las normas vigentes de seguridad, con capacidades que oscilan entre 150 y 21,000 barriles.
- 3,000 vehículos con dimensiones de almacenamiento que oscilan entre 5,500 y 13,000 litros para despachar gas LP a tanques estacionarios, cuya capacidad fluctúa entre los 100 y 5,000 litros de almacenamiento del energético.
- Cerca de 7,000 unidades vehiculares destinadas al reparto de cilindros portátiles de 10, 20, 30, y 45 kilogramos.
- Casi 24 millones de recipientes portátiles en circulación para el suministro del gas LP, principalmente a los hogares, que representan 64% de las ventas internas del hidrocarburo.
- 2076 estaciones de carburación operando en el país, de las cuales 1764 son comerciales (85%) y 312 funcionan bajo el régimen de autoabasto (15%).
- 872 semirremolques con capacidades de entre 45,000 y 70,000 litros, utilizados para el transporte de grandes volúmenes de gas LP, principalmente desde las terminales de suministro de PGPB hasta las plantas privadas de almacenamiento para distribución.

1.3. GAS NATURAL COMO SISTEMA DE COMBUSTION.

1.3.1 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural. La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH₄). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, por su densidad de 0,60, inferior a la del aire (1,00), el gas natural tiene tendencia a elevarse y puede, consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta. (Ref. Internet 3).

A una presión atmosférica normal, si el gas natural se enfría a una temperatura de - 161°C aproximadamente, se condensa bajo la forma de un líquido llamado gas natural licuado (GNL). Un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural y es dos veces menos pesado que el agua (45% aproximadamente). Es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico. Puesto que el gas natural licuado ocupa menos espacio, el gas natural se licua para facilitar su transporte y almacenaje.

El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre (SO₂). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón.

- COMPOSICION.

La composición del gas natural varía según el yacimiento:

Metano (CH₄) 95.08 gas
Etano (C₂H₆) 2.14 gas
Propano (C₃H₈) 0.29 gas licuable
Butano (C₄H₁₀) 0.11 gas licuable
Pentano (C₅H₁₂) 0.04 líquido
Hexano (C₆H₁₄) 0.01 líquido
Nitrógeno (N₂) 1.94 gas
Gas carbónico (CO₂) 0.39 gas

Impurezas como son, helio, oxígeno, vapor de agua.

- PROPIEDADES

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

Densidad relativa: 0.65

Poder calorífico: $1,000 \text{ BTU/pe}^3 = 0.001 \text{ MMBTU/pe}^3$.

Cp (presión constante): $8.57 \text{ cal/mol.}^\circ\text{C}$

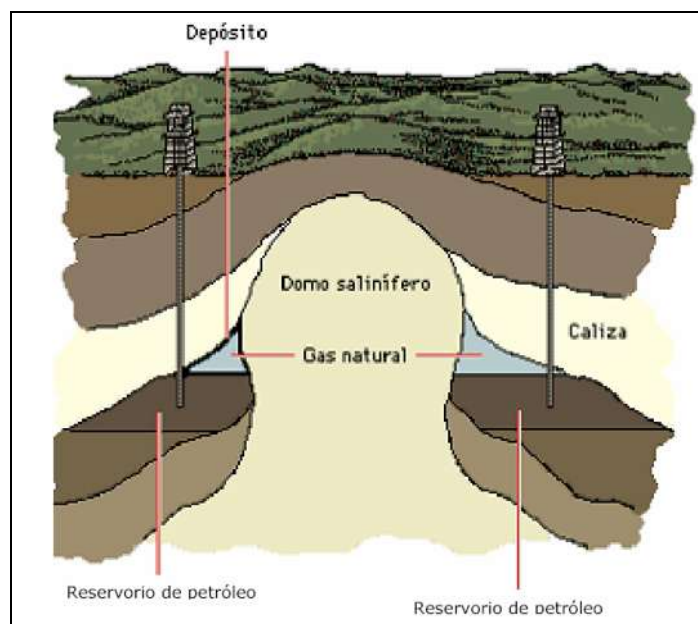
Cv (volumen constante): $6.56 \text{ cal/mol.}^\circ\text{C}$.

- PROCEDENCIA DEL GAS NATURAL.

Es generalmente admitido que el carbono y el hidrógeno contenidos en el gas natural provienen de restos de plantas y de animales que se juntaron en el fondo de los lagos y de los océanos durante millones de años. Después de haber sido cubierto por grandes capas de otros sedimentos, el material orgánico se transformó en petróleo bruto y en gas natural bajo el efecto de la presión ejercida por las capas de sedimentos y el calor emitido por el núcleo terrestre. El petróleo y el gas son entonces expulsados fuera de los esquistos arcillosos marinos en los cuales se habían depositado y de ahí penetran en las rocas sedimentarias porosas. Posteriormente el petróleo y el gas suben a través de la roca porosa, ya que son menos densos que el agua, y llenan los poros. Existen diferentes tipos de "trampas" de petróleo y gas.

El gas natural está presente por todo el mundo, ya sea en los depósitos situados en las profundidades de la superficie terrestre, o en los océanos. Las napas de gas pueden formarse encima de los depósitos de petróleo bruto, o estar atrapadas en el seno de las rocas porosas. El gas es llamado "asociado" cuando se encuentra en presencia de petróleo bruto y "no asociado" cuando se encuentra solo.

FIGURA 1.4 (Ref. Internet 10).



1.3.2. PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.

- **ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL.-**
Consiste en la eliminación de las impurezas: azufre, agua, CO₂ y otras que no tienen valor comercial.

- **SEPARACIÓN DE COMPONENTES DEL GAS NATURAL.-**

Mediante este proceso el gas se separa en:

- 1.- Gas natural seco (metano y etano) que se transporta por gasoductos hasta los centros de consumo.

- 2.- Líquidos de gas natural (LGN) constituido por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados que se transportan por poliductos hasta una planta de fraccionamiento.

- **FRACCIONAMIENTO DE COMPONENTES DEL LGN.-**

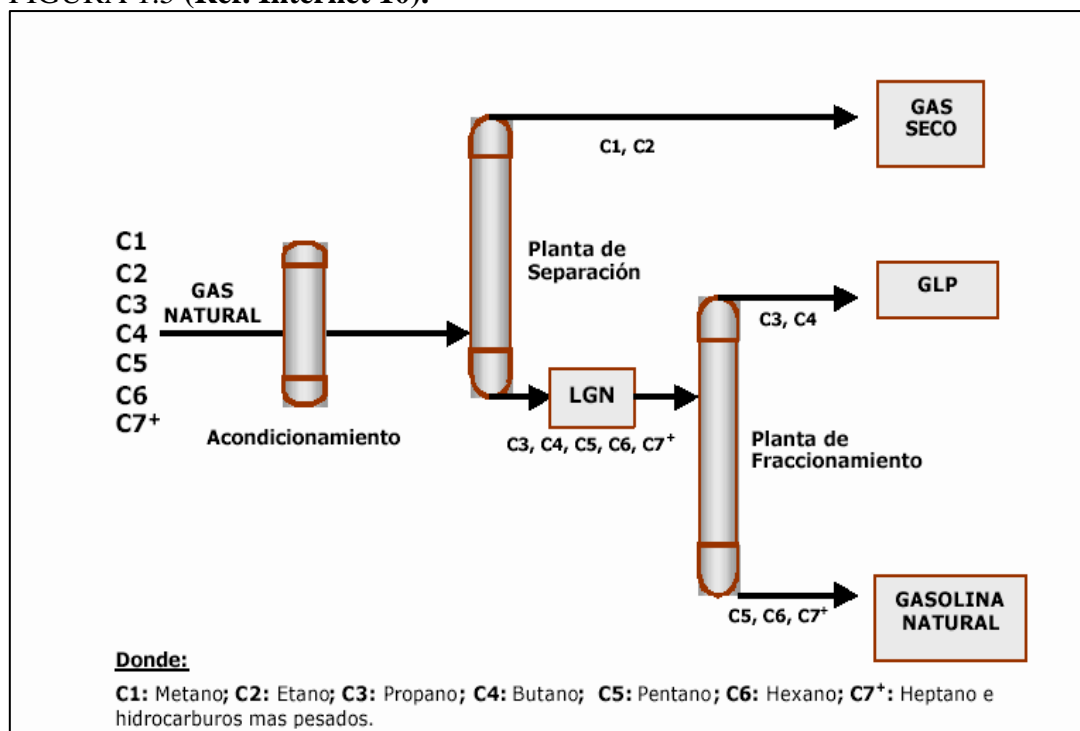
Viene a ser la separación de los líquidos de gas natural en:

- 1.- Propano / butano (GLP).
- 2.- Gasolina natural (pentanos e hidrocarburos más pesados).

- **PROCESO DE FRACCIONAMIENTO DEL GAS NATURAL**

Es un proceso que consiste en separar los líquidos del gas natural (LGN) en licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural.

FIGURA 1.5 (Ref. Internet 10).



1.3.3. ODORIZACIÓN

Es la adición de odorizantes al gas natural con la finalidad de que se pueda detectar su presencia mediante el olfato ya que el gas natural no tiene olor. Por razones de seguridad, se le añade mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

1.3.4. SECTORES DE UTILIZACIÓN

El gas natural es una fuente de energía versátil que puede ser utilizada en ámbitos muy variados. La producción de calefacción y la generación de electricidad son sus principales usos tradicionales. En el futuro, la problemática de la protección del medio ambiente podría conducir a una mayor utilización del gas natural en el sector transporte.

- **USUARIOS DOMÉSTICOS**

Las aplicaciones domésticas son los usos del gas natural más comúnmente conocido. Se puede utilizar para cocinar, lavar, secar, calentar el agua, calentar una casa o climatizarla. Además, los electrodomésticos se mejoran día a día con el fin de utilizar el gas natural de forma más económica y segura. Los costos de mantenimiento del material que funciona con gas son generalmente más bajos que los de otras fuentes de energía.

- **APLICACIONES COMERCIALES**

Los principales usuarios comerciales de gas natural son los proveedores de servicios de comida, los hoteles, los equipamientos de servicios médicos y los edificios de oficinas. Las aplicaciones comerciales de gas natural incluyen la climatización (aire acondicionado y refrigeración), la cocina o la calefacción.

- **INDUSTRIA**

El gas natural es importante para la fabricación de la pasta de papel, de ciertos metales, productos químicos, piedras, arcilla, vidrio y en la transformación de ciertos alimentos. Puede ser igualmente utilizado para el reciclado de residuos, para la incineración, el secado, la deshumidificación, la calefacción, la climatización y la cogeneración.

- **GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, las centrales que funcionan con gas natural tienen menores costos de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos polución atmosférica que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles. Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y utilización de turbinas de ciclo combinado, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. Las centrales de ciclos combinados (CCGT) utilizan el calor perdido para producir más electricidad, mientras que la cogeneración del gas

natural produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto para las industrias como para los usuarios comerciales. Esta cogeneración reduce muy fuertemente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

- **AUTOTRANSPORTE**

El gas natural puede ser utilizado como combustible por los vehículos a motor de dos maneras: como gas natural comprimido (GNC), la forma más utilizada, o como gas licuado.

El parque automotriz que funciona con gas natural es aproximadamente de 1.5 millones de vehículos en todo el mundo (según la Asociación Internacional de Vehículos de Gas Natural). Las preocupaciones respecto de la calidad del aire en la mayor parte de las regiones del mundo refuerzan el interés por la utilización del gas natural en este sector. Se estima que los vehículos que utilizan este tipo de combustible emiten un 20% menos de gas con efecto de invernadero que los vehículos que funcionan con gasolina o con diesel. Contrariamente a lo que se piensa comúnmente, el empleo de gas natural en los vehículos motorizados no es una novedad, puesto que ya se utilizaban en los años 30. En muchos países, este tipo de vehículos es presentado como una alternativa a los autobuses, taxis y otros transportes públicos. El gas natural en vehículos es a la vez barato y práctico.

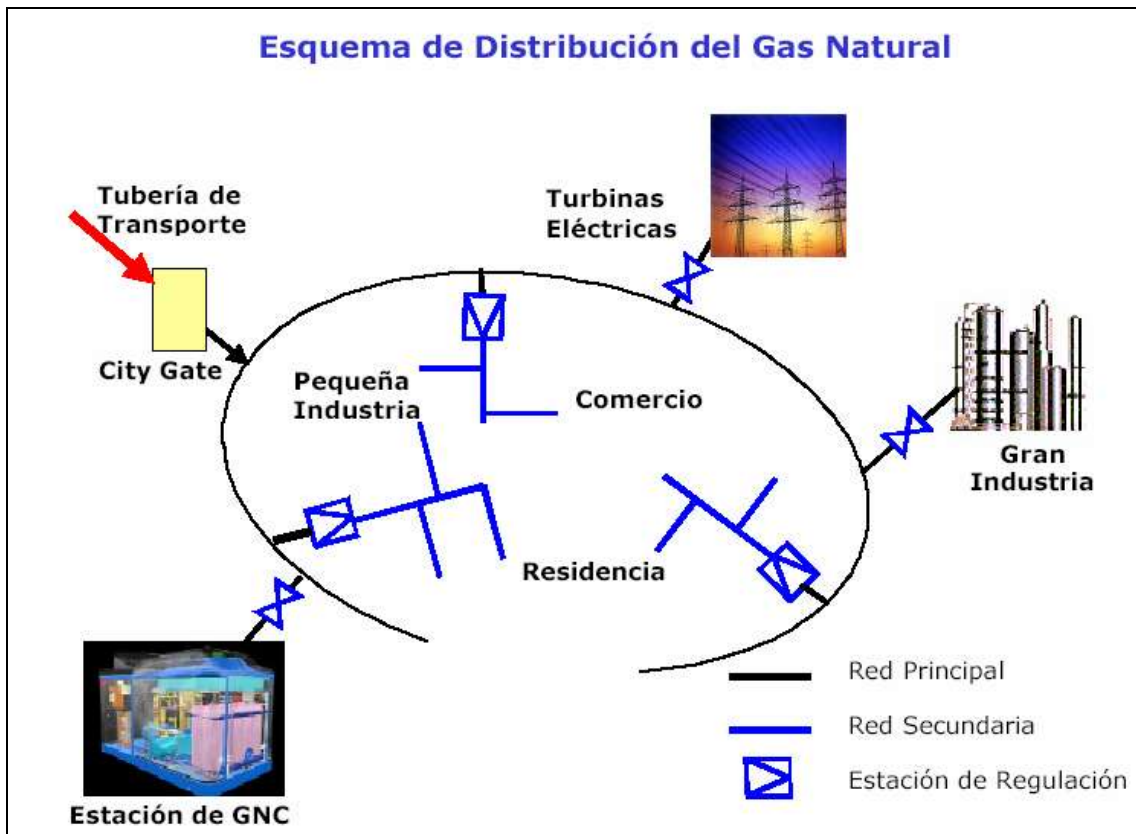
1.3.5 TRANSPORTE DEL GAS NATURAL.

El transporte de gas natural se realiza a través de gasoductos desde los lugares de producción o procesamiento hasta un punto que se le denomina “city gate” que viene a ser el lugar donde se realiza la reducción de presión medición y odorización, antes de su distribución a los centros de consumo. El transporte por gasoductos se realiza a presiones que van del orden de 20 a 150 bar.

