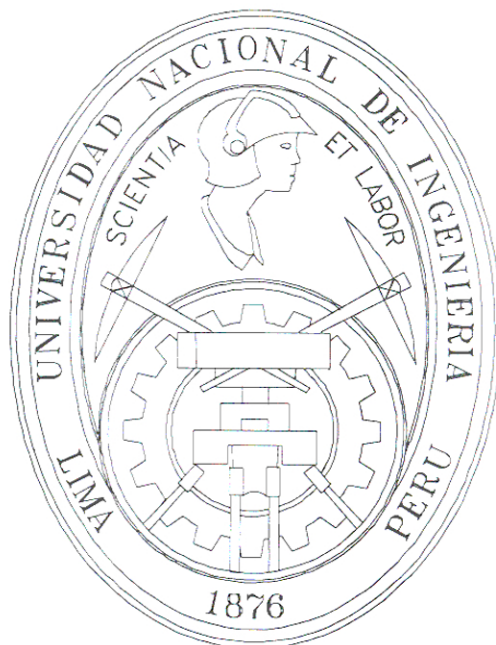


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN
DE UN LABORATORIO EN LA UNI, PARA EL ANÁLISIS
DE LA CALIDAD DE GAS NATURAL SECO**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
PETROQUÍMICO**

PRESENTADO POR:

MAGNOLIA RUSSY AVILA GUEVARA

PROMOCION 98-0

LIMA - PERÚ - 2005

INDICE

	Pag
Capítulo I – INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación	5
1.3 Objetivos	6
Capítulo II – GAS NATURAL	
2.1 Definición	7
2.2 Clasificación del gas natural	8
2.3 Tipos de reservorio del gas natural y su clasificación con sus componentes	8
2.4 Composición típica del gas natural en el Perú	10
2.5 Calidad del gas natural y sus propiedades físico químicas	12
Capítulo III – PARAMETROS DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN LA REGION SUDAMERICANA	
3.1 Especificaciones de calidad de gas natural en la región sudamericana	25
3.2 Tipos de métodos de ensayo para las especificaciones de calidad del gas natural seco en Sudamérica	32
Capítulo IV – ESTUDIO TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE ENSAYO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ	
4.1 Métodos de ensayo para el cálculo de la composición del gas natural y contenido de dióxido de carbono, oxígeno e inertes en el gas natural	34
4.2 Métodos de ensayo para el cálculo del poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad e índice de Wobbe	41
4.3 Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío del agua y el contenido del vapor de agua.	56
4.4 Métodos de ensayo para el cálculo del azufre total	65

4.5 Métodos de ensayo para el cálculo del sulfuro de hidrógeno	72
4.6 Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos	78

Capítulo V – METODOS DE MUESTREO DEL GAS NATURAL

5.1 Principios de toma de muestra	81
5.2 Informaciones necesarias para el análisis del gas natural seco	82

Capítulo VI – EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN LABORATORIO DE ANALISIS PARA EL GAS NATURAL

6.1 Bases para la evaluación económica	88
6.2 Evaluación económica	91

CONCLUSIONES 93

RECOMENDACIONES 96

BIBLIOGRAFÍA 97

ANEXOS

ANEXO1–CALCULO DEL PODER CALORIFICO, DENSIDAD RELATIVA, FACTOR DE COMPRESIBILIDAD E INDICE DE WOBBE	99
ANEXO2–METODOS DE ENSAYO PARA EL CALCULO DEL PUNTO DE ROCIO DEL AGUA Y EL CONTENIDO DEL VAPOR DE AGUA	105
ANEXO3–METODOS DE MUESTREO DEL GAS NATURAL	117
ANEXO4–APLICACIÓN DE LOS METODOS DE CALCULO DE UN GAS NATURAL SECO PRODUCIDO EN PERU.	144

CAPITULO I

1. INTRODUCCION.

1.1 Antecedentes.

El gas natural es, dentro del sector energético, el combustible de mayor crecimiento en el mundo por las ventajas que ofrece su uso industrial, siderúrgico, petroquímico, doméstico, así como materia prima para la generación de electricidad.

El Perú presenta una balanza comercial de hidrocarburos negativa principalmente en gas (LPG) y derivados de petróleo. Ello como consecuencia de la marcada reducción de las reservas petroleras en el país.

En el Perú el desarrollo de la industria del gas natural, de las reservas de los yacimientos de Camisea, de Aguaytia y de otros que se pueda descubrir mas adelante, permitirá reducir el considerable déficit en la balanza comercial de hidrocarburos, que en el año 2003 alcanzó la suma de US.\$ 723'818,450¹, desbalance producido como consecuencia de:

- La continua disminución de la producción nacional de petróleo crudo, debido a una continua declinación de las reservas en los yacimientos actuales, sin haberse descubierto otros con volúmenes significativos.
- Las refinerías nacionales, en general, tienen una capacidad de destilación primaria que excede a la capacidad de las unidades de procesamiento exhaustivo de residuales pesados, tales como las unidades de destilación al vacío, de craqueo catalítico, de visbreaking, etc. Esta situación da lugar a que haya una alta producción de residuales que se tiene que exportar a precios bajos, acentuando de esta manera el déficit de la balanza comercial.

¹ Informe Mensual Upstream – Downstream de las Actividades de Hidrocarburos Diciembre 2003 – M.E.M.

- El crecimiento de la demanda interna de los derivados de hidrocarburos, principalmente del Diesel 2.

Según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2003-20012, se espera una disminución del déficit desde 47,0 MBPD en el año 2004 hasta 38,2 en el año 2005 por efecto del inicio de las operaciones del proyecto Camisea.

El uso del gas natural en la generación eléctrica permitirá disminuir los costos de energía eléctrica dado que tendrá un costo de 1.92 US\$/MMBTU en planta. Así, el sector eléctrico podrá incrementar su capacidad de generación en unos 450 MW y generar energía adicional a costos muy inferiores frente a una planta térmica tradicional. El Gas Natural de Camisea favorecerá la instalación de centrales eficientes que permitirán bajar el precio de barra a US\$ 30/MWh, es decir, una reducción del 25% respecto del precio actual².

El gas natural es el combustible más limpio dentro de la gama de combustibles fósiles; como se muestra en la tabla 1 (pag. 3); la mayor parte de las emisiones de la combustión del gas natural son anhídrido carbónico y vapor de agua, elementos inocuos para el hombre.

El carbón y el petróleo se componen de moléculas mucho más complejas, con una proporción más alta de carbono y de nitrógeno, con proporciones relevantes de azufre o sulfuros. Esto implica que al combustionarse, el carbón y el petróleo generan niveles más altos de emisiones nocivas, incluyendo una gran proporción de carbono, óxidos de nitrógeno (NOx), y dióxido de azufre (SO₂).

Durante la combustión del carbón y del petróleo también se expelen a la atmósfera partículas de ceniza, sustancias que no logran ser quemadas, hecho que contribuye a la contaminación. La combustión del gas natural, en cambio, emite durante su combustión cantidades muy bajas de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, y virtualmente nada de cenizas. Los niveles de anhídrido carbónico, monóxido de carbono y

² Innergy soluciones.

otros hidrocarburos reactivos son significativamente bajos, que casi no tienen relevancia en la contaminación ambiental, si se les compara con los volúmenes que se desprenden de la combustión del petróleo y del carbón (Ver tabla1, pag 3).

Tabla 1. Niveles de Emisión de Combustibles Fósiles

Libras por Mil millones Btu			
Contaminante	Gas natural	Petróleo	Carbón
Anhídrido carbónico	117,000	164,000	208,000
Monóxido de carbono	40	33	208
Óxidos de nitrógeno	92	448	457
Dióxido de azufre	1	1,122	2,591
Partículas	7	84	2,744
Mercurio	0.000	0.007	0,016

Fuente: EIA - los Problemas del Gas Natural y Tendencias 1998

Por lo afirmado, el gas natural posibilita en mejores condiciones respecto al medio ambiente el desarrollo de industrias, tales como la petroquímica, el hierro esponja, la conversión de gas a líquidos, la metalurgia, la refinación de minerales, entre otras.

Por otro lado, el gas natural para su uso está disponible inmediatamente, liberando a las instalaciones industriales de la necesidad de contar con tanques de grandes volúmenes de reserva, como es el caso del petróleo, por ejemplo, disminuyendo así riesgos de almacenamiento y sus correspondientes costos financieros. No requiere preparación previa a su utilización, como por ejemplo, calentarlo, pulverizarlo o bombearlo, como ocurre con el petróleo o el carbón. Los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar. La combustión del gas puede cesar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de las unidades que lo utilizan, lo que lo hace adecuado para cargas o flujos variables e intermitentes. La regulación del flujo automática es sencilla y de gran precisión, manteniéndose constante la temperatura o la presión al variar la carga. Para múltiples aplicaciones, el rendimiento calorimétrico de combustión es superior al de otros combustibles por permitir una regulación casi perfecta y constante del

exceso de la cantidad de aire para la combustión, lo cual puede reducirse al mínimo. Estas ventajas operacionales son importantes a considerar, dado que cada una de ellas representa un ahorro sustantivo para la empresa.

La composición y la calidad del gas natural varían según la zona geográfica, dependiendo de la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización). Así mismo, en función de su contenido en componentes pesados el gas es considerado como rico o pobre.

El gas natural, tal cual se presenta después de su extracción, no se puede transportar, ni tiene una utilización comercial, pues se necesita previamente remover las impurezas y contaminantes, o productos no deseables, para ser transportado y luego distribuido, y así tener un producto apropiado para su utilización.

El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano. Debe evitarse la presencia de agua (incluyendo la humedad), que debe ser removida a fin de evitar la formación de hidratos, producto sólido que, durante su transporte mediante ductos, puede causar serios problemas tales como taponamiento y corrosión de las tuberías, así como en los equipos y sistemas de combustión en general.

En este sentido, se hace necesario controlar las propiedades físicas y químicas del gas natural que se suministre a los consumidores (industrial, comercial y residencial). Además, es importante caracterizar su calidad para compatibilizar en el mercado energético y estar en concordancia con la reglamentación que exige éste.

1.2. Justificación.

Como consecuencia de los beneficios que se obtendrán por el uso del gas natural como combustible, se estima que el incremento de usuarios finales de este nuevo recurso será exponencial.

Por otro lado, el Gobierno a través del Ministerio de Energía y Minas, ha formulado Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, DS N°042-99-EM, donde norma esta actividad como un servicio público y fija sus condiciones de entrega.

De acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, DS N°042-99-EM, el OSINERG como organismo fiscalizador es el encargado de controlar y verificar la calidad del gas natural seco que se entregará al usuario final. En consecuencia, deberá implementar o tercerizar este servicio a través de una institución imparcial y de reconocida experiencia.

En este sentido, la Universidad Nacional de Ingeniería reconocida por su excelencia educativa y de servicios, puede encontrar en esta necesidad una nueva oportunidad de participar de manera activa y rentable en la industria del gas natural, brindando el servicio de verificación y control de la calidad del gas natural. Teniendo como principales usuarios al OSINERG y empresas industriales con altos volúmenes de consumo de gas.

1.3. Objetivos.

Se ha orientado el desarrollo de la tesis al estudio de factibilidad de la implementación de un laboratorio para llevar a cabo ensayos que permitan determinar la calidad del gas natural seco.

Los objetivos específicos y que surgen como consecuencia de la implementación anterior serán:

- Propuesta para establecer normas técnicas que permitan disponer para uso final o intermedio de gas natural en óptimas condiciones.
- Satisfacción del consumidor final del gas natural.
- Desarrollo de técnicas y experiencias relacionadas con el análisis de calidad del gas natural seco.
- Involucrar a la UNI en la participación activa y rentable en la Industria del Gas Natural.

CAPITULO II

2. GAS NATURAL.

2.1 Definición: ³

Combustible gaseoso obtenido de fuentes subterráneas y que esta formado por una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente metano, pero que generalmente también incluye el etano, propano e hidrocarburos mas pesados en cantidades mucho menores.

Generalmente, también incluye algunos gases inertes, tales como nitrógeno y dióxido de carbono, además de trazas de otros constituyentes.

Los componentes más comunes del gas natural son:

Tabla 2. Componentes del Gas Natural

HIDROCARBURO	FORMULA
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Propano	C ₃ H ₈
Butano	C ₄ H ₁₀
Pentano	C ₅ H ₁₂
Hexano	C ₆ H ₁₄
Heptano	C ₇ H ₁₆
Octano	C ₈ H ₁₈
Etileno	C ₂ H ₄
Propileno	C ₃ H ₆
Butileno	C ₄ H ₈
Benceno	C ₆ H ₆
Tolueno	C ₇ H ₈

A la presión atmosférica y a igualdad de volumen, el gas natural tiene un contenido energético menor que el petróleo (mil cien veces menor). Pero

³ NORMA TÉCNICA PERUANA NTP 111.001. GAS NATURAL SECO. Terminología Básica.

al comprimirse el gas, su contenido energético se incrementa, razón por la cual se transporta a presión.

2.2 Clasificación del gas natural.

El gas natural, compuesto mayormente por metano, sea cual fuere su procedencia en el campo, es separado del gas húmedo mediante equipos especialmente diseñados.

2.2.1 Gas natural húmedo.

Constituido fundamentalmente por metano; sin embargo, contiene, además, cantidades apreciables de hidrocarburos de mayor peso molecular y del cual, mediante procesos de refinación, se obtiene propano, GLP, butanos, gasolina, nafta liviana, nafta pesada, kerosene, turbo, diesel 2, entre otros.

2.2.2 Gas natural seco o pobre.

Tal como su nombre lo indica, no contiene hidrocarburos líquidos recuperables, y está compuesto por metano en mayor proporción, siendo su contenido de metano variable, entre un 80% a 95% y pequeñas cantidades de etano y propano. Otros productos que puede encontrarse lo constituyen el nitrógeno y el dióxido de carbono.

En la actualidad, es considerado el combustible favorito para proveer energía porque es limpio, económico y abundante.

2.3 Tipos de reservorio de gas natural y su relación con sus componentes⁴.

El gas natural, así como el petróleo y el carbón mineral, es un combustible fósil. El gas y el petróleo fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales, principalmente de tamaños microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton, se depositaron en el fondo del mar, cubriéndose con capas de

⁴ EL GAS NATURAL. Luis Cáceres Graziani.

sedimentos. Estos, con el tiempo, fueron acumulándose y originando un incremento de la presión y temperatura, hecho que convirtió a la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno.

La hipótesis más aceptada del proceso de formación del gas y petróleo se explica con la analogía de una cocina, donde las rocas formadas a partir de los sedimentos que contienen a los microfósiles, son cocinadas lentamente durante millones o tal vez miles de millones de años. Una vez formado el gas y el petróleo, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtraron a través de fracturas y/o espacios porosos de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, alcanzando en algunos casos la superficie. Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, estos hidrocarburos quedaron atrapados dentro de los espacios porosos de la roca, a la cual se le denomina reservorio.

Los reservorios de gas natural, al igual que los reservorios de petróleo, están formados por rocas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo. Un conjunto de reservorios similares constituye un yacimiento.

La composición del gas varía de pozo a pozo y también con la vida productiva del reservorio. Así, el gas natural puede obtenerse de una variedad de fuentes, siendo las tres categorías más comunes de gas producido comercialmente, las siguientes:

- Reservorios de petróleo, con gas coproducido, conteniendo cantidades significantes de etano y componentes más pesados, por lo que se le denomina Gas Asociado.
- Reservorios de gas seco, nombre que proviene del bajo contenido de líquidos disueltos en el gas (menor a 10 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas), al que se le denomina Gas No Asociado.
- Reservorios de gas condensado, que proviene de la cantidad apreciable de líquidos contenidos en fase vapor en el reservorio

(entre 10 a 250 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas). A este gas se suele denominarse Gas No Asociado o Gas Húmedo.

La composición del gas húmedo y el gas seco variará en términos de las concentraciones de los componentes etano +.

Un ejemplo de composición de gas natural es⁵:

Componente	Símbolo	Porcentaje Molar		
		Gas Asociado	Gas húmedo	Gas Seco
Metano	CH ₄	27.52	59.52	97.17
Etano	C ₂ H ₆	16.34	5.36	1.89
Propano	C ₃ H ₈	29.18	4.71	0.29
i-butano	C ₄ H ₁₀	5.37	2.03	0.13
n-butano	C ₄ H ₁₀	17.18	2.39	0.12
i-pentano	C ₅ H ₁₂	2.18	1.80	0.07
n-pentano	C ₅ H ₁₂	1.72	1.61	0.05
Hexano	C ₆ H ₁₄	0.47	2.60	0.04
Heptanos+	C ₇ H ₁₆	0.04	19.98	0.24
		100	100	100

2.3 COMPOSICIONES TÍPICAS DE GAS NATURAL EN EL PERÚ.

En el Perú existen reservas de gas natural en la zona noreste (Talara) y en el zócalo continental de esa misma zona. También se ha encontrado gas natural en la zona de selva, Camisea y Aguaytía. El gas natural de la zona de Camisea es un gas natural no asociado. En diciembre del 2000, la empresa Pluspetrol del Perú obtuvo, en licitación internacional, los derechos de su explotación por 40 años.

El gas de Aguaytía es un gas natural no asociado. La empresa Maple Gas Corporation obtuvo el 30 de marzo de 1994, en licitación internacional, los derechos de explotación por 40 años. El gas de Camisea estará listo para su comercialización en Agosto del 2004.

En la selva peruana se extrae petróleo que posee gas asociado pero en volúmenes no significativos.