1.3.6 DISTRIBUCION DE GAS NATURAL.

La distribución viene a ser el suministro de gas natural a los usuarios a través de red de ductos. Por lo general empieza en el City Gate y termina en la puerta del usuario. La distribución se realiza a presiones por debajo de los 50 bar en sistemas de tubería de acero y a presiones por debajo de 6 bar en redes de polietileno.

FIGURA 1.6 (Ref. Internet 10).



1.3.7 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE.

La infraestructura de transporte de gas natural en el país está constituida principalmente por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB. El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y está conectado al sur del estado de Arizona en Estados Unidos.

La infraestructura de transporte del SNG está constituida por ductos de diferentes diámetros y longitudes, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión, las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino.

FIGURA 1.7 (Ref. Internet 3).



1.4. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO.

El presente estudio tiene como finalidad evaluar económicamente, los costos de operación del gas L.P. y gas natural. De esta manera analizar la factibilidad de realizar la inversión en el sistema de combustión de gas natural. Así el empresario podrá tomar una decisión con respecto a la propuesta de inversión.

En el estudio se toma en cuenta la diferencia marginal entre los precios de gas L.P. y gas natural, con dicha diferencia se pretende incrementar el margen de ganancia, en base a los ahorros en combustible, con el fin de que la inversión sea amortizada por dichos ahorros.

Por otro lado, al utilizar el gas natural como sistema de combustión, se podrán disponer de las ventajas de un servicio continuo de combustible, así como de su seguridad de manejo.

CAPITULO II

REVISION BIBLIOGRAFICA

2. REVISION BIBLIOGRAFICA.

2.1 SISTEMAS DE COMBUSTIÓN MÁS UTILIZADOS EN LA ACTUALIDAD.

Los combustibles son sustancias que reaccionan químicamente con otra sustancia para producir calor, o que producen calor por procesos nucleares. El término combustible se limita por lo general a aquellas sustancias que arden fácilmente en aire u oxígeno emitiendo grandes cantidades de calor. Los combustibles se utilizan para calentar, para producir vapor con el fin de obtener calor y energía, como fuente directa para motores de combustión interna y como fuente directa de energía en aviones y cohetes a propulsión. En los casos en que el combustible debe proporcionar su propio oxígeno, como ocurre en ciertos cohetes y en la propulsión a chorro, se le añade a la mezcla un agente oxidante como el peróxido de hidrógeno o el ácido nítrico.

De la definición anterior se desprende que la propiedad fundamental de las sustancias combustibles es su poder calorífico, es decir, la cantidad de calor que puede desarrollarse por la combustión de una cantidad dada de combustible.

Los combustibles según sea su estado físico se clasifican en combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. (Ref. Internet 1).

2.1.1. COMBUSTIBLES SÓLIDOS

Dentro de los combustibles sólidos destacan dos tipos de combustibles que son el carbón y el coque.

- COQUE.

Con el fin de mejorar las propiedades de los carbones y obtener algunas propiedades nuevas se somete a un proceso muy particular llamado coquización.

La coquización es un proceso en el cual se someten los carbones a un proceso de calentamiento en una cámara cerrada en ausencia de aire para la obtención del coque y de gases que se desprenden durante el proceso.

Los gases que se producen se llaman según su uso, gas de alumbrado o de coquerías y aceites de alquitrán. El coque queda en la cámara a una temperatura de 1000 °C, se enfría luego, se tritura y luego se clasifica según el uso que se le da.

En fin el producto final de la coquización de un carbón, es el coque que es un producto sólido, infusible, celular y coherente. El coque está constituido principalmente por carbono, además posee otros componentes como hidrógeno, nitrógeno, azufre y oxígeno.

Cuando se coquiza un carbón se influye en los siguientes factores:

1. Tamaño del carbón: Coquizan mejor los menudos del carbón que los trozos grandes.
2. El porcentaje de cenizas y humedad.
3. La velocidad de combustión ya que si es muy alta disminuye la facultad de coquización.
4. El método de la combustión.

- **CARBÓN**

El carbón con sus variantes, la leña, los residuos sólidos, etc, son representantes típicos de los combustibles sólidos.

El carbón tuvo y tiene un desempeño y papel primordial entre todos los combustibles, hoy en día se ha venido desplazando este combustible por los combustibles líquidos y gaseosos. Sin embargo, como las reservas de carbón siguen siendo las más importantes de todos los combustibles (con excepción de los nucleares), van cobrando importancia las nuevas tecnologías de hidrogenación y gasificación, que permiten obtener combustibles líquidos y gaseosos a partir de aquella forma sólida.

El carbón es una roca sedimentaria de color castaño oscuro a negro, que se formó por la descomposición, en ausencia de aire, de la vegetación, por medio de un microscopio es posible identificar tejidos de plantas, esporas, resinas, etc. El carbón trata de una compleja mezcla combustible de materiales orgánicos, químicos y minerales hallados en estratos en el planeta, con una amplia variedad de propiedades físicas y químicas.

El carbón esta compuesto principalmente por carbono, hidrógeno y oxígeno, con cantidades mínimas de nitrógeno y azufre, y proporciones variables de humedad e impurezas minerales.

TIPOS DE CARBÓN

Los principales tipos de carbón, en orden de desarrollo metamórfico, son lignito, hulla sub-bituminosa, hulla bituminosa y antracita. Si bien no suele considerarse un carbón, la turba es la primera fase del proceso de hullificación en el que ocurre un incremento gradual del contenido de carbono del material orgánico fósil, con el consecuente descenso en el contenido de oxígeno.

Los carbones minerales pueden clasificarse también por diferentes factores tales como aspecto exterior, composición, tamaño, poder calorífico y en ocasiones por sus aplicaciones entre otras.

- LIGNITOS

Con frecuencia llamados carbón castaños, tienen una variedad en colores como en estructuras, que pueden ir desde el color pardo hasta el color negro y de una estructura fibrosa a una estructura compacta.

Poseen un alto porcentaje de humedad, hasta un 50% o más, y también se desintegran si están expuestos al aire el tiempo suficiente. Estos carbones presentan problemas en el momento del almacenamiento, embarque y manipulación, debido a su tendencia a desmenuzarse o desintegrarse y a experimentar ignición espontánea. Durante el desmenuzamiento, una mayor velocidad de pérdida de humedad en la superficie que en el interior suele causar mayores velocidades y esfuerzos en el exterior de las partículas y pueden producirse grietas con ruido audible.

Los lignitos no forman terrones ni se coquizan, al contrario, conserva la estructura de la madera que proviene.

- HULLA BITUMINOSA

Es la forma más abundante y utilizada en los tipos de carbón existentes, en ellas se presentan las características completas del carbón. En las definiciones de la ASTM se dividen en subgrupos de baja, mediana y alta volatilidad. El nombre de este carbón, algunas veces llamado carbón suave, proviene de la palabra betún, debido a la tendencia general a formar una masa pegajosa al calentarse.

El contenido de materia volátil, con un mínimo de 14% en esta base, es mayor que las antracitas y, como resultado, la combustión en la forma pulverizada es un tanto más fácil en las hullas bituminosas. La producción de gas también es favorecida por su mayor volatilidad.

- Las hullas bituminosas de baja volatilidad son más granulosas y propensas a la reducción de tamaño con la manipulación.
- Las hullas bituminosas de volatilidad intermedia algunas veces presentan distintas capas; otras veces esas capas son difíciles de distinguir, y el aspecto es homogéneo. La manipulación puede tener o no un efecto significativo sobre la reducción de tamaño.
- Las hullas de alta volatilidad (A, B y C) son relativamente más duras y menos sensibles a la reducción de tamaño con la manipulación que las hullas bituminosas de volatilidad baja e intermedia.
- Las hullas sub-bituminosas, al igual que la antracita y el lignito, suelen ser o no aglutinantes. La aglutinación se refiere a la fusión de las partículas de carbón después del calentamiento en un horno, a diferencia del término coquización, que refiere a la capacidad de un carbón de convertirse en un buen coque, adecuado para fines metalúrgicos.

El contenido de oxígeno en una base seca libre de materia mineral es típicamente de 10 a 20 %. Además estos carbones contienen una alta humedad inherente, a menudo liberan polvo al ser manipulados y presentan aspecto de terrones de lodo seco que se desintegran al exponerse al aire un tiempo suficientemente prolongado.

- ANTRACITA

La antracita es la menos abundante de la forma de carbón mineral. Algunas veces llamado carbón duro, compacto y de color negro brillante o gris plateado oscuro, es la forma más desarrollada en el proceso de hullificación, algunas veces se le encuentra a mayores profundidades que la hulla bituminosa. Tiene un porcentaje de carbón superior al 93% y porcentajes en sustancias volátiles menores del 14%.

La combustión se caracteriza por mayores temperaturas de ignición y tiempos de quemado completo más prolongados que para las hullas bituminosas. Se emplean para la calefacción principalmente, como fuente de carbono y también en las plantas generadoras de energía eléctrica, en un área productora de antracita o cercana a ésta.

- TURBA.

Es materia vegetal en descomposición que se forma en pantanos; es la primera fase de la metamorfosis en el proceso de carbonización. La humedad de la turba puede ser del 90% o mayor, y por tanto la turba típicamente se extrae y apila para drenarla o se desagua en alguna otra forma antes de que pueda considerarse combustible.

Químicamente la turba es muy reactiva y sufre ignición con facilidad. También posee gran facilidad para pulverizarse, y no consolidada suele crear problemas de polvo. Las distancias de transporte deben ser cortas para que la turba sea una opción energética atractiva.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS CARBONES

Existen varias pruebas, cualitativas y cuantitativas, usadas para obtener información sobre los carbones; estas pruebas son de utilidad para el usuario y el diseñador de equipo. Las siguientes son algunas de las más comunes, además estas pruebas hacen referencia a los procedimientos de prueba aplicados por la ASTM:

- ANÁLISIS INMEDIATO

Tiene como componentes humedad, materia volátil, carbono fijo y ceniza.

1. La humedad porcentual, se determina midiendo la pérdida de peso en una muestra cuando se calienta a 104 y 110 °C en condiciones controladas. La humedad se denomina residual, y debe sumarse a las pérdidas de humedad ocurridas durante la preparación de la muestra a fin de calcular otros resultados analíticos en una base como se recibe.

2. La materia volátil porcentual, se determina estableciendo la pérdida de peso de una muestra, que resulta de calentarla a 950 °C en condiciones controladas. Esta pérdida de peso se corrige para considerar la humedad residual, y se utiliza para obtener una indicación de propiedades de combustión, rendimiento de coque y clasificación por rango.

3. El porcentaje de ceniza, se determina pesando el residuo que queda después de la combustión en una muestra en condiciones controladas. Estas cenizas pueden ser internas producto del mismo origen del carbón o externas o separables, que se han agregado al carbón formado. Su composición puede ser óxidos de hierro, aluminio calcio y magnesio, arcillas, arenas, yeso y cal. Para evitar los daños que traen consigo las cenizas, tenemos que saber las propiedades de las cenizas, la temperatura de reblandecimiento oscilan entre los 1000 y 1400 °C y su calor específico oscila entre 0.16 y 0.17 kcal/kg°C.

4. El carbono fijo, es un valor calculado que constituye el cuarto y último componente de un análisis inmediato. Se mide para saber cuanto carbono cuenta el combustible para la combustión. Por lo general, junto con un análisis inmediato se hacen determinaciones de valor calorífico y contenido de azufre.

- **PODER CALORÍFICO**

El poder calorífico desde el punto de vista térmico es la principal propiedad de un carbón combustible, además constituye el calor producido por la combustión completa por kg. del carbón. Esta prueba se realiza en una bomba calorimétrica y los valores determinados por este método se denominan valores caloríficos superiores, en el que se incluyen el calor latente del vapor de agua contenido en los productos de la combustión.

- **CONTENIDO DE AZUFRE**

Se determina por uno de tres métodos propuestos por la ASTM: el método de Eschka, método de lavado en bomba y el método de combustión a alta temperatura. Cuando el porcentaje de azufre supera los 2.5% en peso, es perjudicial por cuatro razones:

1. Los óxidos de azufre contaminan la atmósfera dando ácidos sulfurosos perjudiciales para la salud.
2. El azufre ataca las partes metálicas que componen la parrilla de los hogares.
3. Si el carbón se usa en la metalurgia el azufre desmejora las propiedades del hierro.
4. Se combina con el vapor de agua formando sustancias corrosivas.

- **MOLIBILIDAD**

Se determina con frecuencia por el método de Hardgrove a fin de obtener indicio de la facilidad relativa de pulverización o molibilidad, comparada con los de los carbones estándar con índices de molibilidad de 40, 60, 80 y 100.

La pulverización se hace más fácil conforme aumenta el índice, así, un índice de 40 indica un carbón relativamente blando y uno de 100 indica un carbón relativamente duro.

- **OTRAS PROPIEDADES**

Unas de las tantas pruebas que se le realiza al carbón es medir el tamaño del mismo para poder clasificarlo. Si es de tamaño grande se tritura y si es menudo se pulveriza y si tiene un tamaño regular, el carbón da un lecho uniforme que permite el paso del aire y por lo tanto la combustión es completa.

Otras de las propiedades a medir es la dureza del carbón, ya que debe tener buenas condiciones de dureza con el fin de soportar el transporte y otros inconvenientes. Además el coque posee las siguientes propiedades:

- Alto porcentaje de carbón y por consiguiente alto poder calorífico respecto a los demás carbones.
- Una consistencia y una pureza suficiente para soportar el transporte y la carga del hierro en el horno.
- El tamaño del coque depende de su uso y del tipo de coque, puede oscilar entre 1 a 5 cm. para tipo menudo y mas de 5 cm. Para el tamaño grande.
- La temperatura de ignición esta entre los 450 y 600 °C.
- Los calores específicos pueden ser suponiendo que el coque tenga un 10% de cenizas.

OTROS TIPOS DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS.

- **MADERA:**

La madera o corteza con un contenido de humedad del 50%, se quema bastante bien; sin embargo, a medida que aumenta el contenido de humedad se incrementa sobre este nivel, la combustión se vuelve mas difícil. Con un contenido de humedad mayor al 65%, una gran parte del calor producido por la madera se necesita para evaporar la humedad, lo que deja muy poco calor para generar vapor.

- **BAGAZO:**

El bagazo es el desperdicio de los ingenios azucareros y consiste en fibras entrelazadas y partículas finas de celulosa. Los ingenios que muelen la caña usan el bagazo para producir vapor.

- **OTROS DESPERDICIOS VEGETALES:**

La industria alimenticia y otras industrias relacionadas producen numerosos desperdicios vegetales que pueden emplearse como combustibles. Entre estos se encuentran materiales como las cáscaras de granos, el residuo de la producción de furfural a partir de mazorcas y de cáscaras de granos, desperdicios de café que resultan de la producción del café instantáneo y de tallos de tabaco.

- **CARBÓN REFINADO POR MEDIO DE SOLVENTE:**

El carbón refinado por medio de solvente se prepara disolviendo el material orgánico que se encuentra en el carbón en un solvente derivado del carbón. El producto terminado es un sólido con un punto de fusión de 140 a 145 °C, que puede quemarse como combustóleo o sólido.

- **DESPERDICIOS SÓLIDOS DE LOS MUNICIPIOS:**

Los desperdicios sólidos de los municipios pueden quemarse tal como se reciben, o bien, puede prepararse un combustible derivado de desperdicios al triturar los desperdicios sólidos y quitar los materiales inorgánicos ferrosos y no ferrosos.

2.1.2. COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Los combustibles líquidos pueden ser fundamentalmente de dos clases según su fuente de origen:

- Provenientes del petróleo o sus derivados.
- Provenientes de la destilación del carbón y en este caso tenemos los aceites de alquitrán.

- **CRUDOS Y PRODUCTOS DEL PETRÓLEO.**

La principal fuente de combustible líquido es el petróleo crudo. El petróleo es una mezcla de una amplia variedad de hidrocarburos, además de nitrógeno, oxígeno y azufre. Muy poco petróleo es utilizado en estado natural. Es necesario refinarlo para obtener productos comerciales, que se separan por destilación en fracciones con intervalos específicos de puntos de ebullición.

Entre los hidrocarburos que componen el petróleo están los parafínicos o alifáticos, isoparafínicos, oleofínicos, nafténicos y aromáticos. En fin la composición del petróleo varía de una región a otra, no solo en lo que al porcentaje de impurezas se refiere sino a los tipos de hidrocarburos que lo forman y así según que predominen cada una de las familias anteriormente clasificadas tendremos petróleos de base parafínicas, o base nafténica.

- REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

Los crudos casi nunca se utilizan como combustible porque son más valiosos cuando se refinan para obtener productos del petróleo, en esta refinación se obtiene una variedad de combustibles de diferente composición y condiciones físicas. Para separar estos combustibles se somete el crudo a un proceso de destilación en el cual según las temperaturas de vaporización de cada uno de ellos se van desprendiendo.

El proceso de destilación se realiza hasta temperaturas entre 360 a 400 °C y durante el tiempo que dura dicho proceso; pero a diversas temperaturas de desprendimiento como lo veremos a continuación:

- Gases combustibles a 70 °C.
- Gasolina de 50 a 150 °C.
- Petróleo o kerosén de 150 a 250 °C.
- Aceites livianos de 250 a 350 °C.
- Aceites medios a mas de 350 °C.
- Aceites pesados.
- Residuos.

Cada uno de los elementos separados se someten luego a un enfriamiento, después de esta primera destilación, la gasolina, el petróleo y los aceites livianos, se someten a un tratamiento químico con el fin de purificarlos y agregarles algunas sustancias químicas y así mejorar sus propiedades. Los gases no necesitan ningún tratamiento especial. Los aceites medios, pesados y residuos se someten después a sub - destilación, separándose cada uno de ellos en diferentes sustancias así por ejemplo: de los aceites medios se extrae el fuel - oil industrial, de los pesados se extraen los aceites lubricantes, grasas, parafinas, etc., y de los residuos se extrae asfalto, el mazut, etc.

De los productos nombrados anteriormente las gasolinas son sin lugar a duda las de uso más corriente por lo cual, en ocasiones con el fin de aumentar la producción de gasolinas se usan procesos que transforman las fracciones livianas o pesadas en gasolinas. Entre estos procesos se encuentran:

- El cracking, consiste en descomponer hidrocarburos pesados tales como aceites pesados en fracciones ligeras tales como gasolina.
- Polimerización; consiste en la transformación de los hidrocarburos gaseosos livianos en compuestos más pesados como la gasolina.
- Hidrogenación, es el mismo proceso de cracking pero en una atmósfera de hidrógeno.

- ACEITES COMBUSTIBLES O COMBUSTÓLEOS

En términos generales los combustibles líquidos de uso común se clasifican como sigue:

1. Aceites combustibles destilados, derivados directa o indirectamente del petróleo crudo.
2. Aceites combustibles residuales, que quedan después de descabezar el petróleo crudo, o residuos viscosos de las operaciones de refinación.
3. Aceites combustibles mezclados (mezclas de los dos anteriores).

Es práctica común en la refinación del petróleo producir combustóleos que cumplen con varias especificaciones preparadas por la ASTM y que se han adoptado como estándares comerciales por la National Bureau of Standards

Los combustibles destilados tienen menor densidad específica y son menos viscosos que los aceites combustibles residuales. En los calentadores de tratamiento de los refinadores de petróleo se quema una mezcla variable de residuo crudo y aceites destilados. La densidad y viscosidad variables hacen necesario un precalentamiento máximo del aceite a fin de que la atomización sea apropiada para asegurar la combustión completa.

A diferencia de los destilados, los aceites residuales contienen notables de materia inorgánica, y el contenido de ceniza varía entre 0.01 y 0.1%. La ceniza suele contener vanadio, que causa grave corrosión en calderas y calentadores.

- QUEROSENO

El queroseno es un destilado refinado de petróleo que consiste en una mezcla homogénea de hidrocarburos. Se emplea principalmente en lámparas de mecha para iluminación y en quemadores de queroseno. El aceite empleado para iluminación y en estufas domésticas debe ser rico en parafinas a fin de que produzca poco humo. La presencia de hidrocarburos nafténicos, y en especial la de aromáticos, incrementa la tendencia a la producción de humo.

En los querosenos se toma una consideración muy importante y es la del contenido de azufre y se requiere que sea bajo debido a:

- El azufre forma una capa en las chimeneas de las lámparas de vidrio y facilita la acumulación de carbono en las mechas.
- El azufre forma óxidos en las estufas de calentamiento, que se acumulan gradualmente, estos óxidos son corrosivos y tóxicos.

Los grados o calidades del queroseno son:

· *Num. 1 K*: Un queroseno especial bajo en azufre adecuado para aplicaciones delicadas de quemadores de queroseno.

· *Num. 2 K*: Un queroseno ordinario adecuado para su uso en quemadores conectados a húmeros y en lámparas de mecha para iluminación.

- COMBUSTIBLES DIESEL

El funcionamiento de los motores Diesel, desarrollados por Rudolph Diesel, se basa en el calor de compresión para la ignición del combustible. Los combustibles Diesel se usan ampliamente en auto-transportes pesados, locomotoras, motores marinos, en plantas eléctricas estacionarias o comerciales.

Los combustibles Diesel varían desde el queroseno hasta aceites residuales de grado intermedio, todo depende de las características del equipo de combustión que se obtenga. Las cualidades de ignición y la viscosidad son características importantes que determinan el rendimiento. Las cualidades de ignición de los combustibles Diesel suelen evaluarse en términos de sus números de cetanos o índices Diesel.

- GASOLINA.

Es un combustible líquido, de densidad 0,75 y de potencia calorífica 32 000 Kcal/l, muy volátil. A la temperatura ordinaria ya emite vapores que forman mezclas explosivas con el aire, por lo que se prohíbe a los automovilistas repostar con el motor en marcha, mantener las luces encendidas, fumar, etc.

Se comercializan distintos tipos de gasolina: normal, de 91 octanos, y super, de 97 octanos. El llamado índice de octanos indica fundamentalmente su diferente capacidad para resistir las altas presiones y temperaturas, dentro del cilindro del motor, sin que se produzca detonación, es decir, autoencendido con anticipación al encendido por la chispa de la bujía. Por eso la gasolina normal es la adecuada para los motores de media compresión y para los que están algo desgastados por el uso, mientras que la gasolina super se emplea para los de alta compresión y prestaciones.

Para mejorar su capacidad antidetonante y hacerlas menos corrosivas, las gasolinas contienen aditivos como el tetraetilo de plomo que, por ser contaminante de la atmósfera, se está sustituyendo por otros más inocuos. Por esta razón ya se está comercializando otro tipo de gasolina, llamada sin plomo.

- GASOLEO.

Es un líquido de aspecto algo aceitoso, de densidad 0,85 y potencia calorífica de 42 000 Kcal/kg. Su principal aplicación es como combustible de los motores diesel gracias a su propiedad de inflamarse cuando se le somete a elevadas presiones y temperaturas.

En la actualidad este combustible resulta más económico que las gasolinas y por eso se utiliza para motores medianos y grandes de coches, camiones, tractores y buques.

- FUEL OIL.

Es un líquido espeso y oscuro que se utiliza para los hornos industriales y para calefacción. Como su temperatura de inflamación es elevada es difícil mantener su combustión, por lo cual es necesario calentarlo previamente, y con frecuencia puede resultar contaminante debido al humo que desprende cuando las condiciones de su combustión no son las adecuadas. Es el combustible líquido más económico.

PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.

1. COMPOSICIÓN:

Los combustibles líquidos están compuestos fundamentalmente de hidrógeno y carbono. El contenido de agua es bajo (menor al 1%), el porcentaje de cenizas de 0.1% y el de azufre oscila entre los 0.01 y 1%. Por los anterior generalmente se identifican estos combustibles por la relación ya sea, en átomos o en peso entre el hidrógeno y el carbono.

2. VISCOSIDAD:

En los combustibles líquidos se utiliza la viscosidad cinemática para efectos de medición, además que es el tiempo requerido para que una cantidad específica de aceite fluya por gravedad a través de un orificio y a una temperatura dada. Para los aceites más pesados y viscosos se emplean el orificio de mayor diámetro y sus resultados se dan en SSF y no en SSU como los demás. La viscosidad de la mayoría de los aceites combustibles es alta para su atomización dentro del horno, entonces debe encontrarse una temperatura suficientemente alta con el fin de que su viscosidad sea baja y se acerque al punto de atomización.

3. DENSIDAD:

La densidad API es la escala de densidad específica utilizada por la industria petrolera para mezclas de hidrocarburos. Los grados API varían inversamente con la densidad, o sea, los combustibles livianos tienen mayor gravedad API que la de un combustible pesado.

4. PODER CALORÍFICO:

En los combustibles líquidos por contener hidrógeno también se presenta poder calorífico superior e inferior. El poder calorífico de un combustible líquido depende de la densidad, o sea, también de su composición química, así mientras el combustible sea más ligero o de menor densidad tiene un mayor porcentaje de hidrógeno y por consiguiente un poder calorífico mayor puesto que al reaccionar el hidrógeno produce más calor que el carbono.

5. PUNTO DE INFLAMACIÓN O IGNICIÓN:

Cada combustible líquido está compuesto por mezcla de diferentes hidrocarburos que tienen diferentes puntos de vaporización. Así pues no se puede hablar de una temperatura de vaporización de un combustible líquido sino intervalo de temperaturas entre las cuales empieza y termina la vaporización.

Se define como punto de inflamación la temperatura mínima a la cual un combustible líquido empieza a vaporizarse suficientemente como para que los vapores desprendidos formen con el aire una mezcla que pueda inflamarse por llamas o en ocasiones espontáneamente. Esta temperatura debe tenerse en cuenta para el transporte y almacenamiento del combustible líquido.

El punto de ignición o encendido es la temperatura a la cual un combustible líquido desprende la suficiente cantidad de vapores como para que pueda quemarse continuamente.

6. VOLATILIDAD:

Propiedad que posee los combustibles líquidos en evaporarse aun a temperaturas bajas como la de ambiente.

7. NÚMEROS DE OCTANOS:

Las gasolinas están compuestas generalmente por mezclas de hidrocarburos de 7 y 8 carbonos, es decir, heptanos y octanos o iso-octanos. Cuando se utiliza gasolinas en los motores de combustión, los compuestos que la forman tienden a quemarse de diferente manera así mientras los octanos se queman lenta y suavemente, los heptanos se queman rápida y violentamente produciéndose una detonación que pueda afectar las partes del motor.

Este fenómeno depende de varias causas tales como: el tipo de máquina, la relación aire-combustible, la temperatura del combustible, la relación de compresión, etc.

Para analizar el poder de detonación de una gasolina se estableció una escala en función del elemento antidetonante, o sea, los octanos y así para una gasolina compuesta solamente por heptanos se fijó un número de octanos en cero y una compuesta de octanos solamente se fijó número de octanos en cien.

8. NÚMERO DE CETENO:

Sirve para medir la facilidad de encendido o el retraso en la ignición por compresión (Diesel). El intervalo del tiempo entre el comienzo de la inyección y el comienzo de la combustión se conoce como el retardo en el encendido. Un alto número de cetenos corresponde a cortos períodos en el retraso del encendido.

9. OTRAS PROPIEDADES:

Otras propiedades que pueden ser tomadas en cuenta como ventajas son el aprovechamiento completo del espacio que ocupan, facilidad de transporte por tuberías y por medio de bombas, gran pureza y gran variedad de puntos de fluidez cuando los combustibles se enfrían.

2.1.3. COMBUSTIBLES GASEOSOS

Los combustibles gaseosos son cualquier mezcla gaseosa empleada como combustible para proporcionar energía en cualquier uso.

Los combustibles gaseosos tienen varias ventajas sobre los combustibles sólidos y líquidos en muchas aplicaciones. Pueden ser fácilmente llevados hasta el quemador por simples conductos ya que casi siempre se almacenan a presiones superiores a la atmosférica; generalmente están libres de cenizas y otros elementos extraños por lo cual se queman completamente; el control de las llamas se puede hacer fácilmente, debido a que se pueden mezclar fácilmente en el aire, es fácil lograr combustiones completas con porcentajes de exceso de aire muy bajos; por último casi siempre son más baratos en relación a los otros combustibles. La única desventaja se refiere a las condiciones de almacenamiento que debe hacerse a altas temperaturas.

CLASIFICACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES GASEOSOS

Los combustibles fósiles gaseosos son gas natural (principalmente metano y etano) y gases licuados de petróleo (LPG, principalmente propano y butano). Los combustibles gaseosos artificiales provienen, en su mayor parte, de combustibles sólidos o líquidos.

1. GAS NATURAL

Es el gas que se desprende de los pozos petrolíferos, se almacena y se conduce directamente al sitio de consumo, además, de ser de todos los combustibles químicos como el menos problemático para producir gas.

Los gases naturales se clasifican en dulces y agrios, dependiendo de su contenido de compuesto de azufre. Dicha composición depende del lugar de origen del gas, en algunos contiene sulfuro de hidrógeno, vapor de agua y en algunas partes el gas se puede describir como ricos en metano, de todas maneras la mayor parte de tales compuestos se eliminan antes de la distribución del gas. Las sustancias odoríferas agregadas (a fin de hacer la posible detección de fugas) suelen ser compuestos de azufre, pero la cantidad es tan pequeña que no afecta el funcionamiento de los equipos y dispositivos en que se emplea el gas ni contribuye a la contaminación.

2. GAS DE REFINERÍAS O GASES LICUADOS DE PETRÓLEO

Los gases licuados son subproductos de la extracción del gas natural y/o gases que se desprenden en los procesos de destilación del petróleo. Consisten principalmente en propano (C₃H₈) y algo de butano, propileno y butileno; Debido a su alto porcentaje de propano y butano puede al escapar causar riesgos de explosión.

El ritmo de consumo de los gases es mucho menor que el gas natural o aceites combustibles. Hay aspectos económicos prácticos que usualmente limitan su empleo a:

- Instalaciones pequeñas inaccesibles para las tuberías.
- Transporte.
- Sustituto en procesos industriales en los que la combustión de aceites es difícil o imposible.

Normalmente es posible quemar el gas licuado en quemadores de gas natural ya existentes, siempre que la razón aire - gas se ajuste de manera adecuada. En instalaciones grandes con quemadores múltiples suele instalarse una estación automática de mezclado propano - aire para facilitar la conmutación rápida sin modificarlas razones aire - gas. En las instalaciones industriales es necesario consumir algún combustible para producir vapor o agua caliente a fin de operar un vaporizador.

3. GASES DESPRENDIDOS DEL CARBÓN

- GASES DE ALTO HORNO:

Producido por la interacción de caliza, mineral de hierro y carbono en los altos hornos. Se componen fundamentalmente de monóxido de carbono, aproximadamente 60% de N₂ y CO₂ e H₂ en cantidades pequeñas, además, de tener un bajo valor calorífico. Se usa generalmente para calefacción industrial para la producción de vapor, en la industria metalúrgica y en motores de gas.