⁵ WORLD NATURAL GAS INDUSTRY: EXPANDING HORIZONS by Arj Mukherjee

La tabla 3, muestra las reservas probadas de gas natural en el Perú:

Tabla 3. Reservas Probadas de Gas Natural en el Perú

ZONA	RESERVAS EN MMPC
Costa Norte	159 720
Zócalo	182 400
Selva Central	265 000
Selva Sur	8 108 100
TOTAL	8 715 220
Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – Anuario Estadístico Hidrocarburos 2003.	

Las reservas de gas natural en la Costa Norte (Talara), cuyos volúmenes son significativos para la zona, contiene petróleos con altos porcentajes de gas asociado. La venta de estos gases corresponde a las empresas Petrobras Energía, Graña & Montero Petrolera S.A., Sapet Development Peru Inc, sucursal del Perú y Olympic Perú Inc, sucursal del Perú.

La reserva de gas natural existente en el zócalo en forma de gas asociado, tiene como único productor a la empresa Petrotech Peruana S.A.

La Tabla 4 (pag 11), muestra la composición promedio o la calidad del gas natural producidas en el Perú, según los reportes por empresa y según las características técnicas y condiciones para el diseño, construcción y operación del sistema de distribución del Contrato de Licencia para la Explotación del Lote 88 (Pluspetrol).

Tabla 4. Composición Promedio del Gas Natural en el Perú – Según Empresa.

Propiedades	ZOCALO	COSTA		SELVA	
	Standard PETROTECH ⁽¹⁾ % Mol	Standard PETROBRAS ⁽²⁾ % Mol	Standard EEPSA ⁽³⁾ % Mol	Composición AGUAYTIA ⁽⁴⁾ % Mol	Composición. PLUSPETROL ⁽⁵⁾ % Mol
Metano	89,6273	88,116	89,6068	84,0597	89,3700
Etano	4,9550	4,294	5,0020	6,7769	8,5700
Propano	0,9990	1,997	0,9990	0,3745	0,6500
i-Butano	0,3000	0,802	0,3030	0,0000	0,0200
n-Butano	0,3000	0,999	0,3000	0,0000	0,0100
Neo-Pentano	0,1000	0,000	0,0993	0,0000	0,0000
i-Pentano	0,1000	0,800	0,1000	0,0000	0,0000
n-Pentano	0,1000	0,400	0,1000	0,0000	0,0000
Hexanos +	0,0297	0,200	0,0299	0,0091	0,0000
CO ₂	0,9920	0,699	1,0020	3,0968	0,3200
N ₂	2,4700	1,693	2,4580	5,6829	1,0600
TOTAL	99,9730	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: (1) Reporte PETROTECH PERUANA S.A.
(2) Reporte PETROBRAS ENERGIA.
(3) Reporte EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A.
(4) Reporte AGUAYTIA ENERGY DEL PERU
(5) Especificaciones de calidad de gas según CONTRATO DE LICENCIA.

2.4 Calidad del gas natural y sus propiedades físico-químicas.⁶

2.4.1 Calidad de gas natural: Definición.

La calidad de un gas natural está definida por su composición y por sus propiedades físico-químicas.

2.4.2 Caracterización y clasificación del gas natural.

Como se mencionó en la definición, la calidad del gas natural está en función de su composición y de sus propiedades físicas características tales como:

2.4.2.1 Composición⁶.

El gas natural está compuesto principalmente de metano con pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados y

⁶ NATURAL GAS – QUALITY DESIGNATION. Estándar Internacional ISO 13686

de gases no combustibles. Los componentes en mayor y menor proporción así como las trazas de otros componentes serán determinados como sigue:

COMPONENTES EN MAYOR PROPORCION
Metano Etano Propano Butanos Pentanos Hexanos + Nitrógeno Dióxido de carbono
COMPONENTES EN MENOR PROPORCION
Hidrógeno Oxígeno Monóxido de carbono Helio
COMPONENTES TRAZAS
Sulfuro de hidrógeno Sulfuro de mercaptano (di) sulfuro de dialquilo Sulfuro de carbonilo Azufre total

2.4.2 Poder calorífico del gas natural (\tilde{H}).⁶

Es el calor liberado durante la combustión del gas natural seco con un volumen teórico de aire. Se divide en dos tipos:

- Poder calorífico bruto o Poder calorífico superior y
- Poder calorífico neto o Poder calorífico inferior.

2.4.2.1 Poder calorífico bruto (\tilde{H}_s):

Es la cantidad de calor que es liberada durante la combustión completa de una cantidad específica de gas juntamente con aire, ambos a 288.55 °K (60°F) al iniciarse la combustión. Los productos de la combustión se enfrían hasta los 288.55 °K (60°F) midiéndose el

calor liberado hasta este nivel de referencia. Al poder calorífico bruto también se le denomina poder calorífico superior. (ver figura 1).

2.4.2.2 Poder calorífico neto (\tilde{H}_I):

Es el resultado del valor del poder calorífico bruto menos el calor latente de vaporización del vapor de agua. Este vapor de agua es el que se forma de la combustión del hidrógeno del gas natural seco y el oxígeno del aire. Al poder calorífico neto también se le llama poder calorífico inferior. (ver figura 1).

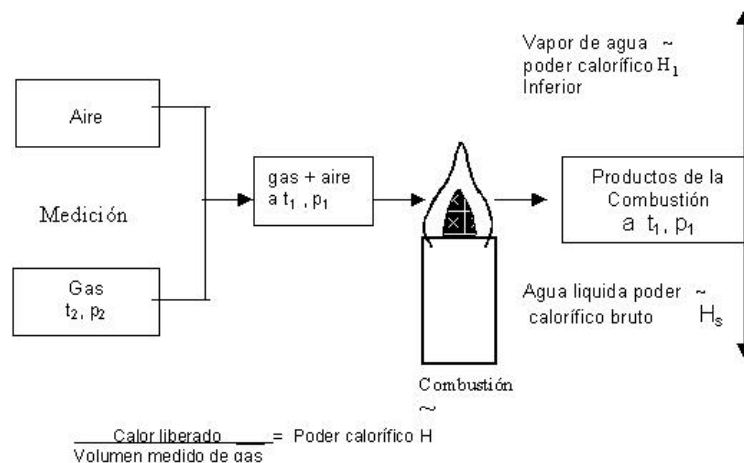


FIGURA 1- Poder calorífico sobre una base volumétrica – condiciones de referencia para la medición y combustión.

Fuente: Estándar Internacional ISO 13686

De acuerdo al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos N°042-2001, para propósitos de facturación el gas se valorizará en función de su poder calorífico neto o inferior.

2.4.3 Índice de Wobbe (W).⁶

El Índice de Wobbe, es el mejor indicador de la similitud y intercambiabilidad entre gases combustibles. En casi todas las aplicaciones del gas, el flujo del gas es regulado

permitiéndole el paso a través de un agujero o de un orificio; de tal manera que, todas las mezclas del gas que tengan el mismo índice de Wobbe entregarán la misma cantidad de calor, es decir, la energía generada por los gases naturales con diferentes composiciones, es la misma si tienen el mismo índice de Wobbe, y si además son usados bajo la misma presión de gas.

El índice de Wobbe se determina dividiendo el poder calorífico medido sobre una base volumétrica, por la raíz cuadrada de la densidad relativa correspondiente.

$$W = \tilde{H}_s / \sqrt{dr}$$

Donde:

W : Índice de Wobbe.

\tilde{H}_s : Poder calorífico superior.

dr : Densidad relativa referido al aire.

2.4.4 Densidad (d).⁶

Masa de gas dividida entre su volumen a una presión y temperatura especificada.

2.4.5 Densidad relativa (dr).⁶

Con frecuencia denominada gravedad específica, es la masa del gas natural, seca o húmeda, por unidad de volumen dividida por la masa de un volumen igual de aire seco, ambos a la misma presión y temperatura.

2.4.6 Factor de Compresión (Z).⁶

El factor de compresión Z es el cociente entre el volumen de una masa arbitraria de gas, a una presión y temperatura específica, y el volumen del mismo gas calculado bajo las

mismas condiciones de la ley de los gases con comportamiento ideal.

Los términos factor de compresibilidad y factor Z son sinónimos con el factor de compresión.

2.4.7 Viscosidad (μ).⁶

Es la medida de la fricción interna del gas cuando fluye. Esta propiedad es aplicable a los cálculos de caída de presión en tuberías y sistemas de procesamiento. La viscosidad depende de la composición del gas natural. Su medida generalmente se realiza en centipoises.

2.4.8 Punto de rocío.⁶

Temperatura a una presión dada a la cual el líquido de un gas o vapor se condensa. Específicamente, también se aplica a aquella temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensar de una mezcla de gases (punto de rocío del agua) o a la cual los hidrocarburos empiezan a condensar (punto de rocío de los hidrocarburos).

El punto de rocío de los hidrocarburos es un parámetro que se especifica a menudo en los contratos de suministro de gas. Típicamente especificado como la temperatura máxima a una presión específica, con el objetivo de asegurarse que el gas se encuentre libre de hidrocarburos condensables.

En el caso del gas de Camisea, los contratos Boot para las Concesiones del Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, especifican que:

Punto de Rocío para hidrocarburos :-10°C a 10 Mpa

2.4.9 Impurezas y Contaminantes del Gas Natural.⁷

El gas natural crudo, proveniente de los yacimientos, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables que es necesario remover para lograr su adecuado transporte y distribución, como también, obtener un producto apropiado para su utilización.

2.4.9.1 Impurezas del gas natural.

2.4.9.1.1 Definición⁸. Materia que, en una sustancia, deteriora alguna o algunas de sus cualidades. Su composición y cantidad dependerá de la calidad de las materias primas y de la eficiencia del proceso.

Las impurezas que revisten importancia en el gas natural son:

- Vapor de agua (H₂O).
- Hidrocarburos condensables (HC).
- Partículas sólidas y líquidas.

2.4.9.1.2 Contenido de agua (H₂O).

El gas al ser extraído viene asociado con agua esto es debido a que el agua contenido en el reservorio bajo condiciones de presión y temperatura entra en equilibrio con el gas, la misma que puede estar presente en forma libre y/o en forma de vapor, el agua en contacto con los gases ácidos que pueden estar presentes en el gas puede formar un medio ácido corrosivo. Además, el agua, en estado líquido, es el

⁷ CALIDAD DEL GAS NATURAL. Petrotécnica. Octubre 2000.

⁸ Diccionario Básico de la Lengua Española 2001 Ed. Planeta – DeAgostini, SA- Barcelona.

elemento que provoca mayores perjuicios al transporte por tubería en sí, debido a la formación de hidratos de gas que pueden obstruir parcial o totalmente el gasoducto y también por su acción corrosiva sobre el material de los ductos en combinación con el dióxido de carbono y/o el sulfuro de hidrógeno presentes en el gas.

Generalmente, los contratos de transporte de gas natural contienen especificaciones que limitan la máxima concentración de vapor de agua permitida. Según, los contratos Boot para las Concesiones del Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, especifican que estarán en condiciones de transportar gas con 65 mg/m³ máximos de vapor de agua.

Hidratos de Gas.⁵

Los hidratos son sólidos complejos de hielo que se originan por la combinación física entre las moléculas de agua y las de los hidrocarburos livianos en condiciones de elevadas presiones y bajas temperaturas. Estos compuestos crecen como cristales, bloqueando líneas, válvulas y equipos, parcial o totalmente, durante los procesos de transporte e industrialización del gas

Los hidratos de gas son parte de una clase de sustancia llamada Clarato. Los Claratos son estructuras sólidas de redes cristalinas formadas de una molécula anfitrión con espacios para moléculas captadas en las cavidades intermoleculares de la red cristalina.

La red agua-hielo puede tener una variedad de estructuras, resultando en cavidades intermoleculares, las cuales pueden captar diferentes moléculas. Las estructuras son denominadas Estructura I, Estructura II y Estructura H y se dan en función del tamaño de la molécula captada.

Estructura I. Los hidratos de gas contienen 46 moléculas de agua por unidad de celda arreglada en los intersticios del 2 dodecahedral y del 6 tetrakahidecahedral (las moléculas de agua ocupan los ápices en el diagrama de barras de los tipos de intersticios mostrados abajo), los cuales pueden alojar hasta 8 moléculas en 5.8 Angstroms de diámetro. La estructura I permite la inclusión del metano y el etano pero no del propano.

Estructura II. Los hidratos de gas contienen 136 moléculas de agua por unidad de celda arreglada en intersticios del 16 dodecahedral y 8 hexakaidecahedral, los cuales pueden alojar hasta 24 moléculas, a diámetros grandes de 6.9 Angstroms. Esto permite la inclusión del propano y el iso-butano además del metano y etano.

La rara Estructura H de hidratos de gas, los cuales contienen 34 moléculas de agua por unidad de celda arregladas en intersticios del 3 pentagonal dodecahedral, del irregular 2 dodecahedral y 1 icosaedro, pueden albergar a moléculas grandes como el iso-pentano.

El gas natural está unido físicamente y no químicamente a la red agua-hielo, produciéndose

el efecto de unión mas fácilmente bajo condiciones termodinámicas adecuadas.

El más simple y común hidrato de gas que se forma es de la estructura tipo I, no siendo observada la saturación máxima de gas. Normalmente se encuentra un 70 a 90% la saturación teórica de gas.

La saturación del gas del hidrato de estructura I está usualmente entre 70 a 160 m³ de gas por m³ de agua.

Los hidratos de gas fueron descubiertos de casualidad en operaciones de tuberías, en las que bajo altas presiones y moderadamente bajas temperatura, los sólidos formados taponaron la tubería.

Se descubrió que estos sólidos eran hidratos de gas, y que constituyen un serio problema para los operadores de ductos.

La solución para estos problemas de formación de hidratos consiste en desecar el gas y asegurarse que el contenido de agua sea lo suficientemente bajo. Se suele emplear inhibidores de hidratos, tales como el glycol, adicionándolos a la corriente del gas inmediatamente después de la “cabeza” de pozo

Ejemplo, a temperaturas entre 4 a 6°C una mínima presión de 663 psi se requerirá para formar hidratos.

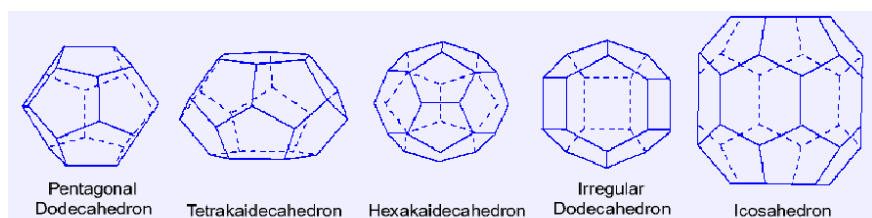


Fig.2 Estructura Cristalina de los Hidratos.

2.4.9.1.3 Hidrocarburos Condensados (HC).

Los hidrocarburos condensados son productos que, durante el transporte, dependiendo de la presión y la temperatura de operación, pueden condensar, reduciendo así la sección útil de la tubería y, por tanto, generando pérdidas de carga y potencia, así como errores en los sistemas de medición. También ocasionan diversos inconvenientes en los sistemas de regulación y distribución. Forman parte de estos productos los hidrocarburos de alto peso molecular, tales como los hexanos, los heptanos, los octanos, etc.

2.4.9.1.4 Partículas sólidas y líquidas.

La presencia de partículas sólidas y líquidas, básicamente, provocan la abrasión de la cañería, de los cilindros compresores o los álabes de equipos recompresores, de los asientos de válvulas y de elementos sensores; también son responsables del engranamiento de partes móviles, de empastamiento de mallas y taponamiento de orificios. Dentro de esta categoría podemos incluir a las arenas o sílice, residuos de petróleo, escoria, óxido de hierro, productos químicos utilizados en el procesamiento del gas (glicoles, aminas, antiespumantes, etc) y aceites lubricantes de equipos compresores.

2.4.9.2 Contaminantes del gas natural.

2.4.9.2.1 Definición⁹. Es todo elemento, compuesto, sustancia, derivado químico o biológico, energía, radiación, vibración, ruido, o una combinación de ellos, cuya presencia en el ambiente, en ciertos niveles, concentraciones o períodos de tiempo, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental.

Los contaminantes que revisten importancia en el gas natural son.

- Dióxido de carbono (CO₂).
- Inertes totales (N₂ + CO₂).
- Sulfuro de hidrógeno (H₂S).
- Otros compuestos de azufre (COS, RSH, etc).

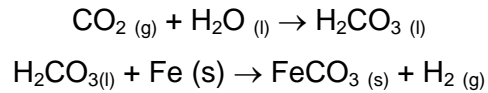
2.4.9.2.2 Dióxido de Carbono (CO₂).

Además de su acción corrosiva sobre el material de la tubería (en combinación con el agua líquida), el dióxido de carbono actúa como un producto inerte, reduciendo el contenido calórico del gas en su utilización como combustible.

En la corrosión carbónica, como en toda aquella de tipo electroquímico, la existencia de agua libre es una condición necesaria, siendo tanto la cantidad como la calidad (contenido de sales) factores determinantes del nivel de corrosión. Por ello es la importancia de una buena deshidratación.

⁹<http://www.unap.cl/derecho/Nueva%20carpeta/Derecho%20Ambiental.DOC>

La acción corrosiva del dióxido de carbono se puede expresar químicamente de la siguiente manera:



La experiencia de campo realizada a nivel mundial indica que para presiones parciales del CO_2 menores de 30 psi no se produce corrosión, a mayores presiones aumenta la posibilidad de producirse corrosión:

- Presión parcial del $\text{CO}_2 > 30$ psi → Presencia de corrosión.
- Presión parcial del CO_2 3 a 30 psi → Corrosión probable.
- Presión parcial del $\text{CO}_2 < 3$ psi → No hay corrosión.