- GAS DEL GENERADOR:

Se produce al introducir una mezcla de aire y vapor de agua a través de un lecho de carbón o coque incandescente. Esta compuesto generalmente de CO, N₂, CO₂, CH₄, H₂. Recién obtenido contiene algunas impurezas tales como alquitrán en forma de niebla, azufre y polvos por lo que el gas obtenido se necesita purificarlo antes de su utilización.

- GAS DE AGUA:

Se produce en las fabricas de gas para agregarlo al gas de alumbrado y se obtiene mediante procesos de vapor de agua, es decir, por la acción del vapor de agua sobre el carbón a temperaturas elevadas. Esta formado fundamentalmente por CO e H₂ aunque contiene pequeñas cantidades de CO₂ y N₂. Este gas se emplea en la industria química para la producción de H₂.

- GAS DE ILUMINACIÓN:

Se obtiene al mezclar el gas de agua con gasoil vaporizado agregándose así una buena cantidad de hidrocarburos especialmente CH₄.

- GAS DE COKERÍAS:

En los procesos de coquización se desprenden gases combustibles. Debido a que para producir coque se usan solamente carbones con ciertas propiedades coquizantes, las cuales a su vez son función de la composición del carbón usado. De todas maneras la composición y uso de estos gases es parecida a los de los gases de destilación de carbón.

- GAS DE DESTILACIÓN DEL CARBÓN:

En ocasiones, diferentes tipos de carbones se someten a un proceso de destilación, con el fin de extraer de ellos diferentes componentes como benzol, alquitranes, etc., en estos procesos se desprenden gases combustibles cuyos porcentajes de composición suelen oscilar bastante y que se diferencia del gas de coquerías en que tiene menor cantidad de H₂ y mas porcentaje en CH₄.

PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES GASEOSOS

1. PODER CALORÍFICO

Debido a la gran variación en su composición no se pueden establecer formulas directas para el calculo de este poder calorífico. La forma de calcularlo se basa en los siguientes puntos:

- Conocer la composición en volumen del combustible.
- Aplicar los calores de reacción química o poderes caloríficos por tablas.
- De todas maneras los combustibles gaseosos son los que poseen poder calorífico más alto en comparación a los combustibles líquidos y sólidos.

2. HUMEDAD

Los gases combustibles generalmente contienen un porcentaje de humedad que debería considerarse en el caso de hacer los balances exactos. Teniendo en cuenta que este contenido es generalmente bajo se puede despreciar sin cometer errores considerables.

3. ESTABILIDAD DE LA FLAMA

La estabilidad de la flama esta influida por la configuración de quemadores y cámaras de combustión (características aerodinámicas y de transferencia de calor) y por las propiedades de los combustibles como las temperaturas: mínimas de ignición, calculada de la flama, además de los limites de inflamabilidad, la velocidad laminar de la flama y el porcentaje teórico de aire para la máxima velocidad de la flama.

4. DENSIDAD DE GAS.

La densidad del gas, es la razón de densidad real del gas entre la densidad del aire seco a temperaturas y presión estándar. No se debe confundir con la densidad específica, que es la densidad real con respecto a la del agua. La densidad de gas de los gases naturales típicamente varía entre 0.58 y 0.64, y se emplea para determinar gastos y caídas de presión en tubería, orificios, quemadores y reguladores.

5. ÍNDICE DE WOBBE (W)

El índice o número de Wobbe es un indicador útil de la entrada de calor considerando la resistencia al flujo de un sistema para manejo de gas. El índice es igual a el poder calorífico superior del combustible entre la raíz cuadrada de la densidad de gas.

Si es posible mezclar aire con un gas sustituto de modo que se obtenga el mismo índice de Wobbe que con el gas previamente usado, entonces el sistema de quemador existente permitirá la misma entrada bruta de calor. Con frecuencia se alude a este hecho cuando se emplean mezclas propano - aire durante períodos de escasez de gas natural.

6. TEMPERATURA DE LA FLAMA

Esta temperatura se debe conocer para saber la velocidad de la transferencia de calor de la flama a la carga. La temperatura de la flama depende de la aerodinámica de mezclado del quemador, la razón combustible - aire y la pérdida de calor hacia los alrededores.

7. TEMPERATURA MÍNIMA DE IGNICIÓN

La temperatura mínima de ignición se relaciona con seguridad de manejo, facilidad de encendido y facilidad de ignición auto sostenida continua (sin piloto o encendedor, lo cual es preferible). En las mezclas de compuestos gaseosos, como el gas natural, la temperatura mínima de ignición de la mezcla es la del compuesto con el valor más bajo.

8. LÍMITES DE INFLAMABILIDAD

El termino intervalo de inflamabilidad se refiere al intervalo de proporciones aire - combustible que arderán en combustión auto-sostenida continua. Existen dos límites de inflamabilidad los cuales son el mínimo y el máximo y se expresan como porcentaje de gas en una mezcla de gas - aire. Es importante conocer estos límites de inflamabilidad del gas y como aplicarlos para establecer prácticas seguras al manejar combustibles gaseosos; por ejemplo al purgar equipo utilizado para servicio con gas, al controlar las atmósferas de fábricas y minas o al manejar gases licuados.

9. ODORIZACIÓN

Como el gas natural que alimenta a los gasoductos carece prácticamente de olor, en la mayor parte de los ordenamientos se exige añadirle un odorizante para poder detectar su presencia con facilidad en caso de accidentes y fugas. Esta odorización se logra añadiéndole al gas, antes que llegue al consumidor, rastros de algunos compuestos orgánicos de azufre.

CAPITULO III

INGENIERIA DEL PROYECTO

3. INGENIERIA DEL PROYECTO.

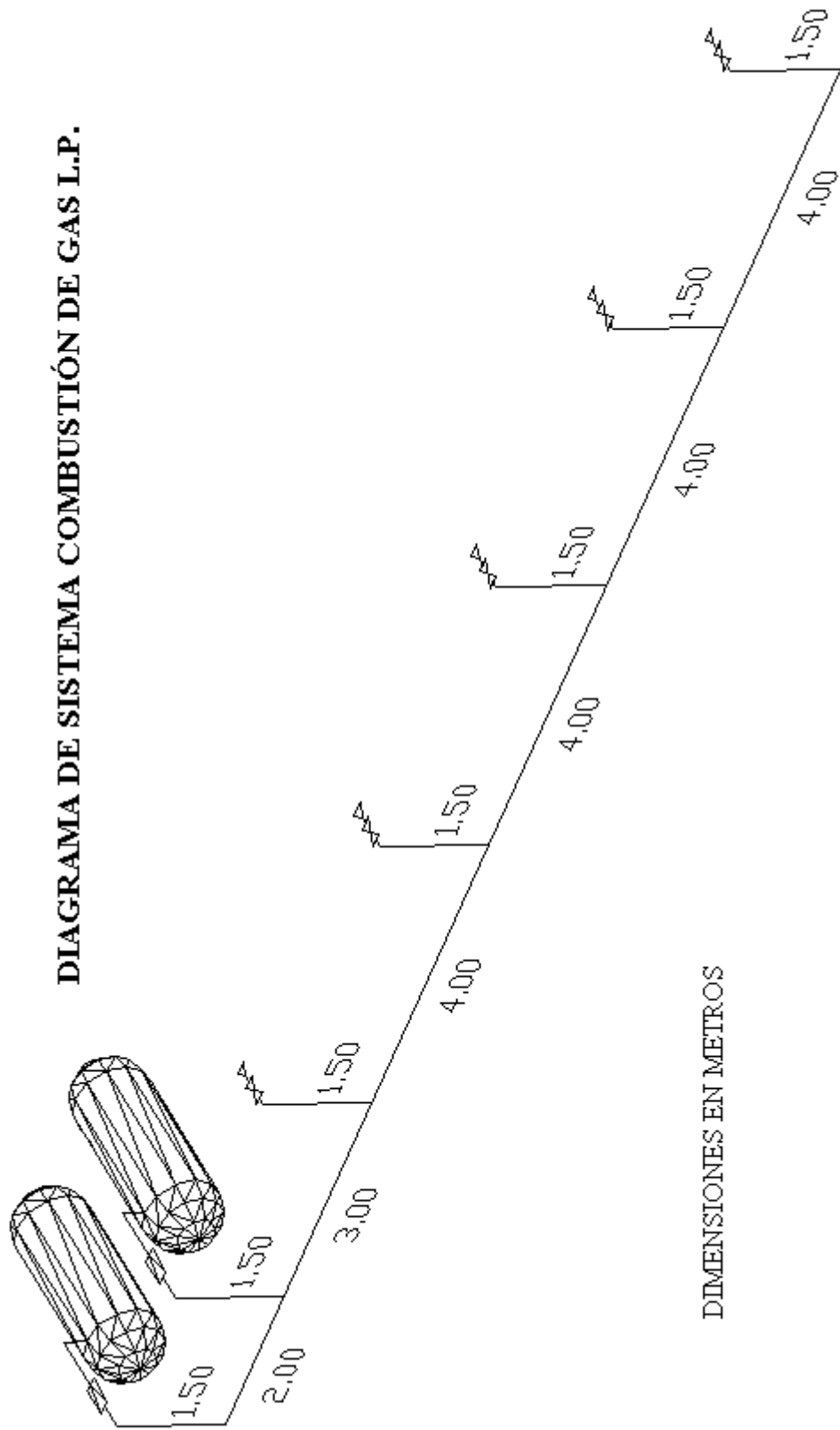
3.1 SISTEMA DE COMBUSTION SELECCIONADO.

La microempresa “PASADORES PUPY” se encuentra ubicada en la calle Norte 12, lote 1, manzana H, de la 3ª etapa de Ciudad industrial, Morelia, Michoacán.

Actualmente consume 1,600 lts. Por mes de gas L.P., dicho combustible es almacenado en dos tanques estacionarios de 1,800 litros de capacidad se entiende que el proveedor visita las instalaciones por lo menos 2 veces al mes. El combustible es suministrado a la red de tuberías, con una presión de 2 kg/cm².

- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE GAS L.P.
 - El sistema de gas L.P. que actualmente esta instalado consiste en dos recipientes estacionarios con capacidad de 1,800 litros, el motivo por el cual se cuenta con dos recipientes, es debido a que al momento de abastecerse del combustible no se interrumpa el proceso de la empresa, y así seguir con las actividades mientras se llena el otro recipiente.
 - Dos reguladores para alta presión, modelo CMS R-1757 el cual suministra la presión de 2 bar (Kg/cm²).
 - Se cuenta con 31.5 de una red de tubería galvanizada de una pulgada de diámetro nominal, la cual hace llegar el combustible hasta los quemadores.
 - Dos válvulas de globo y 5 de paso de una pulgada de diámetro nominal.
 - 11 codos de 90° y 5 tee de una pulgada de diámetro nominal.
 - 5 quemadores.

FIGURA 3.1.



DIMENSIONES EN METROS

- SISTEMA DE COMBUSTIÓN DE GAS NATURAL.

A una distancia de 6 metros de las instalaciones de la microempresa, se encuentra ubicado el gasoducto de gas natural. Dicho gasoducto opera con una presión de 6.93 bar o 100 psia.

La instalación del sistema de combustión de gas natural, consiste en tres etapas:

A) La acometida interior.

Esta consiste en la instalación de una válvula conectada directamente al gasoducto, la cual se encuentra enterrada, debido a ello es necesaria la excavación del suelo. Esta válvula permite la suministración del gas hacia las estaciones de regulación y medida. Esta sección consta de 9.80 metros de tubería de acero al carbón, de 2 pulgadas de diámetro nominal.

B) Estaciones de regulación y medida.

Es la instalación en la que se efectúa el filtrado, la descompresión y medición del gas natural, desde la presión de transporte hasta la necesaria en las líneas de distribución interior, que alimentan los equipos de fábrica y que habitualmente varía entre 0.1 y 2.5 bar. Normalmente consiste en una caseta aislada.

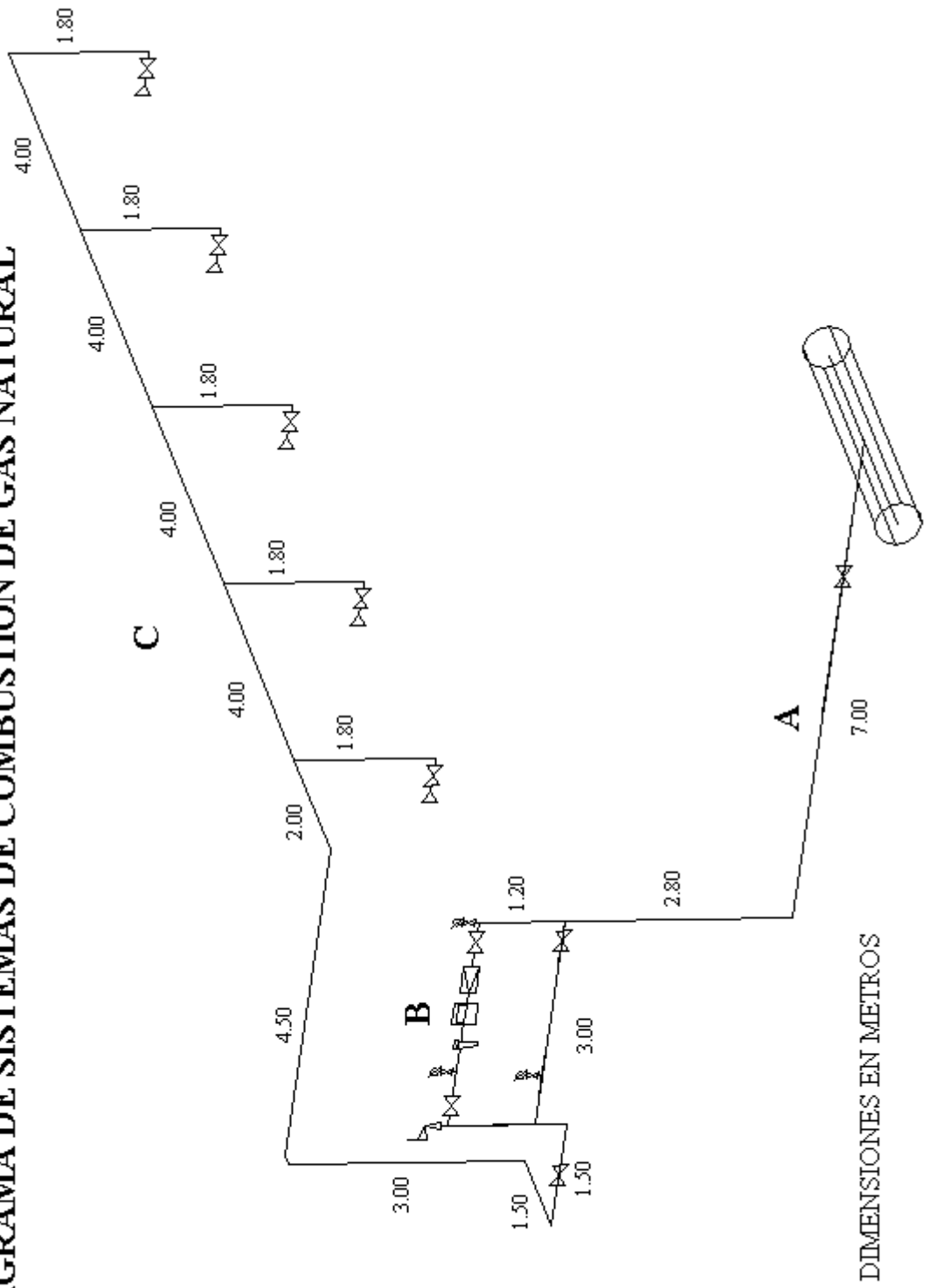
C) Líneas de distribución interior de la fábrica.

La instalación interna comprende el sistema de tuberías y accesorios, elementos y otros componentes que van desde la válvula de corte en el límite del predio, hasta los puntos de conexión para los equipos de combustión.

La red de distribución estará constituida por: 37.5 metros de tubería de acero ced. 40 de 2 pulgadas de diámetro tee, 11 codos, 5 válvulas y 5 quemadores.

FIGURA 3.2.

DIAGRAMA DE SISTEMAS DE COMBUSTION DE GAS NATURAL



3.1.1. SOLICITUD DEL SERVICIO, PARA LA INSTALACIÓN Y SUMINISTRO DEL GAS NATURAL.

1. Se establece contacto con la empresa IGASAMEX mediante una solicitud, en la cual se transcriben los datos generales de la empresa solicitante PASADORES PUPY, Así como las características de combustible que se consume, la cantidad y características de equipos de combustión.
2. Se realiza una visita a la planta, en la cual los especialistas evalúan la factibilidad del proyecto.
3. IGASAMEX elabora la propuesta técnica y económica del suministro.
4. Se firma un contrato con el cliente, para poder iniciar el servicio de la empresa.

3.1.2 INFORMACION DEL PROVEEDOR.

La empresa Integrated Gas Services de México (IGASAMEX), surgida en 1996 tras la asociación entre la empresa norteamericana Integrated Services y un grupo mexicano de empresas. ((Ref. Internet 11).

Los directivos de IGASAMEX tienen 22 años de experiencia en el diseño y construcción de sistemas de transporte de gas natural en los Estados Unidos y ocho años de experiencia en el mercado mexicano de gas.

La empresa IGASAMEX soluciona cualquier problema o necesidad relacionada con el abastecimiento de gas natural y brinda el servicio de transporte que engloba el diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos para usuarios industriales, incluyendo las estaciones de medición y regulación. Los sistemas instalados se diseñan y se construyen bajo parámetros internacionales que cumplen con las normas oficiales mexicanas.

La empresa IGASAMEX se encarga realizar las siguientes actividades:

- Comercializar el gas natural.
- Obtener los permisos conducentes ante la comisión reguladora de energía (CRE) y la secretaria de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP) Así como de gestionar los derechos de vía y la interconexión al sistema de ramales de Petróleos Mexicanos (PEMEX).
- Negociar y obtener contratos de transporte y suministro de gas natural con (PEMEX). O con cualquier otro proveedor para mejorar el servicio y suministro ofrecido por los productores de gas y asegurarle los mejores precios del mercado.
- Brindar asesoría en cualquier aspecto relativo al gas natural.

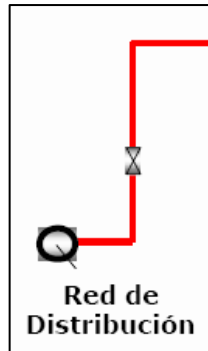
3.2 INGENIERIA DEL PROYECTO.

3.2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA INSTALACION DE GAS NATURAL. (Ref. Internet 2).

A) ACOMETIDA INTERIOR.

Es la instalación de la válvula de derivación y la sección de tubería que transporta el gas natural desde el gasoducto, hasta la estación de regulación y medida.

FIGURA 3.3 (Ref. Internet 10).



- DOBLADO, ALINEACIÓN Y SOLDADURA

La tubería será colocada siguiendo aproximadamente el perfil del terreno; para ello, se requerirá el doblado previo a la instalación, evitando cortes o sobrantes de tubería innecesarios. Este proceso se efectuará en frío, fijando la tubería temporalmente con grapas internas o externas. Para el alineamiento de los tubos se dispondrá de grapas alineadoras conjuntamente con herramientas que faciliten la separación adecuada para la soldadura.

A continuación, se procederá a soldar los tubos, iniciando con algunos puntos de fijación, luego un pase de fondeo y uno caliente, para seguir con los pases de relleno y de presentación. Terminada cada "unión" se procederá a la revisión de la calidad, por simple inspección y con ayuda de radiografías. Se efectuará el control radiográfico hasta el 100% de las uniones soldadas, siendo necesario reemplazar o reparar las uniones que se encuentren defectuosas.

- APERTURA DE ZANJAS.

La apertura de la zanja se realizará de manera manual empleando mano de obra local, el ancho de la misma será de aproximadamente 0.80 m., y la profundidad tendrá variaciones en relación al área donde se encuentre, quiere decir que en el interior del derecho de vía la profundidad será de 1 metro, en el cruce de caminos, carretera y vía del tren será de 1.5 m.

El material extraído del zanjado se dispondrá en el borde de la zanja, conservando una distancia de 1 metro, como mínimo. El fondo de la zanja será nivelado uniformemente y quedará libre de rocas sueltas, gravas, raíces y materiales extraños que pudieran dañar la tubería o su revestimiento.

- **PROTECCIÓN DE SUPERFICIES Y REVESTIMIENTO.**

La tubería con sus accesorios deberán estar protegidos contra la corrosión mediante un recubrimiento de cinta poliken 955. El proveedor de la tubería deberá suministrar las características técnicas del recubrimiento, así como los métodos de limpieza superficial, métodos de aplicación, rendimientos, características propias del material que utilizará y descripción de los equipos de prueba con los cuales se verificará la calidad del recubrimiento.

- **PRUEBA HIDROSTÁTICA**

Esta prueba se realizará como procedimiento de control de la calidad de la línea, lo cual garantizará que no se presenten pérdidas por soldaduras deficientes en la tubería. Esta actividad consistirá en llenar el tubo con agua y someterlo a alta presión para identificar fugas o pérdidas de presión. La prueba se realiza llenando la tubería con agua proveniente de la red de agua potable y se someterá a presiones superiores a las de operación. Si la línea pasa la prueba se procederá a enterrarla de otro modo se dispondrán medidas correctivas tras las cuales será repetida la prueba hasta que se demuestre total hermeticidad.

- **BAJADO Y TAPADO DE TUBERÍA**

Antes de iniciar el bajado y tapado de la tubería dentro de la zanja, se efectuará una limpieza de la misma, retirando los objetos extraños, fragmentos de suelo o roca, etc. Durante las maniobras de bajado, se evitará someter la tubería a golpes o fricciones contra las paredes de la zanja, los cuales pueden dañar el recubrimiento, por esto, es conveniente proteger la tubería con láminas de madera, cartones corrugados, etc. El relleno de la zanja se deberá realizar inmediatamente después de bajar la tubería, para evitar cualquier daño al recubrimiento. Como material de relleno se empleará el proveniente de la excavación, seleccionando aquel que se encuentre libre de materia orgánica y suelos blandos muy húmedos.

- **PROTECCIÓN CATÓDICA.**

La tubería contará con un sistema de protección catódica, que puede ser del tipo de protección pasiva (Ánodos de sacrificio); la red interna, de estar enterrada, se protegerá igualmente en la forma citada. Las juntas dieléctricas será con cargo al cliente. Adicionalmente se debe contar con un punto de chequeo de la protección catódica de la tubería.

FIGURA 3.4.



B) ESTACION DE REGULACIÓN Y MEDIDA. (Ref. Internet 2)

Las estaciones de regulación deberán cumplir con la NOM-002-SECRE-1997, instalaciones para el aprovechamiento de gas natural. Esta norma establece los parámetros para el diseño, construcción, ensayo, operación y mantenimiento de las estaciones de regulación para presiones de entrada hasta 99,5 bar (1 434 psig) y presiones de salida superiores a .345 bar (5 psig). (Ref. Internet 6)

ESQUEMA DE RED DE ACOMETIDA Y ESTACIÓN DE REGULACION Y MEDIDA.
FIGURA 3.5 (Ref. Internet 10).

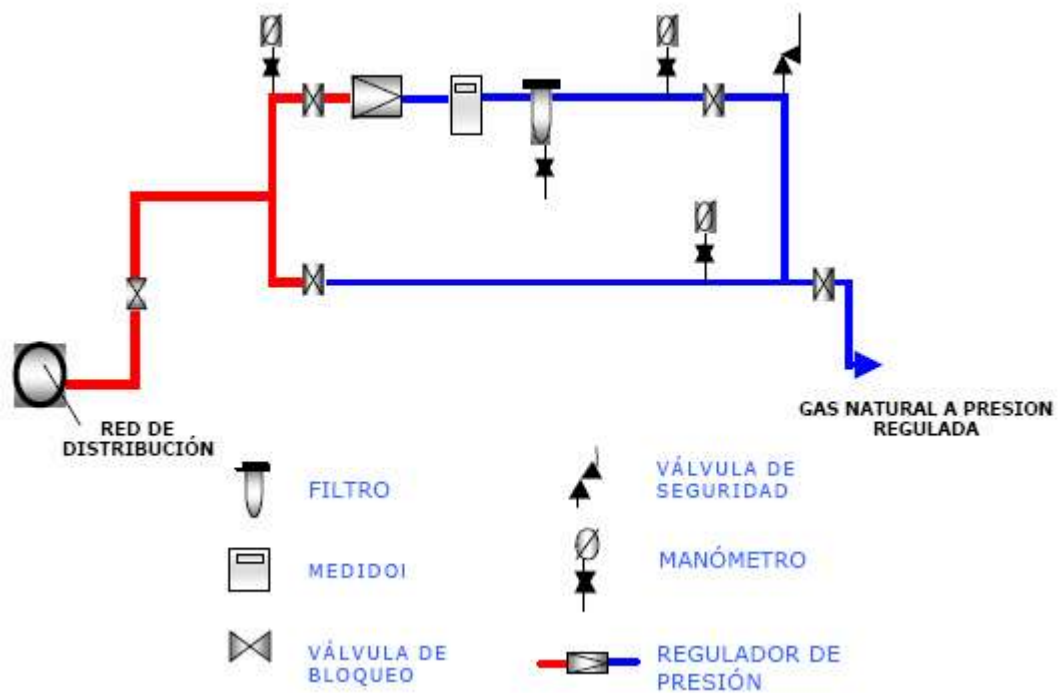


FIGURA 3.6



- CONFIGURACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN

Las estaciones de regulación y medición, en general, deberán tener:

a) FILTRACIÓN DEL GAS.

La función de este sistema es retirar del gas, elementos indeseables y partículas que afecten el funcionamiento de la estación y de los equipos instalados por el usuario. El elemento filtrante debe garantizar la remoción de mínimo el 95% de las partículas superiores a 5mm.

b) REGULACIÓN (REDUCCIÓN) DE LA PRESIÓN DEL GAS.

La función de dicho sistema será reducir la presión del gas a un valor preajustado y de acuerdo con los requerimientos de la instalación interna.

c) DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD.

Además de los reguladores de presión se necesitarán dispositivos de seguridad contra sobre presiones.

La presión de salida de las estaciones para los clientes industriales depende de la presión requerida por sus equipos.

De acuerdo con la NOM-002-SECRE-1997, para las estaciones abastecidas con líneas de alta presión se deben instalar dos (2) elementos para la protección a la sobre presión, siendo uno de ellos necesariamente una válvula de cierre rápido (Slam Shut Off) accionada por la sobre presión registrada aguas abajo del regulador. El mecanismo de seguridad de la válvula Slam Shut Off debe tener un tiempo de cierre menor que 0,5 seg.

Los dispositivos de seguridad (válvula Slam Shut Off, regulador monitor u otro dispositivo aprobado por IGASEMEX) pueden estar incorporados en el regulador; en tal caso, todos los elementos móviles deben ser independientes de los del regulador.

Para la selección e instalación de estos equipos se deben tener las siguientes consideraciones:

- Se debe garantizar que el equipo de seguridad no quede fuera del servicio por error de maniobra en sus elementos de control o por bypass.
- El sistema de protección contra sobre presión estará acorde con las presiones máximas de operación permisible establecidas en la NOM-002-SECRE-1997 y los equipos instalados aguas abajo.

d) MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS.

Se colocará un medidor de acuerdo con los caudales o flujos requeridos para satisfacer las demandas energéticas de la instalación, con una precisión de uno por ciento (1%) en el rango de medición. Estos podrán ser de diafragma, de tipo rotativo o de tipo turbina. Su selección está sujeta a los consumos máximos y mínimos y la rangeabilidad del medidor.

C) LINEAS DE DISTRIBUCIÓN INTERIOR DE LA FÁBRICA.

- **INSTALACION DE TUBERÍA Y ACCESORIOS**

Para esto se deberá tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- * Los puntos de consumo enunciando el tipo de equipo: son 5 quemadores tipo inspirador.
- * Potencia requerida para el equipo: se requiere una presión de 2 bar o 2 Kg/cm².
- * Volumen de gas requerido en condiciones estándar, de cada uno de los puntos de consumo, el cual es de 51.3 pie³/h.
- * Ubicación de válvulas indicando longitudes, diámetros y especificaciones de las tuberías. Estos se muestran en la figura 3.2.

- **MODIFICACIONES A LAS LINEAS DE DISTRIBUCIÓN,**

Cuando el cliente necesite realizar modificaciones en sus instalaciones, deberá notificar a IGASAMEX la cual, de considerarlo necesario, realizarán las pruebas del caso a cargo del cliente. En cualquier caso, todas las modificaciones a la instalación interna deben ser sometidas, previamente, a la consideración de IGASAMEX. Toda modificación en el tamaño, capacidad total, o método de operación del equipamiento del usuario deberá tener aprobación por escrito de IGASAMEX.. Las modificaciones a la instalación se harán siempre con cargo al cliente.

- **INSPECCIÓN**

IGASEMEX. Inspeccionarán las instalaciones internas periódicamente y a intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del cliente, consultando las normas técnicas y de seguridad. Realizará pruebas de hermeticidad, escapes y funcionamiento, a fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y demás normas vigentes y de los contratos que se suscriban con el cliente. El costo de las pruebas que se requieran, estarán a cargo del cliente.

- **VÁLVULAS DE CORTE.**

Las válvulas de corte serán de cierre rápido mediante el giro del maneral en un cuarto de vuelta y debe poseer un sistema de indicación de posición. En cada punto de salida de la instalación destinada a la conexión de los equipos deberá colocarse una válvula de corte. Estas válvulas se localizarán en lugares de fácil acceso que no requieran la utilización de otros elementos para operarlas (escaleras, etc.) y que su nivel de accesibilidad sea tal que no necesite abrir puertas mediante la utilización de llaves.

- **MANEJO DE EMERGENCIAS**

Antes de la puesta en servicio, los clientes deberán elaborar un documento en el que se estipule el manejo de emergencias suscitadas por las fugas o conflagración del gas u otras originadas en los procesos que puedan afectar la instalación de gas. Igualmente deben disponer de un equipo de personas capacitadas y entrenadas para responder ágilmente ante dichas situaciones de riesgo.

- **AISLAMIENTO ELÉCTRICO**

Cuando la instalación interna sea construida con tubería metálica ésta deberá aislarse eléctricamente de otras estructuras metálicas mediante juntas aislantes.