2.4.9.2.3 Inertes Totales ($\text{N}_2 + \text{CO}_2$).

Son principalmente el nitrógeno y el dióxido de carbono, ya que otros, como el helio y el argón se encuentran tan solo en niveles de trazas; reducen el contenido calórico del gas, esto es, menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características que no contenga inertes.

Además, el nitrógeno es generador de óxidos de nitrógeno (NOX), formadores de lluvia ácida.

2.4.9.2.4 Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).

Es un elemento que no sólo tiene gran acción corrosiva sobre el material de la cañería (en presencia de agua) sino que, además, es un contaminante de alta toxicidad para el ser humano (10 ppm en volumen es el límite permisible de exposición - Occupational Safety and Health Administration, 1990 – 150 ppmv, provocan la pérdida del olfato y más de 500 ppmv pueden ocasionar la muerte – National Safety Council, 1982).

La medida del sulfuro de hidrógeno en gas natural es importante debido a su naturaleza corrosiva en los materiales de la tubería y de los equipos.

2.4.9.2.5 Otros Compuestos de Azufre

Otros compuestos del azufre son el sulfuro de carbonilo (COS), el sulfuro de carbono (CS₂) y compuestos orgánicos sulfurados, tales como los tioéteres (RSR), los tioácidos (RCOSH), los sulfóxidos (RSOR), las sulfonas (RSO₂R) y, principalmente, los mercaptanos (RSH), más conocidos como odorantes del gas natural. En la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO_x), uno de los principales indicadores de la contaminación ambiental, componente de la lluvia ácida. En general, en el país, el gas natural tiene contenidos muy bajos de compuestos de azufre.

Teniendo en consideración lo indicado antes, el Gas Natural debe tener y, de hecho, debe cumplir con las especificaciones de calidad que se indica en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. D.S N° 012-2001-EM, con el objetivo de:

- Calcular la facturación que se realiza en función a su poder calorífico.
- Calcular la intercambiabilidad entre gases combustibles.
- Asegurar que el gas se encuentre libre de hidrocarburos condensables y evitar problemas de perdidas de carga, potencia y errores en los sistemas de medición.
- Evitar problemas de taponamiento de la tuberías por formación de hidratos,
- Evitar problemas de corrosión en las tuberías y equipos por presencia de agua, CO₂ y H₂S.
- Evitar la reducción del contenido calórico del gas en su utilización como combustible.
- Evitar la contaminación ambiental por los compuestos de azufre como componentes de la lluvia ácida.

CAPITULO III

3. PARÁMETROS DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN LA REGION SUDAMERICANA.

3.1 Especificaciones de calidad de gas natural en la región sudamericana.

El gas natural crudo, proveniente de los yacimientos, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables, que es necesario remover para lograr su adecuado transporte y distribución, así como también obtener un producto apropiado para su utilización. En este sentido, cada país de la región tiene sus propias especificaciones que dependen básicamente de ciertas reglas técnicas esenciales, de la rigurosidad climática y de las características del gas natural crudo predominante, y que es importante compatibilizarlas, sobre todo en este momento donde cada vez se piensa más en la creación de un mercado común energético en la región. En el caso del Perú, existe el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos N° 042-2001, que indica las especificaciones de calidad para el gas natural.

Las tablas siguientes muestran las especificaciones de calidad del gas natural para Argentina, Brasil, Bolivia, México, Chile y Perú.

**Tabla 5. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
ARGENTINA-RES. ENARGAS 622/98**

(Condiciones de referencia: 288 K y 101,325 kPa, excepto donde se indica).

Especificaciones de calidad del gas natural Contenidos máximos de:	Especificaciones Básicas	Límites Flexibilizados
Vapor de agua (H ₂ O)	65mg/m ³	---
Dióxido de carbono (CO ₂)	2,5% molar ⁽²⁾	3% molar
Nitrógeno (N ₂)	No especifica	---
Total de inertes (N ₂ + CO ₂)	4,5% molar ⁽²⁾	F(PCs) ⁽³⁾
Oxígeno(O ₂)	0,2% molar	---
Sulfuro de hidrógeno(H ₂ S)	3mg/m ³	6mg/m ³
Azufre total (COS, RSH)	15mg/m ³	20mg/m ³
Hidrocarburos condensables (HC)	-4°C a 5500 kPa Abs	PRGC= f(Caudal) ⁽⁴⁾
Poder calórico superior (\tilde{H}_s)	Mín. 37029 KJ/m ³ - Máx. 42677 KJ/m ³	S/índice de Wobbe Y PRGC
Densidad relativa al aire (d)	No especifica	---
Temperatura	323 K	---
Otras consideraciones	Libre de arena, polvos, gomas, aceite, glicoles y otras impurezas indeseables	---
Índice de Wobbe(W) $\tilde{H}_s / \sqrt{d_r}$ ⁽¹⁾	Mín. 11 300 Máx. 12 470	---

Notas:

- (1) Especificación incluida para el producto suministrado a los consumidores.
- (2) En los sistemas de transporte los contenidos máximos de CO₂ y total de inertes son 2% y 4%; la posibilidad de alcanzar los valores indicados en el cuadro depende de la aceptación por parte del transportista correspondiente.
- (3) Se admite que el contenido total de inertes se vea superado por presencia de nitrógeno (gas inocuo para sistemas de transporte y distribución / inerte calórico) siempre que se aporten calorías extras que contrarresten la presencia del nitrógeno.
- (4) La resolución establece límites de punto de rocío de hidrocarburos en función de la temperatura y presión del gas natural transportado en el gasoducto troncal, además de la existencia de un acuerdo de corrección que asegure la calidad de la mezcla, y de un procedimiento de verificación y control acorde.

Tabla 6. ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL

BRASIL - Portaria ANP 41/98

(Condiciones de referencia: 293 K y 101,325 kPa, excepto donde se indica)

Especificaciones de calidad del gas natural.	Especificaciones Básicas	Límites Flexibilizados. (Región Norte y Noreste)
Contenidos máximos de:		
Vapor de agua (H ₂ O)	228 K a 101,325 kPa ⁽¹⁾	234 K a 101,325 kPa ⁽²⁾
Dióxido de carbono (CO ₂)	2% volumen	3,5%
Nitrógeno (N ₂)	No especifica	
Total de inertes (N ₂ + CO ₂)	4 % volumen	6%
Oxígeno(O ₂)	0,5%volumen	---
Sulfuro de hidrógeno(H ₂ S)	20mg/m ³	---
Compuestos de Azufre (COS, RSH)	80mg/m ³	---
Hidrocarburos condensables (HC)	No especifica	---
Poder calórico superior (\tilde{H}_s)	Mín. 33472 KJ/m ³ - Máx. 52301 KJ/m ³	---
Densidad relativa al aire (dr)	Mín.0,54 – Máx. 0,82	---
Temperatura	No especifica	---
Otras consideraciones	Libre de polvos, agua condensada, gomas, glicoles, hidrocarburos condensables, compuestos aromáticos, metanol y otras impurezas indeseables	---
Índice de Wobbe (W) \tilde{H}_s / \sqrt{dr} ⁽¹⁾	No especifica.	---

Notas:

- (1) Equivale aproximadamente a 80mg/m³ de gas (Método ASTM D-5454).
- (2) Equivale aproximadamente a 160mg/m³ de gas (Método ASTM D-5454).
- (3) Se establecen tres grupos de distintos niveles de Poder Calórico Superior (\tilde{H}_s) y Densidad relativa al aire (dr), a saber:
 - Bajo 8000 / 9000 - 0,5 / 0,60.
 - Medio 8800 / 10200 - 0,55 / 0,69.
 - Alto 10000 / 12500 - 0,66 / 0,82.

**Tabla 7. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
BOLIVIA -YPFB**

(Condiciones de referencia: 293 K y 101,325 kPa , excepto donde se indica)

Especificaciones de calidad del gas natural.	Especificaciones Básicas ⁽¹⁾
Contenidos máximos de:	
Vapor de agua (H ₂ O)	95mg/m ³
Dióxido de carbono (CO ₂)	1,5%volumen
Nitrógeno (N ₂)	2%volumen
Total de inertes (N ₂ + CO ₂)	3,5%volumen
Oxígeno(O ₂)	0,2%volumen
Sulfuro de hidrógeno(H ₂ S)	5mg/m ³
Compuestos de Azufre (COS, RSH)	50mg/m ³ ⁽³⁾
Hidrocarburos condensables (HC)	273 K a 45Kgf/cm ² M ⁽⁴⁾
Poder calórico superior (\tilde{H}_s)	Mín. 38 493 KJ/m ³
Densidad relativa al aire (dr)	Mín. 0,59- Máx. 0,69
Temperatura	No especifica
Otras consideraciones ⁽²⁾	Exento de agua libre, polvos, ceras, hidrocarburos aromáticos , glicoles, metanol y cualquier otra impurezas indeseable
Índice de Wobbe (W) \tilde{H}_s / \sqrt{dr}	No especifica.

Notas:

- (1) Corresponde a las especificaciones para el transporte / exportación. Las internas para distribución y consumo son algo más flexibles. Además, existen flexibilizaciones en función del tiempo de ocurrencia de apartamiento a los parámetros especificados.
- (2) Especifica además que no deberá tener más de 0,6 microgramos de mercurio por m³ de gas, medido por método acordado entre las partes.
- (3) Especifica además que no deberá tener más de 15mg/m³ de mercaptanos, medido según ASTM D 2385.
- (4) Especifica además que el punto de rocío de HC determinado dentro del rango de presiones de operación del gasoducto deberá se 278 K inferior a la menor temperatura de operación medida en el gasoducto.

**Tabla 8. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
MEXICO–NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SECRE-1997**

(Condiciones de referencia: 293 K y 98.067 kPa).

Especificaciones de calidad del gas natural.	Unidades.	Especificaciones.	
		Mínimo.	Máximo.
Contenidos de:			
Poder Calorífico bruto en base seca (\tilde{H}_s)	MJ/m ³	35 420	---
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³ ppm	---	6,1 4,4
Azufre total (S)	mg/m ³ ppm	---	258 200
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	---	112
Nitrógeno (N ₂) + Dióxido de carbono (CO ₂)	%Vol.	---	3
Hidrocarburos condensables (HC)	L/m ³	---	0.059
Temperatura	K	---	323
Oxígeno(O ₂)	%Vol.	---	0,5
Material sólido	---	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería	
Líquidos	---	Libre de agua y de hidrocarburos líquidos.	
Microbiológicos	---	Libre.	

Tabla 9. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL
NORMA CHILENA OFICIAL Nch2264.Of1999

(Condiciones estándar de referencia: 288 K y 101,325 kPa)

Especificaciones de calidad del gas natural. Contenidos de:	Unidades.	Especificaciones.	
		Mínimo.	Máximo.
Poder Calorífico bruto en base seca (\tilde{H}_s)	KJ/m ³ (kcal/m ³)	36 995 (18 850)	42 635 (10 200)
Índice de Wobbe (W)	KJ/m ³ (kcal/m ³)	47 235 (11 300)	52 125 (12 470)
Densidad relativa (dr)	---	Informar	
Gases inertes, total (N ₂ + CO ₂)	%(V/V)	---	4
Punto de rocío de hidrocarburos a 5500 kPa abs.	°C.	---	-4
Dióxido de carbono, (CO ₂)	%(V/V)	---	2
Oxígeno(O ₂)	%(V/V)	---	0.2
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	mg/m ³	---	3
Azufre total (COS, RSH)	mg/m ³ mg/m ³	---	15 ⁽¹⁾ 65 ⁽²⁾
Agua (H ₂ O)	mg/m ³	---	65

Notas:

⁽¹⁾ Antes de la adición de odorante.

⁽²⁾ Después de la adición de odorante.

**Tabla 10. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL - PERU.
REGLAMENTO DE DISTRICION DE GAS NATURAL POR RED DE
DUCTOS. D.S N° 012-2001 – EM.**

Condiciones estándar de 288 K y 101,325 kPa

Propiedad.	Unidades.	Especificaciones de calidad.	
		Mínimo.	Máximo.
Poder calorífico bruto (\tilde{H}_s)	kJ/sm ³	35 355	43 096
Sulfuro de Hidrógeno. (H ₂ S)	mg/sm ³	---	3
Azufre Total (COS, RSH)	mg/sm ³	---	15
Vapor de agua (H ₂ O)	mg/sm ³	---	65
Dióxido de carbono (CO ₂)	% Vol.	---	3.5
Gases Inertes (N ₂ + CO ₂) ⁽¹⁾	% Vol.	---	6
Temperatura	°C.	---	50
Material Sólido		Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.	
Líquidos.		Libre de agua en estado líquido.	

- (1) Entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono.

Donde:

kcal	Kilocalorías
mg	Miligramos
sm ³	Metro cúbico medido a condiciones estándar de presión (1 atm) y temperatura (288 K)
% Vol	Porcentaje en volumen
°C	Grado centígrado

3.2 Tipos de métodos de ensayo para las especificaciones de calidad del gas natural seco en Sudamérica.

La tabla 11, nos resume las especificaciones de calidad y los métodos de control usados en Sudamérica, aplicados al transporte, a la distribución y utilización.

Como se puede observar, las normas ASTM son las más usadas en Sudamérica, seguida de las Norma GPA e ISO.

Tabla 11. Métodos de Control para Especificaciones del Gas Natural en Sudamérica.

PROPIEDAD	ARGENTINA	CHILE	BOLIVIA	BRASIL	MEXICO
Poder calorífico bruto	GPA 2172 ISO 6976 ASTM D-3588	NCh 2380	ASTM D-3588	ASTM D-3588	ASTM D-1826
Sulfuro de Hidrógeno	GPA 2377	ISO 6326-4	ASTM D-2385	ASTM D-5504 ISO 6326-3	ASTM D-4468
Azufre Total	GPA 2377	ASTM D- 5504	ASTM D-1072	ASTM D-5504 ISO 6326-3	ASTM D-4468
Vapor de agua	ASTM D-1142	ASTM D-1142	ASTM D-1142	ASTM D-5454	ASTM D-1142
Dióxido de carbono	ASTM D-1945 GPA 2261	ASTM D-1945	ASTM D-1145	ASTM D-1945 ISO 6974	ASTM D-1945
Hidrocarburos condensables o Punto de rocío de hidrocarburos	GPA 2286	ASTM D-1142	ASTM D-1142	No se mide	ASTM D-1945
Oxígeno	ASTM D-1945 GPA 2261	ASTM D-1945	ASTM D-1945	ASTM D-1945 ISO 6974	ASTM D-1945
Inertes	ASTM D-1945 GPA 2261	ASTM D-1945	ASTM D-1945	ASTM D-1945 ISO 6974	ASTM D-1945
Índice de Wobbe	ISO 6976	NCh 2380	No se mide	No se mide	No se mide
Densidad relativa	ISO 6976 GPA 2172	NCh 2380	ASTM D-3588	ASTM D-3588	No se mide

En la tabla 12, se resume las normas y métodos de ensayo utilizados para el control de las especificaciones de la calidad del gas natural seco. Estas normas nos servirán de referencia para la evaluación técnica de los métodos de ensayo aplicables a las especificaciones de calidad de nuestro país.

Tabla 12. Métodos de Ensayo que Determinan las Especificaciones del Gas Natural.

PROPIEDAD	NORMAS.			
	GPA.	ASTM D	ISO	NCh.
Poder calorífico bruto	2172	3588 1826	6976	2380
Sulfuro de Hidrógeno	2377	5504 4468	6326-4	
Azufre total	2377	5504 1072 4468		
Vapor de agua		1142 5454		
Dióxido de carbono	2261	1945	6974	
Hidrocarburos condensables o Punto de rocío de hidrocarburos	2286	1142 1945		
Oxígeno	2261	1945	6974	
Inertes		1945	6976	
Índice de Wobbe			6976	2380
Densidad relativa	2172	3588	6976	2380

CAPITULO IV

4. ESTUDIO TECNICO DE LOS METODOS DE ENSAYO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ.

4.1 Métodos de ensayo para el calculo de la composición del gas natural y contenido de dióxido de carbono, oxígeno e inertes en el gas natural.

Las normas y métodos de ensayos ASTM D-1945 y GPA 2261 cubren la determinación de la composición química del gas natural y mezclas gaseosas similares mediante la técnica de la cromatografía de gases.

La norma ASTM D-1945 cubre la determinación de la composición del gas natural en el rango que se muestra en la siguiente tabla.

COMPONENTES	Formula	RANGO DE CONCENTRACIÓN %Mol
Helio	He	0.01-10
Hidrógeno	H ₂	0.01-10
Oxígeno	O ₂	0.01-20
Nitrógeno	N ₂	0.01-100
Dióxido de carbono	CO ₂	0.01-20
Metano	CH ₄	0.01-100
Etano	C ₂ H ₆	0.01-100
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0.3-30
Propano	C ₃ H ₈	0.01-100
Isobutano	i-C ₄ H ₁₀	0.01-10
n-butano	n-C ₄ H ₁₀	0.01-10
Neo-pentano	neo-C ₅ H ₁₂	0.01-2
Isopentano	i-C ₅ H ₁₂	0.01-2
n-Pentano	n-C ₅ H ₁₂	0.01-2
Hexanos	n-C ₆ H ₁₄	0.01-2
Heptanos	C ₇ H ₁₆	0.01-1

La norma GPA-2261 cubre la determinación de la composición del gas natural en el rango que se muestra en la siguiente tabla.