- **PUESTA A TIERRA**

Toda porción de tubería, aguas arriba de la válvula de corte, por encima del terreno, deberá ser continua eléctricamente y estar protegida mediante conexión a cualquier electrodo de puesta a tierra. En ningún caso la tubería será utilizada como electrodo de puesta a tierra.

3.2.2 UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA.

Para la ubicación de las estaciones de regulación de los clientes de la industria se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones: Accesibilidad al terreno, debe ser localizada lo más cerca que sea posible al límite de la propiedad con la vía pública y deberá tener, preferiblemente, acceso independiente, las características del terreno para minimizar los riesgos naturales, Zonas de riesgo (choque vehicular, puntos de ignición), separación a redes eléctricas y otras líneas de servicio.

3.2.3 CONSIDERACIONES ACERCA DEL ESPACIO DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN

El área de la estación debe ser adecuada para realizar mantenimiento y tener los accesos suficientes para su correcta operación en casos de emergencia, la instalación de las estaciones de regulación debe tener una malla u otro tipo de cerramiento para garantizar la adecuada seguridad de los equipos, el equipo debe estar a una distancia suficiente del cerramiento de seguridad para prevenir manipulaciones indeseables desde el exterior y permitir las labores de mantenimiento, debe existir un aviso permanente ubicado en la parte externa de la estación, con mensajes de **"PROHIBIDA LA ENTRADA"**, **"PELIGRO"**, **"NO FUME"**, donde sea necesario, los equipos deben estar protegidos con barreras de seguridad, para evitar que sean golpeados por los vehículos.

3.2.4 MANEJO DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN. (Ref. Internet 2)

Sólo tendrá acceso a las estaciones de regulación el personal autorizado del cliente y de IGASAMEX, el personal de IGASAMEX. Podrá realizar visitas programadas con 24 horas de anticipación. Sin embargo, en casos de emergencia, el cliente tendrá que permitir el acceso del personal de operación, el personal de IGASAMEX. Encargado del mantenimiento estará identificado con carné de la empresa, las llaves de acceso a la estación deben permanecer en el sitio y sólo en manos del personal autorizado.

- **MEDICIÓN Y EQUIPOS DE MEDICIÓN.**

El distribuidor o el comercializador deberán instalar y mantener un medidor o dispositivo de medición para el servicio. El medidor estará ubicado en un lugar accesible para su lectura, salvo que se instalen dispositivos que permitan su lectura remota.

El distribuidor o el comercializador seleccionarán los tipos y características del equipo de medición. Deberá proporcionar medidores que brinden registros precisos y adecuados a los efectos de la facturación y efectuar la revisión y calibración de dichos equipos, como máximo cada cinco años. Cuando el equipo sea a su cargo, el usuario podrá sugerir una marca de medidor diferente, la cual solo podrá ser rechazada por razones técnicas o por falta de homologación.

- **AJUSTE Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN**

Cada parte tendrá derecho a estar presente en el momento de instalación, lectura, limpieza, cambio, reparación, inspección, comprobación, calibración o ajuste efectuados al equipo de medición involucrado en la facturación. Las lecturas del equipo de medición para efectos de facturación serán tomadas por el comercializador; el usuario podrá llevar los registros que considere necesarios.

- **COMPROBACIÓN DE MEDICIÓN Y EQUIPO DE MEDICIÓN**

La exactitud de los equipos de medición será verificada por el distribuidor o el comercializador a intervalos razonables, como máximo cada cinco años, y de ser solicitada, en presencia de representantes del usuario. En caso de que el usuario solicite una comprobación especial de cualquier equipo, las partes cooperarán para garantizar una inmediata verificación de la exactitud de tal equipo. El gasto de tales comprobaciones especiales correrá por cuenta del usuario.

Si, al efectuarse la comprobación, se encontrare que cualquier medidor o equipo de medición fuera inexacto en un dos por ciento (2%) o más, por exceso o por defecto, el equipo será ajustado para el volumen de gas entregado y calibrado. El distribuidor o el comercializador y el usuario podrán acordar que el medidor será calibrado cuando presente un margen de error menor al aquí establecido, o se podrá hacer un ajuste en la facturación mediante la utilización de factores de corrección hasta que se efectúe la calibración.

- CONSUMO

La cantidad de gas registrada por el medidor sujeta a las correcciones aplicables por presión, temperatura, calidad del gas, y del medidor, será definitiva y concluyente para los efectos de facturación. Se tomarán los valores oficiales de temperatura y altura.

Los volúmenes registrados en los medidores serán corregidos a condiciones de referencia de presión y temperatura, salvo que el medidor utilizado tenga incorporados los mecanismos para realizar en forma automática tales correcciones.

- FACTURACIÓN

En caso de facturar el gas en volumen, este debe expresarse en pies cúbicos a temperatura de 15.56 grados centígrados, y a una presión atmosférica absoluta de 1,01325 bar. En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calórico de 37 253 kJ/m³, (1 000 btu/pies³). El cargo por pie cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de pies cúbicos de gas entregado por el poder calórico del gas entregado expresado en BTU.

3.2.5 DESCRIPCION DEL EQUIPO UTILIZADO (Ref. Internet 2).

- FILTROS.

Debe instalarse como mínimo un filtro aguas arriba del (los) regulador(es) para garantizar el buen funcionamiento de estos equipos.

El filtro deberá estar provisto de una tapa superior que permita retirar el elemento filtrante. Adicionalmente, deberá estar previsto de un manómetro diferencial incorporado que permita detectar cuándo el filtro está tapado (clog detector). El sistema de cierre de la tapa superior deberá ser por medio de espárragos o clamps que garanticen que no van a presentarse fugas de gas. El filtro deberá incluir una válvula de purga (bleed) para poder desalojar el gas y permitir el cambio del elemento filtrante y la limpieza interna del filtro. La eficiencia de los filtros deberá ser tal que éstos permitan remover por lo menos el 95% en peso de todas las partículas sólidas presentes en el gas.

FIGURA 3.7



- REGULADOR DE PRESIÓN

Características para su selección:

- ◆ Los cuerpos, las cámaras de los diafragmas y tornillos de los reguladores deben ser seleccionados teniendo en cuenta la máxima presión y las variaciones de temperatura bajo condiciones de falla.
- ◆ Los reguladores deben ser seleccionados tomando como base el máximo valor del caudal, y la mínima presión de entrada.
- ◆ Para las diferentes condiciones de presión de entrada y caudal requerido, el regulador garantizará la presión de salida especificada.
- ◆ La información sobre la capacidad, rangeabilidad, cierre, mínima y máxima presión diferencial y nivel de ruido, deben ser aportados por el proveedor de los reguladores bajo varias condiciones de operación.
- ◆ Los elastómeros flexibles deben ser resistentes a la abrasión y retornar a su forma natural después de largos períodos de deformación.
- ◆ Los reguladores de presión deberán ser directa o indirectamente autoaccionados. No se permitirán válvulas de control de presión o reguladores controlados por medio de sistemas eléctricos o electrónicos, servomotores o válvulas de control accionadas por medio de actuadores.
- ◆ La precisión de los reguladores de presión deberá tener una variación máxima de $\pm 2,5\%$ del valor de ajuste (set point) para todo el rango especificado de temperaturas de operación, capacidades y presiones de entrada.

Partes principales del regulador:

1. Cuerpo.
2. Válvula de admisión.
3. Conexión articulada entre la válvula de admisión y el diafragma.
4. Diafragma.
5. Resorte de ajuste de la presión de salida.
6. Resorte de ajuste de la válvula de relevo de presión.
7. Ventila.

Debe llevarse acabo un programa continuo de inspección y reparación de reguladores para garantizar una operación segura y eficiente de estos equipos.

FIGURA 3.8



- MEDIDOR DE FLUJO.

Es un medidor rotatorio con corrector electrónico de volumen. Estos medidores dependen de dos lóbulos en forma de ocho. Los lóbulos giran al pasar el gas natural, de manera que, durante su rotación, cada uno de ellos aísla entre él y el cuerpo un volumen fijo de gas, que contadores rotativos son adecuados para controlar caudales importantes de gas, por ello su aplicación industrial.

FIGURA 3.9



- VALVULAS.

ESPECIFICACIONES DE LAS VÁLVULAS DE CORTE

1. Válvulas para derivación de acometida desde la línea de polietileno o red matriz.

Estas válvulas deberán ser de tipo bola, de cierre rápido mediante el giro del maneral en un cuarto de vuelta, de paso completo (full bore), de entrada superior (top entry), ANSI 300, con doble muñón (double trunnion). En general, deberán cumplir con los requerimientos establecidos en la norma API 6D y poseer el respectivo estampe.

FIGURA 3.10



2. Válvulas de Bloqueo.

Las válvulas de bloqueo deberán disponer de doble bloqueo y purga (double block and bleed), deberán permitir el cambio de los sellos del vástago estando a la presión de la línea y en posición cerrada.

Los materiales deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

TABLA 3.1

Material del cuerpo:	Acero al carbono forjado, ASTM A-105, ASTM A 350 grado LF2 o fundición de acero ASTM A-216, grado WCB.
Material del vástago:	Acero inoxidable AISI 410.
Material de la bola:	Acero al carbono AISI 4140, ASTM A-105, con recubrimiento superficial de cromo o níquel electrolítico, o acero inoxidable AISI 304 o similar.
Material de los asientos:	Acero al carbón AISI 1018, ASTM A-105 o similar.
Material de los sellos:	Vitón o similar.
Conexiones:	Welding End x Welding End y de acuerdo con la norma ANSI B16.5.
Operación:	A palanca para diámetros nominales menores o iguales a 6" y con volante y reductor sin fin corona para diámetros mayores.

FIGURA 3.11



3. Válvulas Slam Shut Off.

Los dispositivos de seguridad de cierre rápido "Slam Shut Off" deberán ser del tipo fallo a cerrado (fail to close), con mecanismos de cierre accionados por resorte, diafragma o piloto. El sistema de cierre deberá ser del tipo directa o indirectamente autoaccionado.

Los dispositivos de seguridad "Slam Shut Off" deberán ser de restauración (reset) manual, de modo tal que si éstos se cierran, sea necesaria la intervención de un operario. La restauración de los dispositivos de cierre rápido deberá poderse realizar manualmente, sin necesidad de desmontar el dispositivo de la línea o interrumpir el flujo de gas.

Los dispositivos "Slam Shut Off" deberán poseer un indicador de posición en la parte superior de los mismos.

No se permitirán dispositivos de seguridad de cierre rápido accionados eléctricamente por medio de solenoides, servomotores o sistemas similares. La imprecisión del mecanismo de cierre de los dispositivos de seguridad "Slam Shut Off" deberá ser inferior al 2% del valor de ajuste (set point) y deberá tener un tiempo máximo de respuesta inferior a 0,5 segundos.

FIGURA 3.12



- BRIDAS.

Para las estaciones de regulación que van instaladas en la línea de acero, las bridas deberán fabricarse en acero al carbono forjado, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la norma ASTM A-105, clase 300, cara levantada "Raised face", y dimensiones según la norma ANSI B 16.5. Las estaciones de regulación que van instaladas en la línea de polietileno deberán ser clase compatible con las presiones de operación.

Se recomienda:

Brida de cuello para soldar de acero al carbón ASTM-A-105-GR, DE 150 ANSI, de 2" D.N.

Empaquetadura tipo garlock asbesto para brida de 2" D.N.

Espárragos de acero de aleación ASTM-A-193, grado B-7, con tuercas exagonales cada una de acero al carbón especificaciones ASTM-A-194, grado 2H de 5/3" x 3-1/2". Ced. 40

FIGURA 3.13



- ACCESORIOS DE TUBERIA PARA LA ESTACION DE REGULACION.

Todos los tipos de accesorios para tubería (codos, tees, reducciones, etc.), deberán fabricarse de acero al carbono forjado de acuerdo con los requerimientos establecidos en la norma ASTM A-234, grado WPB, de extremos biselados y dimensiones según la norma ANSI B16.9.

Todos los accesorios de tubería deberán ser fabricados, inspeccionados y probados de acuerdo con los requerimientos establecidos en la norma ASTM A-234. Como requerimientos suplementarios, el material para la fabricación de los elementos deberá someterse a análisis químico y a pruebas de tensión para verificar el cumplimiento de la norma.

Se recomienda:

TEE RECTA, para soldar de acero al carbón ASTM-A-234-GR-WPV de 2" x 2" x 2". Ced. 40.

REDUCCIÓN CONCENTRICA. Para soldar de acero al carbón especificaciones ASTM-A-234-GR-WPB de 2" x 1". Ced. 40.

FIGURA 3.14



- TUBERIA INTERIOR.

Para las instalaciones de aprovechamiento de gas natural, por reglamento es obligatorio el utilizar tuberías de materiales y características autorizadas por la Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-1997.

Para la conducción de gas en baja presión regulada, pueden utilizarse los siguientes materiales:

- ◆ Cobre rígido “L”, con conexiones tipo “L”, unidas con soldadura con punto de fusión no menor a 489 K.
- ◆ Acero negro o galvanizado cédula 40, con o sin costura y conexiones en hierro maleable para 101.325 kPa. Con uniones selladas mediante productos resistentes a la acción del gas.
- ◆ Para rizados, cobre flexible tipo “L” con conexiones tipo asiento de compresión (avellanado).

TABLA 3.2

TUBERIAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
POLIETILENO	<ul style="list-style-type: none"> -Es económico. -Fácil de soldar. -Menores costos en instalación, mantenimiento y operación. -Facilidad de instalación y manipuleo. -No es atacada en ninguna forma de corrosión. -Resistente a movimientos sísmicos. -Vida útil, mínimo 50 años a 20 °C. -Es seguro 	<ul style="list-style-type: none"> -Sólo se usa para presiones inferiores a 6 Bar. -Es recomendable para lugares en donde la temperatura es menor a 50 °C. -No puede estar al aire libre, debe ser enterrado.
ACERO	<ul style="list-style-type: none"> -Se puede usar para presiones altas y medias. -Fácil de soldar. -Puede estar al aire libre. -Facilidad de instalación y manipuleo. -Larga vida útil. -Resistente al altas temperaturas. -Es seguro. 	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor costo. -Mayores costos de construcción y mantenimiento. -Requiere de revestimiento y protección catódica.
COBRE	<ul style="list-style-type: none"> -Fácil de soldar. -Requieren de menor mantenimiento. -Larga vida útil. -Son compactas y de menor peso. 	<ul style="list-style-type: none"> -Sólo se puede usar para presiones inferiores a 6 Bar. -Mayor costo.

- MANOMETROS.

Especificaciones técnicas de los Manómetros

Los indicadores de presión deberán cumplir con los siguientes requerimientos:
Aptos para la intemperie, cuadrante diámetro 4", escala indicada en bar, fondo blanco, escritura en negro y estar provisto de tapón fusible posterior de seguridad.

TABLA 3.3

Precisión:	0,5% para cualquier valor de la escala, de acuerdo con la norma ASME B40.1, Grado 2A.
Tipo:	Bourdon sin costura
Rango de presión:	1,3 veces el rango de operación mínimo.
Material de la carcaza:	Aluminio con recubrimiento epóxico.
Material de los internos:	Acero inoxidable..
Material del visor:	Vidrio.
Conexión:	½" NPT.

Los medidores de presión deberán tener amortiguadores de pulsaciones, y deberán estar provistos con válvulas de aislamiento y de purga, además la aguja deberá estar embebida en glicerina.

Los de tipo presión diferencial estarán provistos con aguja de arrastre para indicar el máximo valor alcanzado.

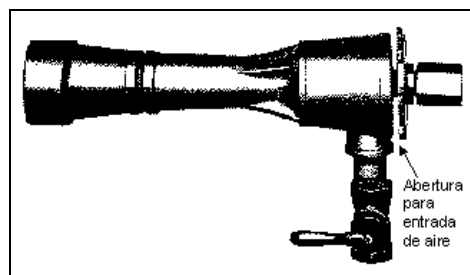
Para ambos casos se debe presentar el certificado de calibración emitido por el fabricante.

FIGURA 3.15



- QUEMADOR TIPO INSPIRADOR DE BAJA PRESIÓN.

FIGURA 3.16



El Gas Metano en estos quemadores ingresa previamente regulado y el efecto venturí succiona la cantidad de aire necesaria de acuerdo a la presión regulada de gas.

3.2.6 PROGRAMA DE INVERSIONES.

El valor estimado de inversión es de \$ 10,000. USD, dicha cantidad es proporcionada por la empresa IGASEMEX, esta empresa manifiesta este valor estimado en base a los datos de la solicitud, tomando como referencia:

- a) las condiciones de operación actuales.
- b) La ubicación de la empresa, con respecto al gasoducto, para tal propósito se envió vía correo electrónico y vía fax, un esquema de las dimensiones de la empresa.

El presupuesto de inversión fue corroborado con la empresa, MINERIA EMPRESARIAL S.A. DE C.V., ubicada en Norte 12, No. 220, Tercera etapa, Cd. Industrial en Morelia Estado de Michoacán. La cual realizó la construcción del ramal interior para transportar gas natural en Enero del 2001. Esta empresa proporciono el presupuesto realizado por la empresa CONSTRUCCIONES PAGO, S.A. DE C.V. ubicada en Av. Río San Joaquín No. 742, Col. 10 de Abril. México D.F.

El empresario tiene la posibilidad de contratar una empresa diferente para realizar la instalación del ramal interior, tal como lo realizó la empresa MINERIA EMPRESARIAL. Siendo responsabilidad única de la empresa IGASEMEX de instalar la Acometida interior, así como la estación de regulación y medida. Se puede llegar al acuerdo de que esta última empresa, instale toda la infraestructura.

PRESUPUESTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL RAMAL INTERIOR.

TABLA 3.4

CANT.	UNIDAD	CONCEPTO	IMPORTE \$ USD.
5	PIEZAS	QUEMADORES Y VALVULAS.	\$ 595.0
37.5	M	SUMINISTRO DE TUBERIA DE ACERO AL CARBON API-STD-GRADO "B" CED. 40 DE 2" D.N. SIN COSTURA INCLUYE TRASLADO, MANEJO, LIMPIEZA, CORTES Y NIVELACION	\$ 624.0
1	PIEZA	SUMINISTRO E INSTALACION DE VALVULA BOLA BRINDA, CARA REALIZADA R.F. CONFORME ANSI B-16.5 CUERPO INTERIOR DE ACERO FUNDIDO DE ACUERDO A ESPECIFICACIONES ASTM-A-216 GRADO WCB OPERADA CON MANERAL 150 ANSI DE 2" D.N.	\$ 168.0
5	PIEZA	SUMINISTRO DE TEE RECTA PARA SOLDAR DE ACERO AL CARBON ASTM-A-234-GR-WPB DE 2" X 2" X 2". CED. 40	\$ 72.0
11	PIEZA	SUMINISTRO E INSTALACION DE CODO DE 90 SOLDABLE DE 2" R.L. CED. 40	\$ 54.0
TOTAL			\$ 1,513.0

PRESUPUESTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA ACOMETIDA INTERIOR, Y LA ESTACION DE REGULACIÓN Y MEDIDA.

TABLA 3.5

CANT.	UNIDAD	CONCEPTO	IMPORTE \$ USD.
17	M	SUMINISTRO DE TUBERIA DE ACERO AL CARBON API-STD-GRADO "B" CED. 40 DE 2" D.N. SIN COSTURA INCLUYE TRASLADO , MANEJO, LIMPIEZA, CORTES Y NIVELACION	\$ 446.0
3	PIEZA	SUMINISTRO DE VALVULA DE BLOQUEO BRINDA, CARA REALIZADA R.F. CONFORME ANSI B-16.5 CUERPO INTERIOR DE ACERO FUNDIDO DE ACUERDO A ESPECIFICACIONES ASTM-A-216 GRADO WCB OPERADA CON MANERAL 150 ANSI DE 2" D.N.	\$ 509.0
11	PIEZA	SUMINISTRO DE BRIDAD E CUELLO PARA SOLDAR DE ACERO ALCARBON ASTM-A-105-GR. DE 150 ANSI. DE 2" D.N	\$ 169.0
3	PIEZA	MANOMETRO	\$ 169.0
3	PIEZA	SUMINISTRO DE TEE RECTA PARA SOLDAR DE ACERO AL CARBON ASTM-A-234-GR-WPB DE 2" X 2" X 2". CED. 40	\$ 43
2	PIEZA	SUMINISTRO DE REDUCCION CONCENTRICA PARA SOLDAR DE ACERO AL CARBON ESPECIFICACIONES ASTM-A-234-GR-WPB- DE 2" X 1". CED.40	\$ 13
1	PIEZA	REGULADOR	\$ 640
1	PIEZA	MEDIDOR DE FLUJO	\$ 2000
1	PIEZA	FILTRO	\$ 650
5	PIEZA	SUMINISTRO E INSTALACION DE CODO DE 90 SOLDABLE DE 2" R.L. CED. 40	\$ 34
11	PIEZA	ESPARRAGOS DE ACERO DE ALINEACION DE ASTM-A-193.GRADO B-7, CON TUERCAS EXAGONALES CADA UNA DE ACERO AL CARBON ESPECIFICACIONES ASTM-A-194, GRADO 2H DE 5/8" X 3-1/2"	\$ 22
1	PIEZA	VALVULA DE SEGURIDAD	\$ 561
TOTAL			\$ 5,228.0

OTROS ACCESORIOS E INSTALACION.

TABLA 3.6

CANT.	UNIDAD	CONCEPTO	IMPORTE \$ USD.
1	LOTE	PRUEBA NEUMATICA EN TUBERIA DE 2" D.N. DURANTE 24 HORAS A LA PRESION DE 20KG/CM2 CON ENTREGA DE RESULTADOS.	\$ 240.0
1	M	TRAZO , NIVELACIÓN Y ESCAVACIÓN.	\$ 131.0
1	LOTE	SOLDADURA ATOPE BISELADO Y ALINEADO DE TUBERIA DE 2" D.N	\$ 510.0
52.5	22.5	PROTECCION ANTI CORROSIVA A BASE DE CINTA POLIKEN 955 A TUBERIA NUEVA DE 2"D.N	\$ 445.0
1	LOTE	INSTALACIÓN	\$ 1,423.0
1	LOTE	DISTEMEN DE LA RED INTERNA	\$ 510.0
TOTAL			\$ 3,259.0

PRESUPUESTO TOTAL:

TABLA 3.7

CONCEPTO	IMPORTE. \$ USD.
ACOMETIDA INTERIOR, ESTACION DE REGULACION Y MEDIDA.	\$ 5,228.0
RAMAL DE DISTRIBUCIÓN INTERIOR	\$ 1,513.0
OTROS	\$ 3,259.0
TOTAL	\$ 10,000.0

CAPITULO IV

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA DE INVERSIÓN

4. EVALUACION ECONÓMICA DE LA PROPUESTA DE INVERSIÓN.

Para lograr la conversión a gas natural, es necesaria una infraestructura a invertir estimada en \$ 10,000. dólares, para la adquisición e instalación de equipo, mismos que comprenden la acometida interior, la estación de regulación y medida y líneas de distribución interior.

4.1. COSTOS DEL SISTEMA ACTUAL DE COMBUSTIÓN DE GAS L.P.

La empresa “PASADORES PUPY” que se encuentra en operación, dedicada a la producción de pasadores metálicos para el pelo, en beneficio de la cultura de belleza femenina. Mantiene una jornada de trabajo de ocho horas diarias, durante 5 días a la semana, en las cuales produce un total de 12,600 cajitas de 30 gramos de contenido neto de pasadores para el pelo.

PRODUCCIÓN.

TABLA 4.1

	NO. CAJITAS DE	NO. DE DIAS	NO. CAJITAS DE
PRODUCTO TERMINADO.	30 GRS./ DIA	AL AÑO	30 GRS/AÑO
CAJITAS DE PAPEL CARTON CON CONTENIDO NETO ENVASADO DE 30 GRS. DE PASADORES METALICOS PARA EL PELO.	12,600	250	3,150,000

Dicha empresa, para la obtención del producto terminado, durante su proceso industrial anual, se requiere del consumo de energía de 512.94 MMBTU (millones de BTU).

NECESIDADES DE CONSUMO DE ENERGIA MMBTU/MES AÑO

TABLA 4.2

MESES	DIAS/MES	CONSUMO ENERGIA MMBTU/DIA	CONSUMO ENERGIA MMBTU/MES-AÑO
ENERO	21	2.052	43.09
FEBRERO	20	2.052	41.04
MARZO	19	2.052	38.98
ABRIL	21	2.052	43.09
MAYO	21	2.052	43.09
JUNIO	22	2.052	45.14
JULIO	21	2.052	43.09
AGOSTO	24	2.052	49.24
SEPTIEMBRE	20	2.052	41.04
OCTUBRE	20	2.052	41.04
NOVIEMBRE	20	2.052	41.04
DICIEMBRE	21	2.052	43.09
TOTAL	250		512.94

Actualmente para cubrir las necesidades de consumo de energía anual de 512,94 MMBTU, esta utilizando gas L.P. teniendo un consumo diario de 80 lts de este insumo, que multiplicado por 250 días del año trabajados, se tiene un consumo de 20,000 litros de gas L.p. con un costo por litro de \$ 0.44245 dólares por litro de gas L.P. con un costo total anual de \$ 8,849.06 dólares.

DINAMICA DE TRABAJO AL AÑO.

TABLA 4.3

MESES	DIAS/MES	COSTO/DIA	COSTO/MES-AÑO
		US \$DLL	US \$DLL
ENERO	21	35.396	743.32
FEBRERO	20	35.396	707.92
MARZO	19	35.396	672.53
ABRIL	21	35.396	743.32
MAYO	21	35.396	743.32
JUNIO	22	35.396	778.72
JULIO	21	35.396	743.32
AGOSTO	24	35.396	849.51
SEPTIEMBRE	20	35.396	707.92
OCTUBRE	20	35.396	707.92
NOVIEMBRE	20	35.396	707.92
DICIEMBRE	21	35.396	743.32
COSTO TOTAL ANUAL GAS LP	250		8,849.06

En la siguiente tabla se muestra el costo en moneda nacional del gas L.P. \$ 4.69 del mes de Agosto del 2005, el cual fue consultado en el índice de precios que publica PEMEX, para el estado de Michoacán.

GAS L.P.

TABLA 4.4

CONSUMO Lts/DIA	80.00
PRECIO \$/Lt	\$ 4.69
TIPO DE CAMBIO US \$ DOLLAR	\$10.60
P. CALORIFICO MMBTU/LTS	0.0256
CANTIDAD DE ENERGIA EN MMBTU/DIA	2.052
PRECIO \$ USD/MMBTU	\$ 17.25
COSTO \$ USD/DIA	\$ 35.396
COSTO EN MONEDA NACIONAL \$/DIA	\$ 375.20

4.2 COSTOS DEL NUEVO SISTEMA DE COMBUSTIÓN DEL GAS NATURAL.

El uso de este combustible podrá cubrir la necesidad de energía de 512.94 MMBTU por año, con un volumen de 512,940. pies cúbicos de gas natural, la ventaja es el costo de \$ 7.7351 dólares por MMBTU. Teniendo un costo anual de \$ 3,967.69 dólares.

PROPUESTA COSTO ANUAL UTILIZANDO GAS NATURAL.

DINAMICA DE TRABAJO AL AÑO.

TABLA 4.5

MESES	DIAS/MES	COSTO/DIA	COSTO/MES-AÑO
		\$ USD	\$ USD
ENERO	21	15.87	333.29
FEBRERO	20	15.87	317.42
MARZO	19	15.87	301.54
ABRIL	21	15.87	333.29
MAYO	21	15.87	333.29
JUNIO	22	15.87	349.16
JULIO	21	15.87	333.29
AGOSTO	24	15.87	380.90
SEPTIEMBRE	20	15.87	317.42
OCTUBRE	20	15.87	317.42
NOVIEMBRE	20	15.87	317.42
DICIEMBRE	21	15.87	333.29
COSTO TOTAL ANUAL GAS NATURAL	250		3,967.69

La siguiente tabla muestra la necesidad de energía por día 2.052 MMBTU y a la vez la cantidad de pies cúbicos de gas natural necesarios para producirla.

GAS NATURAL.

TABLA 4.6

CONSUMO ENERGIA MMBTU/DIA	2.052
P. CALORIFICO MMBTU/PIE ³	0.0010
CONSUMO PIES ³ /DIA	2,052
PRECIO \$ USD/GCAL	\$ 30.70
PRECIO \$ USD/MMBTU	\$ 7.74
COSTO \$ USD /DIA	\$ 15.87
COSTO MONEDA NACIONAL /DIA \$	\$ 168.23

(Ref. Bibliográfica 3)

4.3 AHORROS DE ENERGIA Y DE RECURSOS ECONOMICOS CON EL NUEVO SISTEMA DE COMBUSTIÓN DE GAS NATURAL.

Al llevarse acabo la conversión del sistema de combustión de gas l.p. al de gas natural, no se manifiesta ningún ahorro de energía, debido a que la misma cantidad de energía que la empresa consume con el gas l.p. que es 512.94 MMBTU por año, es la misma cantidad de energía que debe satisfacer el gas natural.

La diferencia en los costos de los dos sistemas de combustión, generan un ahorro de recursos económicos, mismo que se detalla de la manera siguiente.

AHORRO DE COSTOS OPERACIONALES.

Dado que el costo de operación del gas l.p es de \$ 8,849.06 USD. por año y el costo de operación del gas natural es de \$ 3,967.69 USD por año, el hecho de que la empresa invierta en el sistema de gas natural sustituyendo al gas l.p., significara un ahorro de costos operacionales marginal de \$ 4,881.37 USD por año.

4.3.1 VALOR ACTUAL DE COSTOS DE GAS L.P. (Ref. bibliográfica 5)

Utilizando el sistema de combustión del gas L.P. no se necesita invertir, manteniéndose así el costo de \$ 8,849.06 USD. del combustible al año. Si se traen a valor presente los costos correspondientes a los próximos 10 años, ajustado por el ahorro de impuestos a la tasa del 15% anual, y tasa de retorno mínima atractiva (TREMA) del 20% se obtiene un VAC (valor actual de costos) de (\$ 31,534.52).

$$VAC = S + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VAC = Valor actual de los costos.

S = Inversión inicial.

F_n = Flujo de efectivo neto del periodo t.

i = Tasa de recuperación mínima atractiva.

n = Número de períodos de vida del proyecto.