COMPONENTES	Formula	RANGO DE CONCENTRACIÓN %Mol.
Helio	He	0.01-10
Oxígeno	O ₂	0.01-20
Nitrógeno	N ₂	0.01-100
Dióxido de carbono	CO ₂	0.01-20
Metano	CH ₄	0.01-100
Etano	C ₂ H ₆	0.01-100
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	3.00-100
Propano	C ₃ H ₈	0.01-100
Isobutano	i-C ₄ H ₁₀	0.01-10
n-butano	n-C ₄ H ₁₀	0.01-10
Isopentano	i-C ₅ H ₁₂	0.01-2
n-Pentano	n-C ₅ H ₁₂	0.01-2
Hexanos	n-C ₆ H ₁₄	0.01-2
Heptanos	C ₇ H ₁₆	0.01-1

Como se puede observar, la norma ASTM D-1945 cubre la determinación de los mismos componentes de la norma GPA 2261. Adicionalmente, la norma ASTM D-1945 determina el porcentaje del hidrogeno contenido en la mezcla.

Debido a que la composición del gas natural en el Perú no contiene hidrogeno, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. D.S N° 012-2001-EM no considera la determinación de este componente. Por lo tanto, se recomienda el uso de la norma GPA-2261 para el cálculo de la composición de gas natural.

4.1.1 Norma GPA-2261.

4.1.1.1 Resumen del método.

Los componentes de una muestra representativa de gas natural son físicamente separados por cromatografía de gases

(CG) y comparados con datos de calibración obtenidos bajo condiciones de operación idénticas a una mezcla estándar de referencia de composición conocida. Los numerosos componentes pesados de la muestra de gas natural pueden ser agrupados en picos irregulares en la CG, invirtiendo la dirección del gas portador a través de la columna en un tiempo tal que permita agrupar los componentes finales pesados, ya sea como C_5^+ , C_6^+ , o C_7^+ . La composición de la muestra es calculada comparando las alturas o las áreas de los picos, o ambas, con los valores correspondientes obtenidos con el patrón de referencia.

4.1.1.2 IMPORTANCIA Y USO.

Este método de prueba es de mayor importancia porque proporciona los datos que se requieren para calcular las propiedades físicas de la muestra, tal como el poder calorífico y la densidad relativa; o para controlar las concentraciones de uno o más de los componentes en una mezcla.

4.1.1.3 PRINCIPALES EQUIPOS.

- **Cromatógrafo.** Cualquier instrumento cromatográfico puede ser usado si tiene o cumple con las siguientes características:
- **Detector.** El detector será del tipo de conductividad térmica (TCD) o su equivalente en sensibilidad y estabilidad. El detector de conductividad térmica debe ser suficientemente sensible para producir una señal de por lo menos 0.5 mV para 1% mol de n-butano en una muestra de 0.25 mL.
- **Sistema de Ingreso de la Muestra.** La disposición del sistema de ingreso de la muestra se debe hacer de tal manera que permita introducir la muestra gaseosa en el

gas portador al inicio de la columna de análisis, con un lazo fijo de volumen o sección tubular. El lazo fijo de volumen será construido de tal manera que el volumen de muestra ingresada no exceda a 0.5 ml, a 760 mmHg absoluta. Si se requiere mayor exactitud de la determinación de los hexanos y de la porción más pesada, se debe utilizar un tamaño de muestra más grande. El volumen de muestra debe ser reproducido de tal modo que corridas sucesivas estén dentro de $\pm 0.5\%$ en cada área máxima del componente más representativo.

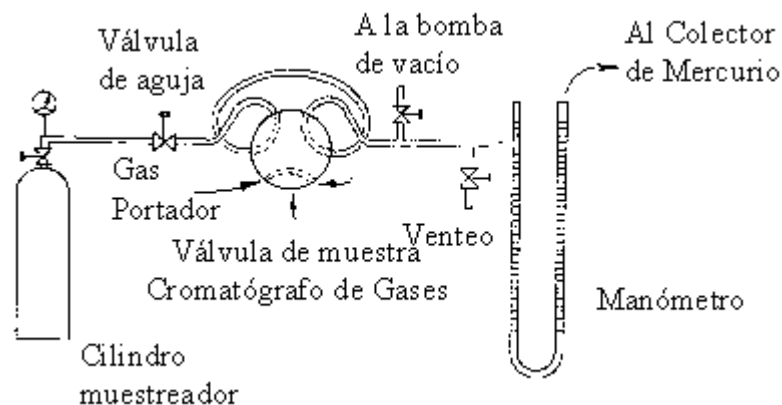


Figura 3. Arreglo de distribución opcional para ingresar muestras al vacío

Fuente: Norma GPA 2261

- **Controles del Gas Portador.** El instrumento será equipado con dispositivos adecuados para proporcionar un flujo constante de gas portador a través del analizador y el detector, a razón del 1% en todo el análisis de la muestra y el producto estándar de referencia. La pureza del gas portador puede ser mejorada fluyendo el gas portador a través del filtro selectivo previamente a su entrada en el cromatógrafo.
- **Columnas.** Las columnas serán construidas de materiales inertes y no absorbentes con respecto a los componentes de la muestra. El material que se prefiere para la

construcción es el acero inoxidable. No se aceptan columnas de cobre o aleaciones que contengan este metal.

El análisis de muestras puede ser realizada mediante columnas de absorción o columnas de partición. La columna de absorción debe separar completamente el oxígeno, el nitrógeno y el metano. Se recomienda un tamiz molecular 13X, malla 80/100 para inyección directa. Una columna 5A puede ser usada si una columna de precorte está presente, para eliminar cualquier interferencia de hidrocarburos. Si se usa un registrador el indicador de éste debe retornar a la línea base entre cada pico sucesivo. La resolución (R) debe ser 1.5 o mayor, la cual se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$R(1,2) = \frac{x_2 - x_1}{y_1 + y_2} \times 2 \quad (1)$$

Donde x_1 , x_2 son los tiempos de retención e y_1 , y_2 son los anchos de los picos. La figura 4 ilustra el cálculo para la resolución.

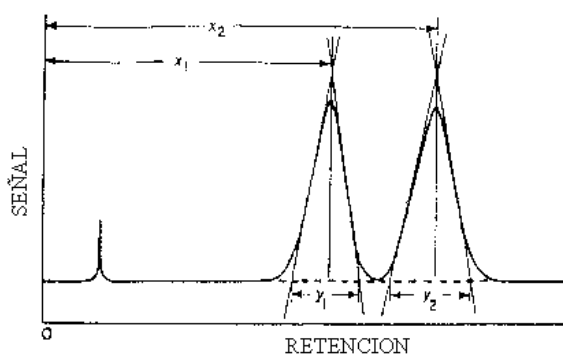


Figura 4. Cálculo para resolución.
Fuente: Norma GPA 2261

La columna de partición debe separar desde etano hasta pentanos y dióxido de carbono. (CO₂). Si un registrador es

usado, el indicador de éste debe retornar a la línea base entre cada pico para propano y picos siguientes; y para línea base, dentro del 2% de deflexión a máxima escala para componentes expelidos delante del propano, con mediciones que están en la atenuación del pico. La separación del dióxido de carbono debe ser suficiente de modo que una muestra de 0.25 mL que contiene 0.1 mol %, producirá una respuesta claramente medible. La resolución (R) debe ser 1.5 ó mayor como se calculó en la ecuación anterior. La separación debería ser completada dentro de 40 min, incluyendo inversión de flujo después del n-pentano para producir una respuesta de grupo para hexanos y componentes más pesados.

Datos Generales. Se puede utilizar columnas empacadas con otros materiales que proporcionen separación satisfactoria de componentes de interés. En aplicaciones multi-columna, se prefiere usar flujo inverso en el terminal frontal de los productos pesados.

- **Secador.** A menos que se conozca que el agua no va a interferir en el análisis, debe ser proporcionada una secadora en la muestra que ingresa al sistema, delante de la válvula de muestra. La secadora debe eliminar la humedad sin eliminar componentes selectivos a ser determinados en el análisis.
- **Manómetro de vacío.** Equipada con una escala de graduación exacta y de fácil lectura que cubra el rango de 0 a 760 mmHg y una razón de exactitud de $\pm 0.5\%$. Puede ser usado un tubo en U o tipo pozo en lugar del manómetro de vacío. Si se le usa, debería tomarse precaución al manipular mercurio, debido a su naturaleza tóxica, evitando el contacto con la piel tanto como sea posible.

- **Bomba de vacío.** Debe ser capaz de reproducir un vacío de 1 mmHg o menos, de presión absoluta.

4.1.1.4 ESTANDAR DE REFERENCIA.

Se requiere mezclas de gas libres de humedad, de composición conocida para la comparación con la muestra de prueba. Deben contener porcentajes conocidos de componentes, excepto el oxígeno, que van a ser determinados en la muestra desconocida. Todos los componentes en el estándar de referencia deben ser homogéneos en el estado de vapor al momento de su uso. La concentración de un componente en el gas de referencia no deberá ser menor que la mitad ni más del doble de la concentración del componente correspondiente en el gas de prueba.

4.1.1.5 PRECISION.

Para determinar la repetibilidad y la reproducibilidad de este método se ha tomado los datos estadísticos obtenidos en un programa de prueba cooperativo en la GPA (Gas Processor Association) terminado en 1982. El programa de pruebas incluyó seis muestras que fueron analizadas por 21 laboratorios. El método revisado en 1986 no ha sido estadísticamente evaluado.

Tabla 13. Precisión.

COMPONENTES	%Mol. Rango	Porcentajes Relativos	
		Repetibilidad	Reproducibilidad
Nitrógeno	0.01-100	2	7
Dióxido de carbono	0.01-20	3	12
Metano	0.01-100	0.2	0.7
Etano	0.01-100	1	2
Propano	0.01-100	1	2
Isobutano	0.01-10	2	4
n-butano	0.01-10	2	4
Isopentano	0.01-2	3	6
n-Pentano	0.01-2	3	6
Hexanos	0.01-2	10	30

4.2 Métodos de ensayo para el cálculo del poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad e índice de Wobbe.

Las normas y métodos de ensayos GPA 2172, ASTM D-3588, ISO 6976, presentan procedimientos para el cálculo del poder calorífico, la densidad relativa, el factor de compresibilidad e Índice de Wobbe (ideal y real) para el gas natural, a partir de su composición química.

Los métodos de ensayo GPA 2172 y ASTM D-3588, calculan el poder calorífico, densidad, densidad relativa, factor de compresibilidad e Índice de Wobbe a condiciones base (101.35 kPa y 298K), proporcionando únicamente datos de las propiedades de los componentes del gas natural a las condiciones indicadas.

Así mismo, es posible calcular el poder calorífico mediante la norma ASTM D-1826-94. Este método determina el poder calorífico de una mezcla de gases mediante el uso de un calorímetro de registro continuo en el rango de 8009 Kcal/sm³ a 10678 Kcal/sm³, este rango incluye el rango de poder calorífico especificado en el reglamento de distribución peruano (de 8450 a 10300 Kcal/sm³). La precisión de este método depende de la precisión del calorímetro, que deberá ser calibrado según la performance del equipo, no debiendo superar el 0.3% de error. Para medir la reproducibilidad de este método, usaron tres calorímetros seguidos durante un periodo de 4 años. Los calorímetros fueron estandarizados semanalmente con metano. Se mantuvo un control rígido de la temperatura ambiente, de modo que no se causara ningún error por el cambio de la temperatura del agua del tanque. El análisis de los datos, registrados una semana después de la estandarización indicó que cerca del 95% de los errores fueron menores al 0.3%, registrándose pocos errores altos como el 0.5%; sin embargo, consideran que se puede encontrar errores más altos si el periodo de calibración con metano es mayor que una semana. En conclusión, la precisión de la prueba está en función del funcionamiento y calibración del equipo, donde una pequeña variación de alguna variable podría afectar el resultado del análisis.

La norma ISO 6976, al igual que las normas GPA 2172 y ASTM D-3588, calcula las propiedades del gas natural seco a partir de su composición, a través de procedimientos de cálculos manuales, pero a diferencia de las normas GPA 2172 y ASTM D-3588, esta norma permite trabajar con un mayor rango de temperaturas (0°C, 15°C, 20°C y 25°C) a 1atm de presión, proporcionando datos de las propiedades de los componentes del gas natural a las temperaturas indicadas.

La precisión de los resultados está en función a tres fuentes de error que deben ser consideradas, tales como: errores en los poderes caloríficos de los componentes, errores en el factor de compresibilidad calculado, y errores en determinación de la composición del gas natural.

Por otro lado, la incertidumbre de los poderes caloríficos ideales de los componentes del gas natural no debe ser mayor a 0.03%. El error en el factor de compresibilidad calculado varía con la composición del gas natural, debiendo ser este error menor de 0.03% e insignificante comparado a los errores que se presentan por la incertidumbre en la composición.

En este método se desprecia los errores en los poderes caloríficos de los componentes, el factor calculado Z de la compresibilidad y la precisión del método se relaciona con la capacidad de repetición y la reproducibilidad del ensayo.

De lo anterior, para el cálculo del poder calorífico, la densidad, la densidad relativa, el factor de compresibilidad y el Índice de Wobbe, se recomienda el uso de la NORMA ASTM D-1826-94 y la ISO 6976.

4.2.1 Norma ASTM D-1826-94.

4.2.1.1 Resumen del método.

El poder calorífico es determinado por la transmisión total del calor obtenido de la combustión del gas de prueba a una corriente de aire, midiendo el incremento de la temperatura

del aire. Las corrientes de gas de prueba y el aire de absorción de calor son mantenidos en proporciones volumétricas fijadas el uno al otro mediante dispositivos similares a los medidores ordinarios de humedad, engranados juntos y manejados por un motor eléctrico común. Los medidores son montados en un tanque de agua, donde el nivel del tanque mantiene y la temperatura del mismo determina la temperatura de ingreso del gas y del aire.

El gas de chimenea producido por la combustión del gas (productos de combustión más exceso de aire de combustión) se mantiene separado del aire de absorción de calor, y es enfriado a unos pocos grados por encima de la temperatura inicial del aire y el gas. El agua formada por la combustión es prácticamente condensada totalmente al estado líquido. Consecuentemente, el incremento de la temperatura producido en el aire de absorción de calor es directamente proporcional al poder calorífico del gas, ya que todo el calor de la combustión de la muestra de gas de prueba, incluyendo el calor latente de vaporización del agua formada en la combustión, es entregado al aire de absorción de calor. El calorímetro hace una determinación directa del poder calorífico total. El incremento de temperatura es medido mediante termómetros de resistencias de níquel y es convertido a Btu por pie cúbico estándar.

4.2.1.2 APARATOS Y EQUIPOS.

El calorímetro registrador consiste de dos unidades principales: la unidad tanque o calorímetro adecuado, en el cual se mide el poder calorífico de la muestra de gas, y la unidad registradora, la cual traduce el calor medido en poder calorífico. Esto se registra gráficamente, o digitalmente si se usa un calorímetro "inteligente".

4.2.2 Norma ISO 6976.

4.2.2.1 Resumen del método.

Esta norma internacional especifica métodos para el cálculo del poder calorífico, densidad relativa e índice de Wobbe de gases naturales secos, sustitutos del gas natural y otros combustibles gaseosos, a partir de la composición molar del gas. Los métodos proveen un medio para calcular las propiedades de la mezcla gaseosa a las condiciones medidas de referencia utilizadas comúnmente.

Estos métodos usan ecuaciones que necesitan la ponderación de los valores de las propiedades termofísicas de todas las especies moleculares individuales de la mezcla gaseosa; los valores de las propiedades termofísicas de los gases ideales son ponderados en concordancia con la correspondiente fracción molar, añadiéndose luego todos los términos para obtener la fracción molar promedio de las propiedades de la mezcla del gas ideal. Los valores en base volumétrica son entonces convertidos a valores en el estado de gases reales aplicando un factor de corrección volumétrica.

Los métodos de cálculo requieren valores para las propiedades físicas de los componentes puros; estos valores son proveídos en tablas específicas, con indicación de sus fuentes de información.

Los métodos de cálculos de los valores de las propiedades, sean estas en base molar o másica, son aplicables a cualquier gas natural, sustituto del gas natural o cualquier combustible normalmente gaseoso. Para el cálculo de los valores de las propiedades en base volumétrica, los métodos se restringen a gases constituidos preponderantemente por metano (no menos de 0.5 como fracción molar).

Para el cálculo de las propiedades indicadas se usan las siguientes ecuaciones:

4.2.2.2 Gas ideal y gas real

Un gas ideal es aquel que obedece la ley de los gases ideales:

$$p.V_m = R.T \quad (2)$$

Donde:

p Presión absoluta.

T Temperatura absoluta.

V_m Volumen por mol de gas.

R Constante universal de los gases en unidades consistentes.

Cuando el comportamiento de un gas real no obedece esta ley, deberá aplicarse la ecuación modificada (2) de la siguiente manera:

$$p.V_m = Z(T, p)R.T \quad (3)$$

Donde $Z(T, p)$ es una variable, a menudo cercana a la unidad, y conocida como factor de compresión.

4.2.2.3 Condiciones de referencia de combustión.

La temperatura t_1 y presión p_1 específicas, son las condiciones a las cuales el combustible es quemado. (Ver figura1, en pag. 13).

4.2.2.4 Condiciones de referencias medidas.

La temperatura t_2 y presión p_2 son las condiciones a la cual la cantidad de combustible a ser quemado es analizada; no hay una razón a priori para que estas sean las mismas que

las condiciones de referencia de combustión. (Ver figura 1, en pag. 13).

4.2.2.5 Comportamiento de gases ideales y reales.

4.2.2.5.1 Entalpía de combustión.

Las cantidades físicas fundamentales requeridas para el cálculo de los poderes caloríficos son las entalpías molares (estándar) de combustión de los gases ideales para los gases que componen la mezcla. Estas cantidades son funciones complejas de temperatura; por lo tanto, los valores requeridos dependen de la temperatura t_1 de referencia de la combustión.

En la Tabla 3 (Anexo 1, pag. 99), se dan tabulaciones para las temperaturas $t_1 = 25^\circ \text{C}$, 20°C , 15°C y 0°C y 1 atm de presión.

4.2.2.5.2 Cálculo del factor de compresión.

Las correcciones para la no idealidad volumétrica se hacen utilizando el factor de compresión Z_{mezcla} . La fórmula que se utiliza para el cálculo de Z_{mezcla} a las condiciones de referencia medidas, es:

$$Z_{mezcla}(t_2, p_2) = 1 - \left[\sum_{j=1}^N x_j \cdot \sqrt{b_j} \right]^2 \quad (4)$$

Donde la suma es tomada sobre todos los N componentes de la mezcla. Los valores del llamado factor suma $\sqrt{b_j}$ son dados en la Tabla 2 (Anexo 1, pag. 98) a las tres condiciones de referencia medidas de interés común, para todos los componentes del gas natural seco y gas natural sustituto considerados en esta norma técnica. Los valores de compresibilidad

también son dados para todos los componentes puros (o factores de compresibilidad hipotéticos) Z_j de los cuales los b_j 's han sido generalmente deducidos utilizando la relación $b_j = 1 - Z_j$.

4.2.2.5.3 Cálculo del poder calorífico - base molar

Gas ideal.

El poder calorífico de gas ideal en base molar a una temperatura t_1 de una mezcla de composición conocida es calculado mediante la ecuación:

$$\bar{H}^o(t_1) = \sum_{j=1}^N x_j \bar{H}_j^o(t_1) \quad (5)$$

donde:

$\bar{H}^o(t_1)$ Poder calorífico molar ideal de la mezcla (ya sea Bruto o Neto).

$\bar{H}_j^o(t_1)$ Poder calorífico molar ideal del componente j (ya sea Bruto o Neto).

x_j Fracción molar del componente j .

Valores numéricos de \bar{H}_j^o para t_1 (25°C, 20 °C, 15 °C y 0 °C) son obtenidos de la Tabla 3 (Anexo1, pag. 99)

Nota 1: El poder calorífico de gas ideal en base molar de un gas o mezcla gaseosa es definido como un número positivo. Los valores dados en la tabla 3 son numéricamente iguales a las entalpías estándar de combustión, las cuales son, sin embargo, convencionalmente expresadas como cantidades negativas.

Gas Real.

Para los propósitos de este estudio, los valores del poder calorífico de gas real en base molar, son

tomados como numéricamente igual a los correspondientes valores de gas ideal.

Nota 2: Una rigurosa aproximación al cálculo del poder calorífico de gas real en base molar al de gas ideal requerirá el cálculo de una corrección entálpica para la mezcla. En la práctica, esta corrección es muy pequeña para gases naturales típicos y puede usualmente ser desechada con errores resultantes que no exceden a 50J/mol (aproximadamente 0,0005%).

4.2.2.5.4 Cálculo del poder calorífico - base másica.

Gas ideal.

El poder calorífico de gas ideal en base másica, a una temperatura t_1 , de una mezcla gaseosa de composición conocida es calculado mediante la siguiente ecuación:

donde:

$$\hat{H}^0(t_1) = \frac{\bar{H}^0(t_1)}{M} \quad (6)$$

M masa molar de la mezcla

$$M = \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j \quad (7)$$

x_j Fracción molar del componente j

M_j Masa molar del componente j

$\hat{H}^0(t_1)$ Poder calorífico ideal en base másica de la mezcla (ya sea bruto o neto)

En la Tabla 1 (Anexo 1, pag. 97), obtenemos los valores de las masas molares para todos los componentes considerados en este estándar internacional.

El uso de las ecuaciones (6) y (7) representan el método definitivo para calcular \widehat{H}^0 .

Para el caso en el que se conoce el valor poder calorífico en base másica, una ecuación alternativa es la siguiente:

$$\widehat{H}^0(t_1) = \sum_{j=1}^N x_j \widehat{H}_j^0(t_1) \quad (8)$$

Donde $\widehat{H}^0(t_1)$ es el poder calorífico en base másica de un componente j (ya sea bruto o neto).

Por conveniencia, los valores de \widehat{H}_j^0 , a las **temperaturas** de t_1 (25 °C, 20 °C, 15 °C y 0 °C) son dados en la Tabla 4 (Anexo 1, pag. 100).

Gas real.

Para los propósitos de este estudio, los valores del poder calorífico en base másica en gases reales son considerados numéricamente igual al de los gases ideales.

4.2.2.5.5 Cálculo del poder calorífico - base volumétrica

Gas ideal.

El Poder Calorífico de los gases ideales en base volumétrica, para una temperatura de combustión t_1 de una mezcla de composición conocida, medido a temperatura t_2 (°C) y presión p_2 (kPa), es calculado con la siguiente ecuación:

$$\tilde{H}^0[t_1, V(t_2, p_2)] = \bar{H}^0(t_1) \cdot \frac{p_2}{R.T_2} \quad (9)$$

Donde:

$\tilde{H}^0[t_1, V(t_2, p_2)]$ Poder calorífico en base volumétrica de la mezcla (ya sea bruto o neto).

R Constante molar de los gases = 8,314510 J.mol⁻¹.K⁻¹

T₂ = (t₂ + 273,15) temperatura absoluta en grados kelvin.

El uso de la ecuación (9) representa un método definitivo para el cálculo de \tilde{H}^0 .

Para el caso en el que se conoce el valor poder calorífico en base volumétrica ideal, una ecuación alternativa es la siguiente:

$$\tilde{H}^0[t_1, V(t_2, p_2)] = \sum_{j=1}^N x_j \tilde{H}_j^0[t_1, V(t_2, p_2)] \quad (10)$$

Donde

$\tilde{H}_j^0[t_1, V(t_2, p_2)]$ es el poder calorífico ideal en base volumétrica del componente j (sea bruto o neto según el caso).

Los valores de \tilde{H}_j^0 para una variedad de condiciones de referencia de combustión y medición, son dadas en la Tabla 5 (Anexo 1, pag 101)

Gas real.

El poder calorífico de un gas real en base volumétrica, a una temperatura de combustión t_1 y presión p_1 , de una mezcla de gases medido a una temperatura t_2 y presión p_2 , es calculado mediante la siguiente ecuación

$$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}^0[t_1, V(t_2, p_2)]}{Z_{mezcla}(t_2, p_2)} \quad (11)$$

Donde:

$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)]$ Es el poder calorífico de gas real en base volumétrica (ya sea bruto o neto).

$Z_{mezcla}(t_2, p_2)$ Es el factor de compresibilidad a las condiciones de medición.

El factor de compresión $Z_{mix}(t_2, p_2)$ es calculado de la ecuación (4), usando valores del factor suma $\sqrt{b_j}$ dados para sustancias puras individuales en la Tabla 2 (Anexo 1, pag 98).

4.2.2.5.6 Cálculo de la densidad relativa, densidad e índice de Wobbe.

Gas ideal.

La densidad relativa de un gas ideal es independiente de cualquier estado de referencia y es calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$dr^0 = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \frac{M_j}{M_{aire}} \quad (12)$$

Donde

d^0 Densidad relativa del gas ideal.

M_j Masa molar del componente j.

M_{aire} Masa molar del aire seco de composición estándar (28,9626 kg.kmol⁻¹).

La densidad de los gases ideales depende de su temperatura t (°C) y presión p (kPa) y es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$d^0(t, p) = \left(\frac{p}{RT} \right) \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j \quad (13)$$

Donde:

$d^0(t, p)$ Densidad del gas ideal.

R Constante molar de los gases
= 8,314 510 J.mol⁻¹ .K⁻¹

T = $(t + 273,15)$, temperatura absoluta en grados kelvin.

El índice de Wobbe de un gas ideal se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$W^0[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s^0[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d^0}} \quad (14)$$

Donde:

W^0 Índice de Wobbe del gas ideal.

\tilde{H}_s^0 Poder calorífico en base másica

Gas real.

La densidad relativa de un gas real se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$dr(t, p) = \frac{d^0 \cdot Z_{aire}(t, p)}{Z_{mix}(t, p)} \quad (15)$$

Donde:

$dr(t, p)$ Densidad relativa del gas real.

$Z_{mix}(t, p)$ Factor de compresibilidad de la mezcla gaseosa.

$Z_{aire}(t, p)$ Factor de compresibilidad del aire seco de composición estándar.

El factor de compresibilidad $Z_{mix}(t, p)$ es calculado por la ecuación (4), usando valores del factor suma \sqrt{b}_j dados para sustancias individuales puras en la Tabla 2 (Anexo 1). Los factores de compresibilidad $Z_{aire}(t, p)$ son:

$$Z_{aire}(273,15 K, 101,325 kPa) = 0,99941$$

$$Z_{aire}(288,15 K, 101,325 kPa) = 0,99958$$

$$Z_{aire}(293,15 K, 101,325 kPa) = 0,99963$$

La densidad de los gases reales es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$d(t, p) = \frac{d^0(t, p)}{Z_{mix}(t, p)} \quad (16)$$

Donde

$d(t, p)$ Densidad del gas real.

El índice de Wobbe de los gases reales es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$W[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d(t_2, p_2)}} \quad (17)$$

Donde:

W Índice de Wobbe de gas real;

\tilde{H}_s Es calculado como se describe para el cálculo del poder calorífico real en base másica.

Nota 3: Se requiere tener cuidado en el uso de las unidades para los cálculos descritos, particularmente en el cálculo de la densidad. Con R expresado en Joule por mol kelvin, P en Kilo Pascal, y M en kilogramos por Kilo mol, el valor de d (densidad) es obtenido automáticamente en Kilogramos por metro cúbico, el sistema preferido es el Sistema Internacional.

4.2.2.5.7 Expresión de resultados de las propiedades.

El número de cifras significativas las cuales están dadas para el valor de cada propiedad deben reflejar la exactitud esperada del cálculo de la propiedad en cuestión. Aun en el caso de un análisis “perfecto”, los resultados de los cálculos deben ser reportados con no mayor exactitud que los siguientes niveles de significancia.

- Poder calorífico

- Base Molar 0.01 kJ.mol⁻¹
- Base Másica 0.01 MJ.kg⁻¹
- Base Volumétrica 0.01 MJ.m⁻³

- Densidad relativa: 0.000 1

- Densidad: 0.000 1 kg.m⁻³

- Índice de Wobbe: 0.01 MJ.m⁻³

4.2.2.5.8 Propiedades del aire seco

El valor resultante para la masa molar del aire seco redondeado al cuarto decimal es:

$$M_{aire} = 28,9626 \text{ kg.kmol}^{-1}$$

El valor del factor de compresión del aire seco de composición estándar de cada una de las tres condiciones de referencias medidas más comúnmente utilizado deberían ser tomadas como:

$$Z_{aire} (273,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 0,99941$$

$$Z_{aire} (288,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 0,99958$$

$$Z_{aire} (293,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 0,99963$$

La densidad del aire como gas real de composición estándar tienen los siguientes valores:

$$d_{aire} (273,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 1,292923 \text{ kg.m}^{-3}$$

$$d_{aire} (288,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 1,225410 \text{ kg.m}^{-3}$$

$$d_{aire} (293,15 \text{ K}, 101,325 \text{ kPa}) = 1,204449 \text{ kg.m}^{-3}$$

4.3 Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío del agua y el contenido del vapor de agua.

Las normas y métodos de ensayos ASTM D-1142 y ASTM D-5454, presentan procedimientos para el cálculo del vapor de agua contenido en el gas natural.

La norma ASTM D-5454-93, determina el contenido de vapor de agua de combustibles gaseosos mediante el uso de analizadores electrónicos de humedad. Estos analizadores, comúnmente usan celdas de detección basadas en pentóxido de fósforo, P_2O_5 , óxido de aluminio, Al_2O_3 , o sensores de silicio. La precisión y exactitud de los resultados depende de la calibración del equipo analizador, los datos para determinar la precisión están siendo preparados por la ASTM para este método por un estudio inter laboratorios.

La norma ASTM D-1142, establece la determinación del contenido de vapor de agua de los combustibles gaseosos mediante la medición de la temperatura de rocío del agua y posterior cálculo del contenido de vapor de agua. Los datos para determinar la precisión de este método no están disponibles, sin embargo el Comité D-3 de la Jefatura de la ASTM, recomienda desarrollar programas de pruebas inter laboratorios.

Ambos métodos son recomendables para el cálculo del contenido de vapor de agua.

4.3.1 Norma ASTM D-5454-93.

4.3.1.1 Resumen del método.

Este método cubre la determinación del contenido de vapor de agua mediante el uso de un analizador electrónico de humedad. Este analizador debe ser calibrado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Se verifica el secado del instrumento usando nitrógeno seco comprimido para conseguir una lectura debajo de 1 lb/MMSCF.

La muestra debe estar 2°C por encima del punto de rocío. Se debe purgar la muestra 2 min antes de ingresar al sensor.

El tiempo para que el sensor logre el equilibrio es una variable dependiente y una condición para este tipo de método. El analizador puede requerir hasta 20 minutos para estabilizar. Algunos analizadores pueden tener registrador externo y pueden ser usados con una tabla de registro hasta llegar a familiarizarse con el tiempo de respuesta de equilibrio verdadero.

4.3.1.2 Aparatos y equipos.

El analizador de humedad y sistema de muestreo tendrán las siguientes especificaciones:

- Sistema de muestreo. Muchos errores conllevados con el análisis de humedad pueden ser eliminados con un apropiado sistema de muestreo.
- Una línea de muestreo debe ser obtenida con un método probado por D-1145. La temperatura de muestreo debe ser mantenida 2°C (3°F) encima del punto de rocío del gas para prevenir condensación en la línea de muestreo o analizador. El uso de aislamiento es recomendado a temperaturas de ambiente frío.
- Sensores analizadores son muy sensitivos para la contaminación. Cualquier contaminante que perjudique al sensor debe ser reemplazado de la corriente de muestra antes que alcance el sensor. Esto debe ser hecho con mínimo impacto o exactitud o tiempo de respuesta. Si los contaminantes están en aerosol de aceite, glicol y en adelante, un filtro coalescedor o un separador de membrana semipermeable debe ser usado.

4.3.2 Norma ASTM D-1142-95.

4.3.2.1 Resumen del método.

Este método se aplica en la determinación del contenido de vapor de agua de combustibles gaseosos por medición de la temperatura de rocío y el posterior cálculo del contenido de vapor de agua.

4.3.2.2 Aparatos

Se puede emplear cualquier aparato de punto de rocío apropiadamente construido que satisfaga los requerimientos básicos, eso significa que debe:

Permitir que un flujo de gas controlado ingrese y salga del aparato mientras que el aparato está a una temperatura de por lo menos 3 °F por encima del punto de rocío del gas.

Enfriar y controlar la velocidad de enfriamiento de una porción (preferiblemente pequeña) del aparato, con la cual tiene contacto el gas, a una temperatura suficientemente baja para hacer que el vapor del gas condense.

Observar la deposición de rocío sobre la porción fría del aparato.

Medir la temperatura de la temperatura de la porción fría del aparato sobre la cual se deposita el rocío, y

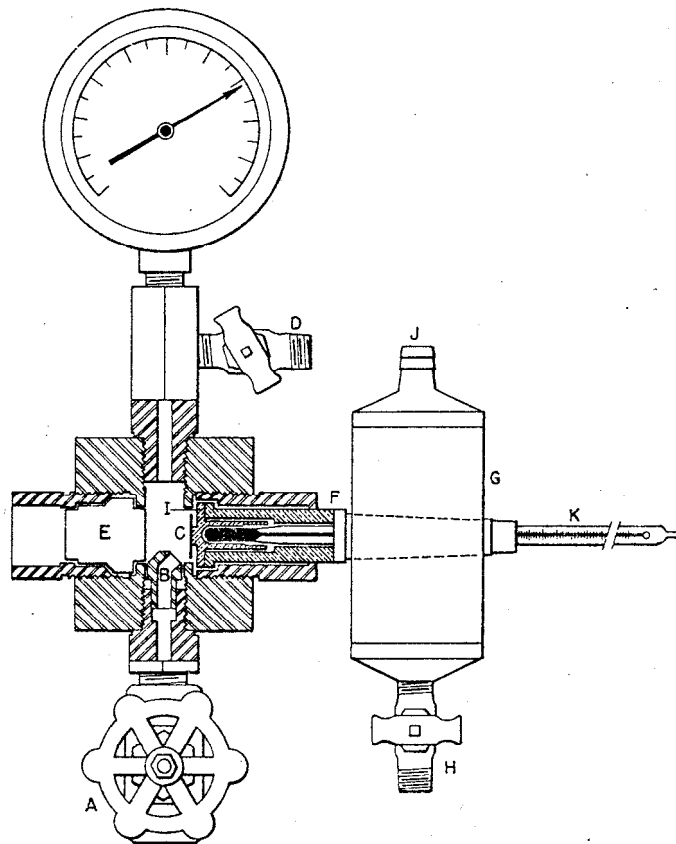
Medir la presión del gas dentro del aparato o la desviación desde la presión barométrica existente conocida.