TABLA 4.7

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	-----	AÑO 10
Costo adquisición Gas Licuado L.P.		(8,849.06)	-----	(8,849.06)
Resultado antes de impuestos		(8,849.06)	-----	(8,849.06)
Ahorro de impuestos 15%		1327.36	-----	1327.36
Resultado después de impuestos		(7,521.70)	-----	(7,521.70)
Flujo neto	0	(7,521.70)	-----	(7,521.70)
VAC 20%	(\$31,535)			

TABLA 4.8

AÑO	FLUJO	FACTOR DE ACTUALIZACION	FLUJO ACTUALIZADO
		20%	
0	-	1.0000	-
1	(7,521.70)	0.83333	(6,268.08)
2	(7,521.70)	0.69444	(5,223.40)
3	(7,521.70)	0.57870	(4,352.84)
4	(7,521.70)	0.48225	(3,627.36)
5	(7,521.70)	0.40188	(3,022.80)
6	(7,521.70)	0.33490	(2,519.00)
7	(7,521.70)	0.27908	(2,099.17)
8	(7,521.70)	0.23257	(1,749.31)
9	(7,521.70)	0.19381	(1,457.76)
10	(7,521.70)	0.16151	(1,214.80)
		VAC AL 20% =	(31,534.52)

4.3.2 VALOR ACTUAL DE COSTOS DE GAS NATURAL.

Utilizando el sistema de combustión de gas natural, es necesario invertir \$ 10,000 USD en el periodo cero, depreciables a 10 años y se tendría un costo anual de \$ 3,967.69 USD del combustible, incorporando un ahorro tributario correspondiente al 15% y se descuentan los flujos de costos de 10 años al 20% de TREMA, se obtiene un VAC de (\$ 23,510.41). Es considerado el mayor valor de depreciación de la tabla 4.16 para todas las anualidades.

$$VAC = S + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VAC = Valor actual de los costos.

S = Inversión inicial.

F_n = Flujo de efectivo neto del periodo t.

i = Tasa de recuperación mínima atractiva.

n = Número de períodos de vida del proyecto.

TABLA 4.9

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	-----	AÑO 10
Costo adquisición Gas Natural.		(3,967.69)	-----	(3,967.69)
Depreciación equipo		(1,000.00)	-----	(1,000.00)
Resultado antes de impuestos		(4,967.69)	-----	(4,967.69)
Ahorro de impuestos 15%		745.15	-----	745.15
Resultado después de impuestos		(4,222.54)	-----	(4,222.54)
Depreciación equipo		1,000.00	-----	1,000.00
Compra de equipo	(10000.00)			
Flujo neto	(10000.00)	(3,222.54)	-----	(3,222.54)
VAC 20%	(\$23,510)			

TABLA 4.10

AÑO	FLUJO	FACTOR DE ACTUALIZACION	FLUJO ACTUALIZADO
		i = 20%	
0	(10,000)	1.0000	(10,000.00)
1	(3,222.54)	0.83333	(2,685.45)
2	(3,222.54)	0.69444	(2,237.88)
3	(3,222.54)	0.57870	(1,864.90)
4	(3,222.54)	0.48225	(1,554.08)
5	(3,222.54)	0.40188	(1,295.07)
6	(3,222.54)	0.33490	(1,079.22)
7	(3,222.54)	0.27908	(899.35)
8	(3,222.54)	0.23257	(749.46)
9	(3,222.54)	0.19381	(624.55)
10	(3,222.54)	0.16151	(520.46)
		VAC AL 20% =	(23,510.41)

A partir de los resultados obtenidos:

TABLA 4.11

CONCEPTO	VALOR ACTUAL DE COSTO.
Utilizando gas l.p.	(\$ 31,534.52)
Utilizando gas natural.	(\$ 23,510.41)

En términos de costos, es mas barato utilizar gas natural que gas l.p. en un 25.44 por ciento.

4.4. RECUPERACION DE LA INVERSIÓN.

4.4.1 MÉTODO DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN).

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado. (Ref. Bibliográfica 4)

El flujo incremental del presente proyecto tiene como objeto establecer la magnitud marginal que tiene el flujo de caja con respecto a la utilización de uno u otro gas, lo cual establece el cambio financiero que experimentara la empresa.

Dado que los costos adquisición de gas natural es de \$ 3,967.67 USD y los costos de adquisición de gas l.p. es de 8,849.06 USD por año. El hecho de que la empresa cambie de consumo de gas l.p. a gas natural significa que ésta tiene ahorro de costos operacionales marginales de \$ 4,881.37 USD por periodo. Por otra parte al realizar dicho cambio se hace necesario de un desembolso adicional de \$ 10,000 USD, lo que no ocurre en la forma como esta operando actualmente la planta. Sin embargo el

Valor Presente del Ahorro en Costos operacionales compensa la inversión que esta alternativa requiere. Es por ello que en términos de beneficios netos totales de \$8,024. USD, considerando un periodo de 10 años. De donde se deduce que dicho resultado es igual al ahorro resultante de la diferencia de los valores actuales de los costos de ambas alternativas.

TABLA 4.12

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	-----	AÑO 10
Ahorro de costos operacionales		4,881.37	-----	4,881.37
Mayor costo por depreciación		(1,000.00)	-----	(1,000.00)
Resultado antes de impuestos		3,881.37	-----	3,881.37
Costo de impuestos 15%		(582.21)	-----	(582.21)
Resultado después de impuestos		3,299.16	-----	3,299.16
Mayor costo de depreciación		1,000.00	-----	1,000.00
Inversión incremental	(10,000.00)			
Flujo neto	(10,000.00)	4,299.16	-----	4,299.16
VPN 20%	\$8,024			

$$VPN = S + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto.

S = Inversión inicial.

F_n = Flujo de efectivo neto del periodo t.

i = Tasa de recuperación mínima atractiva.

n = Número de períodos de vida del proyecto.

TABLA 4.13

AÑO	FLUJO	FACTOR DE ACTUALIZACION	FLUJO ACTUALIZADO
		i = 20%	
0	(\$10,000)	1.0000	-10,000.00
1	4,299.16	0.83333	3,582.63
2	4,299.16	0.69444	2,985.53
3	4,299.16	0.57870	2,487.94
4	4,299.16	0.48225	2,073.28
5	4,299.16	0.40188	1,727.74
6	4,299.16	0.33490	1,439.78
7	4,299.16	0.27908	1,199.82
8	4,299.16	0.23257	999.85
9	4,299.16	0.19381	833.21
10	4,299.16	0.16151	694.34
		VPN AL 20% =	8,024.11

4.4.2 MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).

En términos económicos la tasa interna de rendimiento representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero. (Ref. Bibliográfica 6)

TABLA 4.14

		i=37%		i=42%	
Años	FNE	FA=1/(1+i) ⁿ	VPN1	FA=1/(1+i) ⁿ	VPN2
	0	0.37	0	42%	
0	-10000	1	-10000	1.0000	- 10,000.00
1	4299.16	0.7299	3138.07	0.7042	3,027.58
2	4299.16	0.5328	2290.56	0.4959	2,132.10
3	4299.16	0.3889	1671.94	0.3492	1,501.48
4	4299.16	0.2839	1220.40	0.2459	1,057.38
5	4299.16	0.2072	890.80	0.1732	744.63
6	4299.16	0.1512	650.22	0.1220	524.39
7	4299.16	0.1104	474.61	0.0859	369.29
8	4299.16	0.0806	346.43	0.0605	260.06
9	4299.16	0.0588	252.87	0.0426	183.14
10	4299.16	0.0429	184.58	0.0300	128.97
			1,120.49		- 70.98

Interpolando se encuentra la TIR, cuando VPN = 0.

$$TIR = i_1 + \left((i_2 - i_1) * \left(\frac{VPN_1}{(VPN_2 - VPN_1)} \right) \right)$$

$$TIR = 37 + \left((42 - 37) * \left(\frac{1,120.49}{(1,120.49 - (-70.98))} \right) \right) = 41.7021$$

$$TIR = 41.7021 \% = 42 \%$$

4.4.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

Se define como el tiempo en el cual los beneficios o utilidades anuales futuras cubren el monto de inversión. Se toma en cuenta los ahorros anuales de 4,299.16 USD. Restándosele a la inversión inicial y quedando un saldo en el año, a este último saldo se le resta el ahorro del siguiente año.

TABLA 4.15

Años	FNE	FA	EFFECTIVO (DOLARES)
0	-10000	-10000	
1	4299.16	-5700.84	
2	4299.16	-1401.68	
3	4299.16		2897.48
4	4299.16		7196.64
5	4299.16		11495.80
6	4299.16		15794.96
7	4299.16		20094.12
8	4299.16		24393.28
9	4299.16		28692.44
10	4299.16		32991.60

$$PRI = (N-1) - (FA_{n-1} / FNE_n)$$

$$PRI = (3-1) - (-1,401.68 / 4,299.16)$$

$$PRI = 2 + 0.3260 = 2.32 \text{ AÑOS.}$$

La inversión se recupera a los 2.32 años, o 2 años con 4 meses.

DEPRECIACION DEL EQUIPO.

TABLA 4.16

PERIODO	VALOR INICIAL	% DEPRECIACION	DEPRECIACION	SALDO
1	10,000	10%	1,000	9,000
2	9,000	10%	900	8,100
3	8,100	10%	810	7,290
4	7,290	10%	729	6,561
5	6,561	10%	656	5,905
6	5,905	10%	590	5,314
7	5,314	10%	531	4,783
8	4,783	10%	478	4,305
9	4,305	10%	430	3,874
10	3,874	10%	387	3,487

CAPITULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

El objetivo del presente análisis es realizar un comparativo entre los costos de operación por una parte utilizando gas L.P. y por otra parte el gas natural, así mismo se determinan los ahorros que se obtendrán durante un periodo de 10 años.

El comportamiento histórico de los índices de precios entre el gas L.P. y gas natural. Manifiestan un margen de diferencia, que ha venido cambiando desde un 20 hasta un 40% desde el año 1997 hasta 2003, esto debido a las variaciones de los precios internacionales. En la grafica 1.1., se hace hincapié sobre esta diferencia, y se corrobora que el gas L.P. es el combustible más costoso con las referencias de Agosto del 2005, que son las siguientes.

COMBUSTIBLE	USD POR GCAL	PESOS POR GCAL	USD POR MMBTU	PESOS POR MMBTU
GAS L.P.	\$ 68.26	\$ 723.55	\$ 17.25	\$ 182.85
GAS NATURAL	\$ 30.70	\$ 325.42	\$ 7.74	\$ 82.04

Para determinar la cantidad de energía necesaria para el proceso, se tomo como referencia la cantidad de gas L.P. que se consume actualmente y su poder calorífico, dando como resultado la cantidad de 512.94 MMBTU por año.

La diferencia que establece los costos de los dos combustibles, al cubrir la necesidad de energía, se manifiesta en un ahorro de \$ 4,881.37 USD.

COMBUSTIBLE	COSTO ANUAL \$ USD.
GAS L.P.	\$ 8,849.06
GAS NATURAL	\$ 3,967.69
AHORRO ANUAL	\$ 4,881.37

Para determinar el valor actual de los costos en un periodo de 10 años, fue importante considerar la inversión inicial, en el caso del gas natural, el impuesto a la tasa al 15% y una TREMA del 20%, así como la depreciación del 10% misma que para razones de calculo de considero la anualidad mas alta durante el periodo de 10 años, dando como resultado:

CONCEPTO	VALOR ACTUAL DE COSTO.
GAS L.P.	(\$ 31,534.52)
GAS NATURAL.	(\$ 23,510.41)

El resultado muestra que el gas natural es mas barato en un 25.44 %, que el gas L.P., trayendo a valor actual los costos.

Para el cálculo del valor presente neto, se considera el ahorro de \$ 4,881.37 que se obtendría al utilizar el gas natural y el desembolso inicial de \$ 10,000. USD, el valor presente neto o en este caso el valor presente del ahorro en costos operacionales compensa la inversión que se requiere. Dando como resultado un beneficio neto de \$8,024.11 USD. Cabe mencionar que la recuperación de la inversión es en 2.3 años.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

6. CONCLUSIONES.

Al empresario le conviene realizar la inversión inicial de \$ 10,000. USD, ya que en diez años obtendrá beneficios económicos por \$ 8,024.11 USD, este resultado es el valor presente neto, por consiguiente es mayor que cero ($VPN > 0$), y la Tasa interna de retorno con valor 42%, es mayor que la tasa de recuperación mínima atractiva, asignada del 20%, la cual incluye el riesgo del proyecto, disponibilidad del dinero de la empresa y la tasa inflacionaria prevaleciente en la economía nacional.

Al utilizar gas natural como sistema de combustión, se reducen los costos de operación en un 44.83% anual, tomando en cuenta el precio actual de gas natural del mes de Agosto del 2005, resulta un costo de operación de \$ 8,849.06 USD anuales, con referencia al del gas L.P. el costo de operación es de \$ 3,967.69 USD anuales, obteniendo un beneficio neto de \$ 4,299.16. Si bien el precio del gas natural fluctúa con respecto a los precios internacionales, se puede tener la confianza en base al comportamiento histórico de los precios, que el porcentaje de ahorro con respecto al gas L.P. será entre un 20% y 40%.

Con las innovaciones en la adaptación del proceso, la empresa se beneficiara con respecto a la seguridad, ya que se eliminaría el riesgo constante de tener recipientes de almacenamiento y en caso de presentarse una fuga el gas natural por ser menos denso que el aire se dispersa fácilmente en el, con respecto al manejo de combustible es importante destacar de que siempre se contará con un servicio continuo, gracias a su distribución por medio de gasoductos.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

1. Manual del Ingeniero Químico Volumen; I, II, III, IV.
Robert H. Perry, Don W. Green
E.D: Mc Graw Hill
2. Manual del Instalador de Gas L.P
ing: Becerril L Diego Onesimo
3. Manual de Formulas Técnicas
Kart Gieck / Reiner Gieck
E.D: Alfaomega
4. Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión
Raul Coss Bu
E.D: Limusa
5. Evaluación de Proyectos
Guía de Ejercicios Problemas y Soluciones
Jose Manuel Sapa Puelma
E.D: Mc Graw Hill
6. Evaluación de Proyectos
Gabriel Baca Urbina
E.D: Mc Graw Hill
Paginas: 2-371
7. Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión
Nacional Financiera
Paginas: 17-167
8. Procesos de Transporte y Operaciones Unitarias
C.J. Geankoplis
E.D: CECSA
Paginas: 241-348, 368-375

9. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías
Crane
E.D: Mc Graw Hill
Paginas: 2-1_2-14, 3-2_3-21.

10. Principios Elementales de los Procesos Químicos
Richard M. Fólter, Ronald w. Rousseau
E.D: Addison-Wesley Iberoamerana
Paginas: 89-154, 319-349.

RECURSOS DE INTERNET.

1. <http://www.grupohuellas.com/combustibles.htm>
2. http://www.eppm.com/servicios/gas/Especif_Gas.htm
3. http://200.23.166.141/work/appsite/publicaciones/gas_nat_2004.pdf
4. <http://www.camuzzigas.com/img/gascomblimpio.pdf>
5. http://www.energia.gob.mx/work/resources/LocalContent/2183/28/glp04_13.pdf
6. <http://www.cre.gob.mx/marco/NOMs/nom-002-secre-97.pdf>
7. <http://www.sencico.gob.pe/NORMAS%20PDF/NORMAGAS.pdf>
8. http://www.energia.gob.mx/work/resources/LocalContent/2183/28/pidtse_2002_2006.pdf
9. http://www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Productos+y+Servicios/
10. <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>
11. <http://www.igasamex.com.mx>