El aparato debe ser construido de modo que la porción fría del aparato sobre la cual el rocío es depositado, sea protegida de todos los gases diferentes al gas bajo prueba.

El aparato de punto de rocío tipo Bureau of Mines mostrado en la Fig. 5 satisface los requerimientos especificados. Este

aparato es satisfactorio para la determinación del punto de rocío de los combustibles gaseosos.

En resumen, este aparato consiste de una cámara de metal dentro y fuera de la cual el gas de prueba se le permite fluir a través de válvulas de control A y D. El gas que entra al aparato a través de la válvula A es deflektado por la boquilla B hacia la porción fría del aparato, C. El gas fluye cruzando la cara C y fuera del aparato a través de la válvula D. La parte C es un “espejo objetivo” de acero inoxidable altamente pulido, refrigerado por medio de una varilla de enfriamiento de cobre F. El espejo, C, es soldado con plata a un pico en la cámara termométrica de cobre, I, la cual es suavemente soldada a la varilla de enfriamiento, F. la cámara termométrica esta integrada al conector I.



FFigura 5. Aparato para la medición del punto de rocío de la Bureau of Mines

El enfriamiento de la varilla F se logra con la vaporización de un refrigerante tal como butano líquido, propano, dióxido de carbono, o algún otro gas licuado en el congelador G. El flujo de refrigerante es regulado en el enfriador a través de la válvula H y pasa a J. El cuerpo del congelador está hecho de cobre y tiene cabezales de bronce en ambos extremos. El cabezal inferior está conectado con el superior por numerosos hoyos pequeños perforados en el cuerpo de cobre a través de los cuales pasa el refrigerante vaporizado. El congelador es unido a la varilla de enfriamiento, f, por medio de una unión cónica. La temperatura del espejo objetivo, C, es indicada por un termómetro de mercurio en vidrio, K, cuyo bulbo encaja perfectamente en la cámara termométrica. La observación del depósito de rocío es hecha a través de la ventana transparente resistente a la presión, E.

Se observará que solo la porción central del espejo objetivo de acero inoxidable, C, está térmicamente unida al acoplamiento, I, a través del cual C es enfriado. Debido a que el acero inoxidable es un conductor térmico relativamente pobre, la porción central del espejo se mantiene a una temperatura ligeramente menor que la porción exterior, causando que el rocío aparezca primero en la porción central del espejo y su detección es ayudada por el contraste del material proporcionado. También se debe observar el arreglo para la medición de temperatura del espejo objetivo, C. La temperatura se lee con un termómetro o RTD, K, insertado en la varilla de enfriamiento F, de modo que el bulbo del termómetro esté completamente dentro del pozo del termómetro en acoplamiento, I. La zona a la cual el espejo de metal de acero inoxidable está soldado con plata es una parte de la base de la cámara termométrica, y como no existe contacto metálico entre la cámara termométrica y el tubo de enfriamiento, a no ser con su base, el termómetro

indica la temperatura del espejo en lugar de alguna temperatura compromiso influenciada por el gradiente de temperatura a lo largo del tubo de enfriamiento como sería el caso si no se empleara este tipo de construcción.

Se reporta que las pruebas con el aparato de punto de rocío tipo Bureau of Mines permiten la determinación con una precisión (reproducibilidad) de $\pm 0,2^{\circ}\text{F}$ y con una exactitud de $\pm 0,2^{\circ}\text{F}$ ($0,1^{\circ}\text{C}$) cuando las temperaturas de punto de rocío varían desde la temperatura ambiente hasta una temperatura de 32°F (0°C). Se estima que los puntos de rocío del agua pueden ser determinados con una exactitud de $\pm 0,5^{\circ}\text{F}$ ($0,3^{\circ}\text{C}$) cuando están por debajo de 32°F (0°C) y no son menores de 0°F ($-17,8^{\circ}\text{C}$), siempre que no se formen cristales de hielo durante la determinación.

4.3.2.3 Procedimiento.

Consideraciones Generales.- Tome la muestra representativa del gas en la fuente. No la tome en un punto donde el aislamiento permita al condensado acumularse o de otro modo permitirá que exista un contenido de vapor que no está en equilibrio con la corriente principal o con el suministro de gas, tales como la sorción o desorción de vapores desde la línea de muestreo o desde los depósitos en ese lugar. La temperatura de las tuberías que llevan la muestra directamente desde la fuente de gas hacia el aparato de punto de rocío o también la temperatura del aparato debe ser por lo menos 3°F por encima que el punto de rocío observado. La determinación puede ser hecha a cualquier presión, pero la presión del gas dentro del aparato de punto de rocío debe ser conocida con una exactitud apropiada a los requerimientos de exactitud de la prueba. La presión puede ser leída en un manómetro tipo bourdon, para presiones muy bajas, para mediciones más exactas se debe usar un manómetro de mercurio o un manómetro de peso muerto.

4.3.2.4 Cálculos

Si dispone de un gráfico aceptable que muestre la variación del contenido de vapor de agua con las temperaturas de saturación y punto de rocío de agua a lo largo de un adecuado rango de presiones para el gas que esta bajo ensayo, el contenido de vapor de agua puede ser leído directamente, usando la temperatura observada de punto de rocío y la presión a la cual fue hecha la determinación.

Si no dispone de tal gráfico, el contenido de vapor de agua del gas puede ser calculado a partir de la temperatura de punto de rocío del agua y la presión a la cual fue determinada, como sigue:

$$m_{H_2O} = w \cdot 10^6 \cdot (P_b / P \cdot (T / T_b)) \quad (18)$$

Donde:

m_{H_2O} lb de agua/MMft³ de mezcla gaseosa a la presión P_b y temperatura T_b .

w Peso de vapor de agua saturada lb/ft³, a la temperatura de rocío del agua, el cual es la inversa del volumen específico del vapor saturado. (Ver Tabla 1, Anexo 2, pag 103).

P_b Presión base del gas medido, en psia.

P Presión a la cual el punto de rocío del agua en el gas fue determinado, en psia.

t Temperatura de rocío del agua observado, en °F.

T Temperatura de rocío del agua en °R, ($t + 460$), a la presión P .

T_b Temperatura base del gas medido en °R, ($t_b + 460$)

Una correlación de los datos disponibles acerca del contenido de agua en equilibrio de los gases naturales ha sido reportada por Bukacek. Se cree que esta correlación es lo suficientemente exacta para los requerimientos de la industria de combustibles gaseosos, excepto para situaciones inusuales donde el punto de rocío es medido a condiciones cercanas a la temperatura crítica del gas. La correlación es una forma modificada de la Ley de Raoult que tiene la siguiente forma:

$$m_{H_2O} = (A/P) + B \quad (19)$$

Donde:

m_{H_2O}	Contenido de vapor de agua, lb/millón pie ³ .
P	Presión total, psia.
A	Constante proporcional a la presión de vapor de agua.
B	Constante que depende de la temperatura y composición del gas.

La Tabla 2 (Anexo 2, pag 105) muestra los valores de las constantes A y B para gases naturales en el rango de temperatura de -40 a 460°F (-40 a 238°C).

La Tabla 3 (Anexo 2, pag 107) muestra los valores de contenido de vapor de agua desde -40 a 250°F (-40 a 121°C) y desde 14,7 a 5000 psia (101 a 3 4475 kPa), cubriendo el rango de la mayoría de aplicaciones de procesamiento de gas natural.

Una conveniente representación gráfica de los datos en la Tabla 3 (Anexo 2, pag 107) es ilustrada en la Figura 6. Los valores de contenido de humedad dados pueden ser corregidos para condiciones base diferentes a 14,7 psia (101

kPa) y 60°F (15,5°C) por las mismas ecuaciones dadas en la Tabla 2 (Anexo 2, pag 105)

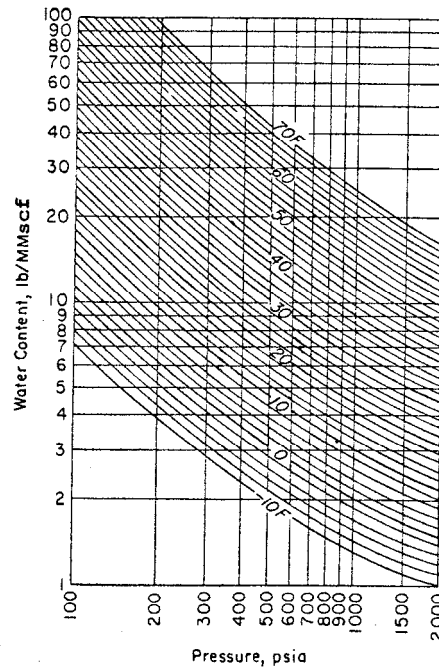


Figura 6. Contenido de vapor de agua en equilibrio de los gases naturales. (Fuente. ASTM D-1142-95).

4.4 Métodos de ensayo para el cálculo del azufre total.

Las normas y métodos de ensayos ASTM D-5504/4468/1988 y ISO 6326-3, cubren la determinación del azufre total, contenidos en el gas natural y mezclas gaseosas similares.

La norma ASTM D-5504, cubre la determinación del azufre total, contenidos en la mezcla gaseosa en el rango de 0.01 a 1,000 mg/m³, basado en el análisis de 1 cm³ de muestra mediante el método de cromatografía y quimioluminiscencia. El método consiste en inyectar 1 cc de muestra a un cromatógrafo de gases a través de una columna de partición y separarlo en constituyentes individuales, estos sulfuros son combustionados en un detector FID, los productos de esta combustión son transferidos a un detector de quimioluminiscencia. La precisión del método depende de un adecuado muestreo, de equipos bien acondicionados y de una frecuente calibración con estándares estables.

La norma ASTM D-4468, determina la cantidad de componentes de azufre en el rango de 0.01 a 20 mg/m³, el método consiste en introducir la muestra a razón constante con una corriente de hidrógeno a un aparato de hidrogenólisis. La muestra y el hidrógeno son pirolizados a temperatura de 1000°C o más, para convertir los componentes de azufre a sulfuro de hidrógeno (H₂S). La lectura es por detección ratiométrica de la reacción del H₂S con acetato de plomo. Este método tiene un precisión de 95 % de nivel de confianza.

La norma ASTM D-1988, determina el contenido de mercaptanos por el método de la longitud de la mancha en el tubo detector, en el rango de 0.5 mg/m³ hasta 160 mg/m³, este método de análisis cubre un procedimiento para la rápida determinación de mercaptanos en tuberías de gas natural seco. La exactitud del sistema del tubo detector es generalmente considerada en ± 25% de la lectura y depende del reactivo seleccionado del tubo detector.

La norma ISO 6326-3, determina el contenido de azufre total por el método de potenciometría, en el rango de concentración mayor o igual

a $1\text{mg}/\text{m}^3$. En este método los componentes de azufre son absorbidos en una solución de hidróxido de potasio acuoso al 35 % y una solución de monoetanolamina etanólica al 5%. Las soluciones son analizadas potenciométricamente usando soluciones de nitrato de plata con electrodos de sulfuro de plata/plata para indicar el punto final. La precisión del método esta entre 15% de repetibilidad y 20% de reproducibilidad.

Por ser los componentes de azufre de naturaleza muy reactiva, los problemas se presentan tanto en el muestreo como en el análisis de la muestra de gas. Por lo que, para eliminar el potencial deterioro debido al muestreo, el análisis debe realizarse in situ. Caso contrario, el muestreo debe ser hecho usando muestreadores de materiales no reactivos, tal como bolsas de TEDLAR. Los equipos de análisis, también deben ser inertes y bien acondicionados para asegurar resultados reales. Para los análisis de componentes de azufre se requiere calibración frecuente con estándares estables. En consecuencia, el método recomendado es el que especifica la NORMA ASTM D-1988.

4.4.1 Norma ASTM D-1988. Determinación del contenido de mercaptanos por el método de la longitud de mancha en el tubo detector.

4.4.1.1 Resumen del método.

La muestra pasa a través de un tubo detector lleno de un producto químico especialmente preparado. Cualquier mercaptano presente en la muestra reacciona con dicho químico, produciéndose un cambio de color o mancha. La longitud de la mancha se produce en el tubo detector, al exponer un volumen determinado de muestra, que es directamente proporcional a la cantidad de mercaptano presente en dicha muestra. Un pistón operado a mano o bomba tipo fuelle es usado para aspirar un volumen medido de muestra a través del tubo, a una razón de flujo

controlada. La longitud de la mancha producida es convertida a partes por millón (ppm) en volumen de mercaptano, por comparación a una escala de calibración entregada por el fabricante para cada caja de tubos de detección. El sistema es de lectura directa, fácilmente portátil y completamente adecuado para realizar rápidos chequeos de las manchas de mercaptano bajo condiciones de trabajo.

4.4.1.2 APARATOS

- **Tubos detectores de la longitud de mancha** – Es un tubo de cristal sellado en las extremidades, dimensionado para ajustarse en el sostenedor del tubo de la bomba. La capa reactiva en el interior del tubo, es un sustrato de sílica gel cubierto con químicos activos, debe ser específica para mercaptanos y debe producir un cambio de color distinto cuando se expone a una muestra de gas conteniendo mercaptanos. Algunas sustancias que se sabe que interfieren deben ser listadas en las instrucciones que acompañan a los tubos. Una escala de calibración impresa en el tubo de vidrio correlacionará la concentración de mercaptano a la longitud de la mancha de color. Será aceptable también una escala de calibración separada y entregada con los tubos por el fabricante. El tiempo de almacenamiento de los tubos detectores debe ser de dos años como mínimo, tomados en cuenta a partir de su fabricación de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.
- **Bomba del tubo detector**- Una bomba manual tipo pistón o tipo fuelle, debe ser capaz de entregar 100 ml de muestra por ciclo de movimiento al tubo detector con una tolerancia de volumen de ± 5 ml.³ La bomba debe ser específicamente diseñada para usarla con tubos detectores.

- **Cámara de Muestreo del Gas-** Cualquier recipiente que permite el flujo uniforme de muestra de gas hacia el tubo, a presión atmosférica y que aisle la muestra de la atmósfera circundante. Una válvula de aguja de acero inoxidable (o regulador de presión) es puesta entre la válvula fuente y la cámara de muestreo con el fin de acondicionar el flujo de la muestra. La razón de flujo debe aproximarse a uno o dos cambios de volumen por minuto, o al menos, proporcionar un flujo de gas de salida positiva durante el período de muestreo del tubo detector.

4.4.1.3 Procedimientos.

Seleccione un punto de muestreo que permita el acceso de una muestra representativa de gas natural seco para ser analizada (por ejemplo, válvula fuente en una línea principal). El punto de muestreo debe estar en el tope de la tubería y equipado con una sonda de muestreo de acero inoxidable, extendiéndose en el tercio medio de la tubería. Abra la válvula fuente momentáneamente para limpiar la válvula y conectar con un niple los materiales externos.

Instale la válvula de aguja (o regulador de presión) a la salida de la válvula fuente. Conecte la cámara de muestreo utilizando la longitud más corta posible del tubo flexible (figura 8, pag 69). Evite utilizar tubos que reaccionen o absorban mercaptanos, como el cobre o caucho natural. Use materiales como TFE-fluocarbonados, vinil, polietileno, acero inoxidable.

Abra la válvula fuente. Abra la válvula aguja lo suficiente como para obtener un flujo positivo de gas a través de la cámara, en concordancia con lo que indique la cámara de muestreo del gas. Purgue el contenedor al menos por 3 minutos (Ver figura 8, pag 69).

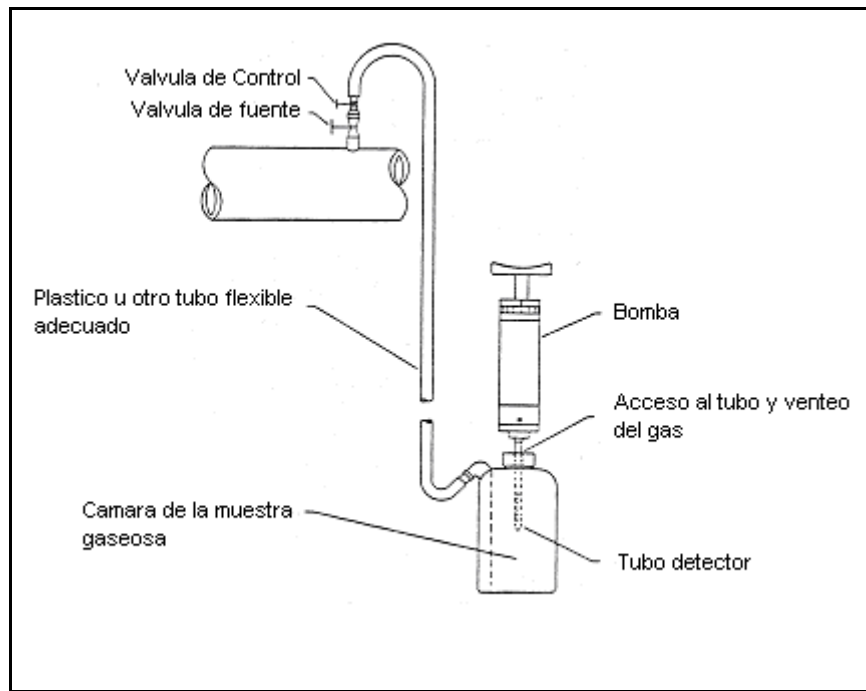


Figura 8. Esquema del Aparato.

Antes de cada serie de mediciones, verifique que no se producen fugas en la bomba operándola con un tubo intacto. Consulte las instrucciones del fabricante para los detalles de procedimientos de chequeo de posibles fugas y para instrucciones de mantenimiento, si se detecta fuga. El chequeo de fugas, normalmente toma un minuto. Si se utiliza en el campo una bomba con fugas, el análisis de la muestra se desviará reportando malos resultados.

Seleccione un tubo detector con un rango que mejor se ajuste a la concentración de los mercaptanos esperado. La exactitud de la lectura es mejorada cuando la longitud de la mancha se extiende en la mitad superior de la escala de calibración. Consulte las guías del fabricante para operar movimientos múltiples y obtener un rango más bajo en el tubo.

Rompa el extremo del tubo detector de longitud de mancha e insértelo dentro de la bomba, observando la indicación de la dirección del flujo en el tubo. Ponga el tubo detector en la cámara de muestra a través del agujero de acceso, de tal

manera que la entrada del tubo este cerca al centro de la cámara (Ver figura 8, pag 69).

Opere la bomba para introducir el volumen de muestra medido a través del tubo detector. Lea las instrucciones del tubo detector cuando se efectúen múltiples movimientos. Asegúrese que un flujo positivo de gas se mantiene, mientras que la muestra en la cámara de gas es venteadada. Lea las instrucciones de los tubos detectores para un tiempo de muestreo apropiado con movimientos múltiples de la bomba. La entrada del tubo debe permanecer en posición dentro de la cámara de muestra hasta que la muestra pase por completo. Muchas bombas, unidas a los tubos detectores tendrán indicadores finales para el control del ciclo de su movimiento, eliminando así la necesidad de tomar el tiempo de la muestra.

Separe el tubo de la bomba e inmediatamente lea la concentración de mercaptanos en la escala de calibración del tubo o en las cartas de las cajas de los tubos. Lea el tubo en su máximo punto de la mancha. Si ha ocurrido un “acanalamiento” (longitud de la mancha no uniforme), lea las máximas y mínimas longitudes de mancha y promedie las dos lecturas.

Si el número de ciclos de la bomba utilizados difieren de los ciclos especificados por la escala de calibración, se corrige la lectura de la siguiente manera:

$$ppm(\text{corregido}) = ppm(\text{lectura}) \frac{\text{ciclos especificados}}{\text{ciclos producidos}} \quad (20)$$

Tome nota inmediatamente de la lectura, de la temperatura y la presión barométrica del gas. Observe las correcciones de la temperatura especificadas en las instrucciones de los tubos. Correcciones en la altitud llegan a ser significativas a alturas

por encima de los 2000 pies. Se corrige la presión barométrica de la siguiente manera:

$$ppm(\text{corregido}) = ppm(\text{lectura}) \cdot \frac{760\text{mmHg}}{\text{presión barométrica en mmHg}} \quad (21)$$

La Asociación de Procesadores de Gas (Gas Processor Association – GPA) reportó una precisión de $\pm 15\%$ para la determinación del etil mercaptano en propano utilizando tubos detectores. Ver GPA 2188).

4.4.1.4 Precisión y desviación

- La exactitud del sistema del tubo detector es generalmente considerada en $\pm 25\%$ de la lectura. Este valor esta basado en programas conducidos por el Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional (NIOSH) en certificación de tubos detectores para contaminantes de bajo nivel en el aire, adaptado al monitoreo de la exposición de trabajadores La NIOSH probó tubos a $\frac{1}{2}$, 1,2 y 5 veces el valor límite del umbral (VLU) requiriendo $\pm 25\%$ de exactitud a los tres niveles más altos y $\pm 35\%$ al nivel $\frac{1}{2}$ VLU. La tolerancia más alta permitida al nivel más bajo se debió a la pérdida de exactitud por la longitudes de mancha más cortas. La NIOSH discontinuó este programa en 1983 y fue retomado por el Instituto de Equipos de Seguridad (SEI) en 1986.
- La Asociación de Procesadores de Gas (Gas Processor Association – GPA) reportó una precisión de $\pm 15\%$ para la determinación del etil mercaptano en propano utilizando tubos detectores (vea GPA 2188).

4.5 Métodos de ensayo para el cálculo del sulfuro de hidrógeno.

Las normas y métodos de ensayos ASTM D-5504/4468/2385, ISO 6326-3 y GPA 2377, cubren la determinación del Sulfuro de Hidrógeno, contenidos en el gas natural y mezclas gaseosas similares.

La norma ASTM D-5504, cubre la determinación del azufre total, contenidos en la mezcla gaseosa en el rango de 0,01 a 1 000 mg/m³, basado en el análisis de 1 cm³ de muestra mediante el método de cromatografía y quimioluminiscencia. El método consiste en inyectar 1 cc de muestra a un cromatógrafo de gases a través de una columna de partición y separarlo en constituyentes individuales, estos sulfuros son combustionados en un detector FID, los productos de esta combustión son transferidos a un detector de quimioluminiscencia. La precisión del método depende de un adecuado muestreo, de equipos bien acondicionados y de una frecuente calibración con estándares estables.

La norma ASTM D 4468 -85(2000) determina la cantidad de componentes de azufre en el rango de 0,01a 20 mg/m³, el método determina la concentración de H₂S por detección ratiométrica de la reacción del H₂S con acetato de plomo. Este método tiene un precisión de 95 % de nivel de confianza.

La norma ASTM D 2385 (1990), determina el sulfuro de hidrógeno y mercaptano en gas natural – este método no ha sido discontinuado por la American Society for Testing and Materials.

La norma ISO 6326-3, determina el contenido de sulfuro de hidrógeno, sulfuro de mercaptanos y sulfuro de carbonilo en gas natural por potenciometria, en concentraciones iguales o mayores a 1 mg/m³. El gas debe estar libre de polvo, de niebla, de oxígeno, de cianuro de hidrógeno y de disulfuro de carbono. El método no se recomienda para los gases que contienen más de aproximadamente 1,5%V de CO₂, para el caso peruano este método no es aplicable debido a que nuestra reglamentación permite hasta 3,5% V de CO₂.

La norma GPA 2377, determina el contenido de sulfuro de hidrógeno por el método de la longitud de la mancha en el tubo detector, en el rango de 0,5 mg/m³ hasta 120 mg/m³, este método de análisis cubre un procedimiento para la rápida determinación de sulfuro de hidrógeno en tuberías de gas natural seco. La exactitud del sistema del tubo detector es generalmente considerada en $\pm 25\%$ de la lectura y depende del reactivo seleccionado del tubo detector. Este valor esta basado en programas conducidos por el Instituto Nacional de Seguridad Ocupacional y Salud (NIOSH) en certificación de tubos detectores para contaminantes de bajo nivel en el aire, adaptado al monitoreo de la exposición de trabajadores

Por ser el sulfuro de hidrogeno de naturaleza muy reactiva, los problemas se presentan tanto en el muestreo como en el análisis del muestra de gas. Por lo que, para eliminar el potencial deterioro debido al muestreo, el análisis debe realizarse in situ. Caso contrario, el muestreo debe ser hecho usando muestreadores de materiales no reactivos, tal como bolsas de TEDLAR. Los equipos de análisis, también deben ser inertes y bien acondicionados para asegurar resultados reales. Para los análisis del sulfuro de hidrogeno se requiere calibración frecuente con estándares estables. En consecuencia, el método recomendado es el que especifica la NORMA GPA - 2377.

4.5.1 Norma GPA 2377. Determinación del contenido de Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono en Gas Natural por el método de la longitud de mancha en el tubo detector.

4.5.1.1 Resumen del método.

La muestra pasa a través de un tubo detector lleno de un producto químico especialmente preparado. El sulfuro de hidrógeno presente en la muestra reacciona con dicho químico, produciéndose un cambio de color o mancha. La longitud de la mancha se produce en el tubo detector al exponer un volumen determinado de muestra, que es

directamente proporcional a la cantidad de sulfuro de hidrógeno presente en dicha muestra. Un pistón operado a mano o bomba tipo fuelle es usado para aspirar un volumen medido de muestra a través del tubo, a una razón de flujo controlada. La longitud de la mancha producida es convertida a partes por millón (ppm) en volumen de sulfuro de hidrógeno (H₂S), por comparación a una escala de calibración entregada por el fabricante para cada caja de tubos de detección. El sistema es de lectura directa, fácilmente portátil y completamente adecuado para realizar rápidos chequeos de las manchas de sulfuro de hidrógeno bajo condiciones de trabajo en el campo.

4.5.1.2 Aparatos.

- **Tubos detectores de la longitud de mancha y escala de calibración** – Es un tubo de cristal sellado en las extremidades, dimensionado para ajustarse en el sostenedor del tubo de la bomba. La capa reactiva en el interior del tubo, es un substrato de sílica gel cubierto con químicos activos, debe ser específica para sulfuro de hidrógeno y debe producir un cambio de color distinto cuando se expone a una muestra de gas conteniendo sulfuro de hidrógeno. Algunas sustancias que se sabe que interfieren deben ser listadas en las instrucciones que acompañan a los tubos. Una escala de calibración impresa en el tubo de vidrio correlacionará la concentración de sulfuro de hidrógeno a la longitud de la mancha de color. Será aceptable también una escala de calibración separada y entregada con los tubos por el fabricante. El tiempo de almacenamiento de los tubos detectores debe ser de dos años como mínimo, tomados en cuenta a partir de su fabricación de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.

- **Bomba del tubo detector-** Una bomba manual tipo pistón o tipo fuelle, debe ser capaz de entregar 100 ml de muestra por ciclo de movimiento al tubo detector con una tolerancia de volumen de ± 5 ml.¹ La bomba debe ser específicamente diseñada para usarla con tubos detectores.
- **Cámara de Muestreo del Gas-** Cualquier recipiente que permite el flujo uniforme de muestra de gas hacia el tubo, a presión atmosférica y que aisle la muestra de la atmósfera circundante. Una válvula de aguja de acero inoxidable (o regulador de presión) es puesta entre la válvula fuente y la cámara de muestreo con el fin de acondicionar el flujo de la muestra. La razón de flujo debe aproximarse a uno o dos cambios de volumen por minuto, o al menos, proporcionar un flujo de gas de salida positiva durante el período de muestreo del tubo detector.

4.5.1.3 Procedimientos.

Seleccione un punto de muestreo que permita el acceso de una muestra representativa de gas natural seco para ser analizada (por ejemplo, válvula fuente en una línea principal). El punto de muestreo debe estar en el tope de la tubería y equipado con una sonda de muestreo de acero inoxidable, extendiéndose en el tercio medio de la tubería. Abra la válvula fuente momentáneamente para limpiar la válvula y conectar con un niple los materiales externos.

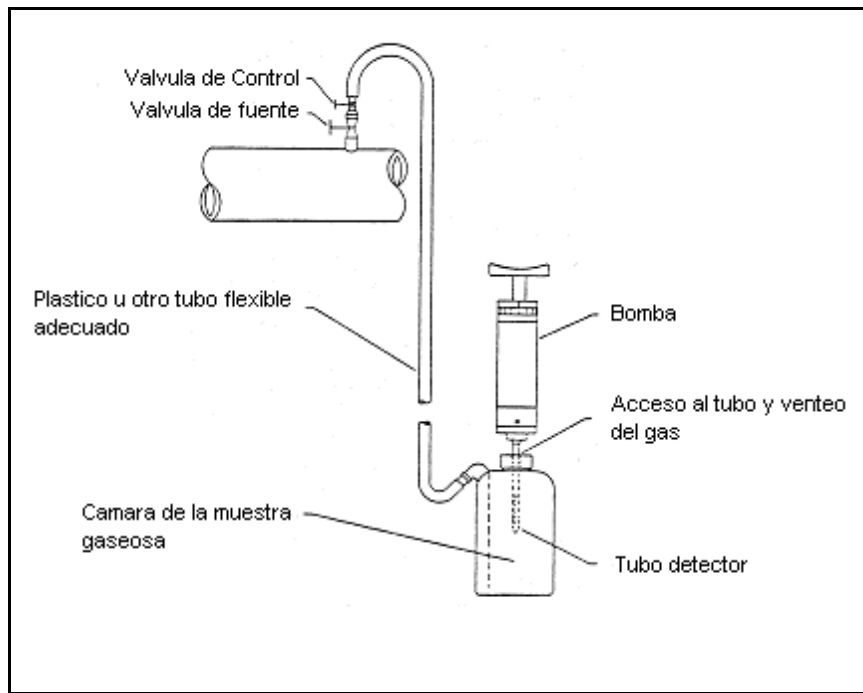


Figura 9. Esquema del Aparato.

Instale la válvula de aguja (o regulador de presión) a la salida de la válvula fuente. Conecte la cámara de muestreo utilizando la longitud más corta posible del tubo flexible (figura 9). Evite utilizar tubos que reaccionen o absorban mercaptanos, como el cobre o caucho natural. Use materiales como TFE-fluocarbonados, vinil, polietileno, acero inoxidable.

Abra la válvula fuente. Abra la válvula aguja lo suficiente como para obtener un flujo positivo de gas a través de la cámara, en concordancia con lo indicado por la cámara de muestreo de gas. Purgue el contenedor al menos por 3 minutos (Ver figura 9).

Antes de cada serie de mediciones, verifique que no se producen fugas en la bomba operándola con un tubo intacto. Consulte las instrucciones del fabricante para los detalles de procedimientos de chequeo de posibles fugas y para instrucciones de mantenimiento, si se detecta fuga. El chequeo de fugas, normalmente toma un minuto. Si se utiliza

en el campo una bomba con fugas, el análisis de la muestra se desviará reportando resultados errados.

Seleccione un tubo detector con un rango que mejor se ajuste a la concentración de sulfuro de hidrógeno esperado. La exactitud de la lectura es mejorada, cuando la longitud de la mancha se extiende en la mitad superior de la escala de calibración. Consulte las guías del fabricante para operar movimientos múltiples y obtener un rango más bajo en el tubo.

Rompa el extremo del tubo detector de longitud de mancha e insértelo dentro de la bomba, observando la indicación de la dirección del flujo en el tubo. Ponga el tubo detector en la cámara de muestra a través del agujero de acceso, de tal manera que la entrada del tubo este cerca al centro de la cámara (Ver figura 9).

Opere la bomba para introducir el volumen de muestra medido a través del tubo detector. Lea las instrucciones del tubo detector cuando se efectúen múltiples movimientos. Asegúrese que un flujo positivo de gas se mantiene, mientras que la muestra en la cámara de gas es venteadada. Lea las instrucciones de los tubos detectores para un tiempo de muestreo apropiado con movimientos múltiples de la bomba. La entrada del tubo debe permanecer en posición dentro de la cámara de muestra hasta que la muestra pase por completo. Muchas bombas unidas a los tubos detectores tendrán indicadores finales para el control del ciclo de su movimiento, eliminando así la necesidad de tomar el tiempo de la muestra.

Separe el tubo de la bomba e inmediatamente lea la concentración del sulfuro de hidrógeno en la escala de calibración del tubo o en las cartas de las cajas de los tubos. Lea el tubo en su máximo punto de la mancha. Si ha

ocurrido un “acanalamiento” (longitud de la mancha no uniforme), lea las máximas y mínimas longitudes de mancha y promedie las dos lecturas.

Si el número de ciclos de la bomba utilizados difieren de los ciclos especificados por la escala de calibración, se corrige la lectura de la siguiente manera:

$$ppm(\text{corregido}) = ppm(\text{lectura}) \cdot \frac{\text{ciclos especificados}}{\text{ciclos producidos}} \quad (22)$$

Tome nota inmediatamente de la lectura, de la temperatura y la presión barométrica del gas. Observe las correcciones de la temperatura especificadas en las instrucciones de los tubos. Correcciones en la altitud llegan a ser significativas a alturas por encima de los 2000 pies. Se corrige la presión barométrica de la siguiente manera:

$$ppm(\text{corregido}) = ppm(\text{lectura}) \cdot \frac{760\text{mmHg}}{\text{presión barométrica en mmHg}} \quad (23)$$

4.6 Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos.

Las normas y métodos de ensayo ASTM D-1142 / 1945, GPA 2286 y la NGPA ENGINEERING DATA BOOK, presentan métodos que permiten determinar el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos en una mezcla gaseosa.

La norma ASTM D 1945 y GPA 2286, permiten el cálculo de la composición química del gas natural.

El método presentado por la NGPA ENGINEERING DATA BOOK, determina el punto de rocío de los hidrocarburos a partir de la composición química del gas natural y mediante carta de equilibrio experimentales.

La norma ASTM D-1142, determina el punto de rocío del agua y de los hidrocarburos. Este método fue explicado anteriormente en 4.3.

El método recomendado para el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos es el explicado por la NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – NGPA ENGINEERING DATA BOOK, debido a su facilidad para el cálculo. Se recomienda verificar el cálculo determinado con el método explicado en la norma ASTM D-1142.

4.6.1 Natural Gas Processors Suppliers Association – NGPA ENGINEERING DATA BOOK.

El método recomendado por la NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, calcula el punto de rocío de los hidrocarburos a partir del cálculo de la constante de equilibrio liquido-vapor, comúnmente conocido como K.

El valor de K de un componente i es meramente la fracción molar del componente i en la fase vapor dividida por la fracción molar del componente i en la fase líquida, cuando ambas fases están en equilibrio.

La necesidad de una mayor exactitud de los datos en la fase de equilibrio ha resultado en la recolección de medidas confiables, las cuales han mostrado que el valor de K para un componente depende de la composición de la mezcla, la presión y la temperatura.

Al principio presiones de trabajo experimentales elevadas, revelaron que si un sistema de hidrocarburos de composición fija fuera llevado a temperatura constante y presión variable, los valores de K de varios componentes convergerán hacia un valor de unidad común a una presión elevada. Esta presión ha sido llamada la Presión de Convergencia del sistema y se utiliza para correlacionar el efecto de composiciones sobre K, así permite que datos generales de K sean presentados en un número moderado de cartas.

Los valores de K para un componente dado según lo presentado por la NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION en ENGINEERING DATA BOOK, esta en función de la temperatura, la presión, y la presión de la convergencia.

Para el cálculo del punto de rocío, la primera gota de líquido condensado tendrá una composición x_i , tal que:

$$x_i = 1 \quad (23)$$

$$x_i = \frac{y_i}{K_i} = 1 \quad (24)$$

Los valores de K_i son encontrados en las cartas del ENGINEERING DATA BOOK, el punto de rocío se determina por aproximaciones sucesivas. En el Anexo 4, pag 141, se determina el cálculo del punto de rocío del gas natural proveniente de la reserva de Camisea.

CAPITULO V

5. METODOS DE MUESTREO DEL GAS NATURAL

La determinación de la composición y de las propiedades de los gases, depende considerablemente de la precisión de la técnica de toma de muestras. El diseño, el montaje, la instalación y el mantenimiento del sistema de toma de muestras, así como las condiciones de transferencia y de transporte de las muestras, son igualmente de gran importancia.

Estos métodos son recomendados cuando la toma de muestras no está descrita como una parte del procedimiento analítico.

Los análisis realizados a partir de las muestras tomadas según estos procedimientos y estos sistemas, pueden utilizarse de diferentes formas, incluyendo los cálculos que permiten determinar el poder calorífico del caudal de gas, la identificación de los contaminantes contenidos en el gas, y las informaciones sobre la composición que permite conocer si el caudal de gas cumple con las especificaciones contractuales.

5.1 Principios de toma de muestras.

La función principal de la toma de muestras consiste en recoger una muestra adecuada, representativa del gas.

Los procedimientos de toma de muestras son: directo e indirecto.

- En el caso de la toma de muestras directa, la muestra se recoge en un flujo de gas natural seco y se transfiere directamente hacia el equipo analítico.
- En el caso de la toma de muestras indirecta, la muestra se almacena antes de transferirse hacia el equipo analítico. La toma de muestras indirecta pueden ser: muestras puntual y toma de muestras progresiva.

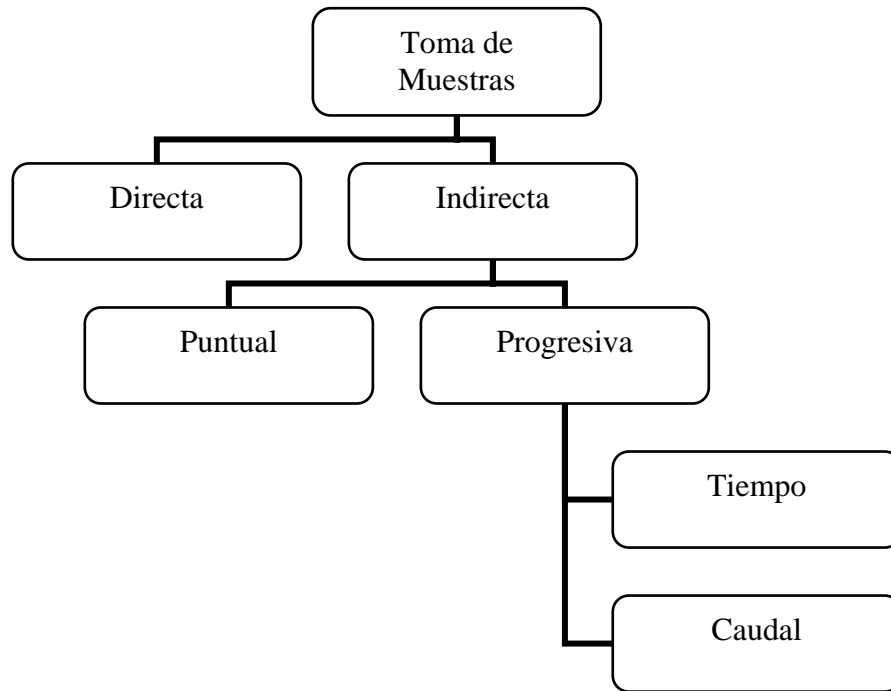


Fig 9. Procedimientos de Toma de Muestra Directa e Indirecta.

5.2 Informaciones necesarias para el análisis del gas natural seco.

Las informaciones necesarias para el análisis del gas natural seco, pueden clasificarse en dos categorías básicas: valores medios y valores límites.

5.2.1 Valores Medios.

Un ejemplo tipo de valor medio es el poder calorífico. El sistema de suministro necesita un poder calorífico medio en términos de tiempo y de caudal. El período y el procedimiento de cálculo de la media se determinan por acuerdos comerciales.

5.2.2 Valores Límites.

La mayoría de los contratos sobre el suministro, contienen especificaciones límites sobre la composición y las propiedades de los gases. Puede aplicarse un sistema de toma de muestras directo, aunque frecuentemente los requisitos son tales que es necesario proceder igualmente a una toma de muestras indirecta.

5.2.3 Frecuencia de Toma de Muestras.

Generalmente, la frecuencia de la toma de muestras es una cuestión de sentido común. Esta frecuencia se determina a partir de las informaciones sobre las propiedades de la corriente de gas natural seco, observadas anteriormente y sobre las futuras modificaciones.

Generalmente, la composición del gas del gasoducto presentará variaciones diarias, semanales, mensuales, semestrales y estacionales. Estas variaciones en la composición pueden producirse por modificaciones del equipo de tratamiento de gas y del recipiente. Todas estas consideraciones medioambientales y operacionales se tendrán en cuenta para la elección de la frecuencia de toma de muestras.

El método estadístico está únicamente previsto para apoyar el enfoque del sentido común.

Por lo tanto, la frecuencia de toma de muestras requerida, corresponde al número de muestras que deben tomarse en un determinado período de tiempo, para obtener resultados significativos.

La fórmula que permite calcular este número de muestras es:

$$n^{1/2} = t \times s/d$$

donde:

d margen de error requerido;

n número de muestras;

s desviación típica;

t coeficiente de Student (véase tabla H.I en el anexo L).

Esta ecuación se resolverá por iteración: se estima un valor inicial de t, y se utiliza para calcular un valor revisado de n, que se

utiliza, en sí mismo, para obtener un nuevo valor de t. El margen de error, el número de muestras y la desviación típica se obtendrán sobre el mismo período de tiempo.

5.2.4 Margen de error.

Existen dos casos diferentes de margen de error.

- Primero: Depende de la determinación de los valores medios. En la mayoría de los contratos de suministro, estos valores se aportan como indicación de la exactitud.
- Segundo: Depende de la determinación de los valores límites. Los contratos de suministro especifican frecuentemente los valores límites, pero raramente aportan la indicación de la exactitud. En estos casos, el margen de error es la diferencia entre el último valor medido, o la última media anual, y el valor límite.

5.2.5 Número de Muestras.

Este valor corresponde al número de muestras que deben tomarse durante un período determinado. Este valor es equivalente al número de muestras parciales durante una toma de muestras progresiva.

5.2.6 Coeficiente t de Student.

El coeficiente t de Student, tiene en cuenta el tamaño finito de la muestra, y está indicado en las tablas estadísticas normalizadas. Este valor depende del grado de incertidumbre exigido (generalmente 95%) y del "grado de libertad", que aquí corresponde al número de medidas menos uno (n-1).

NOTA: El anexo 3 (pag. 115) indica los procedimientos y consideraciones a seguir para un adecuado muestreo.

CAPITULO VI

6. EVALUACION ECONOMICA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN LABORATORIO DE ANALISIS PARA EL GAS NATURAL.

En base al estudio técnico de los métodos de ensayo para el control de la calidad del gas natural en el Perú, se seleccionaron los métodos desarrollados por las normas:

GPA 2261	Métodos de ensayo para el calculo de la composición del gas natural y contenido de dióxido de carbono, oxígeno e inertes en el gas natural
ISO 6976	Métodos de ensayo para el cálculo del poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad e índice de Wobbe
ASTM D-5454/D-1142	Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío del agua y el contenido del vapor de agua
Norma ASTM D-1988	Determinación del contenido de mercaptanos por el método de la longitud de mancha en el tubo detector
Norma GPA 2377	Determinación del contenido de Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono en Gas Natural por el método de la longitud de mancha en el tubo detector
ASTM D-1142/NGPA ENGINEERING DATA BOOK	Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos.

De acuerdo a lo recomendado en por las normas indicadas, se selecciono los siguientes materiales y equipos:

Cromatógrafo de gases	Agilent Technologies modelo 6890N, con control neumático de flujos. Configurado como un analizador de gas natural con un sistema de tres válvulas para gases en dos canales independientes conectados a un detector FID y un TCD para los gases fijos
Estación de trabajo cromatográfico	Leochem QA/QC montada sobre una PC Intel pentium IV de 2.4 Ghz, 512 Mb de RAM, Cd-Writer, disco duro de 40 Gb, 10/100 LAN, monitor de 17", windows XP, MS-Office básico, cables de conexión con el Cromatógrafo y el software de control y adquisición de datos con una impresora HP Láser Jet 1300 o similar
Módulo para cálculo y reporte de las propiedades del gas.	Poder calorífico, gravedad específica, de acuerdo a las normas GPA, ASTM. ISO
Gases de operación	Una botella con 8 mt ³ de helio, una de hidrógeno con 7 mt ³ , una botella con 10 mt ³ de aire sintético. Todos en calidad cromatográfica, con sus respectivos reguladores, filtro de alta capacidad para oxígeno, humedad e hidrocarburos para la línea de helio, kit de instalación al Cromatografo utilizando tubería de cobre (no más de 5 metros de distancia)
Gas patrón	Gas natural con composición similar al suministrando por el pozo de Camisea. Suministrado en cilindro de 4 mt ³

Muestreador para gases	Cilindros de un litro de capacidad con válvulas para muestreo de gases presurizados, en acero inoxidable
Soporte para muestreadores	Soporte para cilindro de muestra, con regulador de paso, tuberías de conexión al cromatógrafo
Columnas capilares	Conjunto de columnas capilares: una columna capilar Plot DB_1 GS de 40 mt x0.1mm d.l. 0,2 um de espesor de face, columna PLOT GS-Q gas de 30 mt x0.53x 40 um, una pre-columna idem de 15 mts y una columna HP PLOT 5A molsieve de 30 mt x0.53 y 25 um de espesor de fase
Bienes de consumo	Conjunto de bienes de consumo compuesto por dos filtros de humedad de 7 um, 50 unidades de septa BTO y 10 ferrules de grafito de 0.8 mm de diámetro interno
Analizadores electrónicos de humedad para gas natural	Con sensores de Al ₂ O ₃ , rango de punto de rocío de -100 °C a 20°C, exactitud en ± 3°C
Analizador del punto de rocío tipo Bureau of Mines	Ensayo de punto de rocío (tipo Bureau of Mines), presión de trabajo 3000 psi. Enfriamiento estándar con trípode
Bomba para análisis de sulfuro por método long de la mancha	Fabricado con materiales no-metálicos resistentes de la corrosión, que soporte ambientes químico duros
Tubos detectores de la longitud de mancha	Max. desviación +/- 10% en los resultados, fácil lectura

6.1. Bases para la evaluación económica.

- Para la determinación de la inversión fija, se ha recurrido a datos proporcionados por empresas comercializadoras como DRAGER SAFETY, GRUPO TECNOLOGICO DEL PERU, COSA INSTRUMET y SERMAPET PERU S.R.L.
- Los muestreadores serán renovados cada fin de año y se considerará para su adquisición el doble número de muestras consideradas por día para guardar la contra muestra.
- La moneda utilizada fueron Dólares Americanos constantes de 2005.
- Se ha considerado que la inversión será realizada por la Universidad Nacional de Ingeniería, por lo que la tasa de interés para el cálculo del VAN será del 5%.
- Para el flujo de caja se ha estimado un tiempo de vida del proyecto de 10 años, no se considero depreciación ya que esta tiene por finalidad impactar al monto del impuesto a la renta.
- De acuerdo al contrato firmado por la empresa distribuidora de GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO y el gobierno peruano, el número de industrias que inicialmente consumirán gas natural son 7. Así mismo, en los plazos que se señalan a continuación, contados desde la puesta en operación comercial, la distribuidora deberá prestar efectivamente el servicio, por lo menos a los:
 - 2 años: a 10.000 Consumidores
 - 4 años: a 30.000 Consumidores
 - 6 años: a 70.000 Consumidores
- Para el cálculo de la demanda proyectada, para el caso de pequeños consumidores, se ha considerado que el organismo supervisor y fiscalizador verificará la calidad del gas natural en el 0.5% del total de consumidores, 4 veces al año.

- Para el cálculo de la demanda proyectada, para el caso de consumidores industriales, se ha considerado dos escenarios:

Escenario conservador :1 análisis por cada industria al año.

Escenario optimista :12 análisis por cada industria al año.

- Se ha considerado US.\$ 200 (Doscientos y 00/100 Dólares Americanos) el precio del análisis de calidad de gas natural que involucra lo siguiente:

Composición del gas natural, CO₂, Inertes totales.

Poder calorífico del gas natural.

Cantidad de sulfuro de hidrógeno.

Cantidad azufre total.

Contenido de vapor de agua.

Punto de rocío de los hidrocarburos.

Índice de Wobbe.

De los cálculos realizados, se obtiene:

- Escenario Conservador:

Inversión	US.\$ 80 653,9
VAN (tasa 5%)	US.\$ 896 959,49
TIR	46,4%
Pay Out	4 años

- Escenario Optimista:

Inversión	US.\$ 80.653,9
VAN (tasa 5%)	US.\$ 1 041 026,37
TIR	55,98%
Pay Out	4 años

EVALUACION ECONOMICA - ESCENARIO CONSERVADOR

DESCRIPCION	UNIDAD	%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
INGRESOS PROYECTADOS													
Numero de analisis													
Grandes consumidores de gas (industriales)	analisis		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Pequeños consumidores gas (comerciales y residenciales)	analisis		0	200	400	600	1000	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Total analisis	analisis		7	207	407	607	1007	1407	1407	1407	1407	1407	1407
Ventas													
Precio de analisis	US\$		200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Ventas totales	US\$		1400.00	41400.00	81400.00	121400.00	201400.00	281400.00	281400.00	281400.00	281400.00	281400.00	281400.00
ENGRESOS PROYECTADOS													
Costos de inversión													
Cromatografo de gases	US\$		43680.00										
Estación de trabajo cromatográfico	US\$		6000.00										
Módulo para cálculo y reporte de las propiedades del gas	US\$		1300.00										
Adecuación del ambiente eléctrico	US\$		1800.00										
Gases de operación	US\$		3600.00										
Gas natural patrón	US\$		2500.00										
3 Muestreadores para gases	US\$		900.00										
Soporte para muestreadores	US\$		500.00										
Columnas capilares	US\$		2570.00										
Bienes de consumo	US\$		250.00										
Instalación y puesta a punto de las aplicaciones	US\$		3500.00										
Analizadores electrónicos de humedad para gas natural	US\$		5597.00										
Analizador del punto de rocío tipo Bureau of Mines	US\$		6007.87										
Bomba para analisis de sulfuro por el método de la longitud de la mancha	US\$		439.00										
Tubos detectores por el método de la longitud de la mancha	US\$		10.00										
Otras instalaciones e imprevistos	US\$		2000.00										
Total costos de inversión	US\$		80,653.9										
Costos de operación - insumos													
Gastos administrativos	US\$		727.27	2909.09	5454.55	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73
Secretaría	US\$		127.27	1309.09	2545.45	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36
Mano de obra - analistas	US\$		1090.91	5454.55	7272.73	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09
Gases de operación	US\$		0.00	3600.00	7078.26	3600.00	2413.84	1455.01	1041.36	1041.36	1041.36	1041.36	1041.36
gas natural patrón	US\$		2500.00	4915.46	2500.00	1676.28	1010.43	723.17	723.17	723.17	723.17	723.17	723.17
calibración equipos	US\$		500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
Columnas capilares	US\$		2570.00	5053.09	7536.18	12502.37	17468.55	17468.55	17468.55	17468.55	17468.55	17468.55	17468.55
Bienes de consumo para cromatografía de gases	US\$		250.00	491.55	733.09	1216.18	1699.28	1699.28	1699.28	1699.28	1699.28	1699.28	1699.28
Tubos detectores de la longitud de mancha	US\$		140.00	4140.00	8140.00	12140.00	20140.00	28140.00	28140.00	28140.00	28140.00	28140.00	28140.00
Muestreadores para gases	US\$		600.00	1800.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00
otros	US\$		1000.00	2000.00	3000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00
Total costos de operación - insumos	US\$		3085.45	25832.73	45651.08	54627.46	67266.85	79691.45	78990.54	78990.54	78990.54	78990.54	78990.54
Total egresos proyectados	US\$		83739.32	25832.73	45651.08	54627.46	67266.85	79691.45	78990.54	78990.54	78990.54	78990.54	78990.54
IMPUESTO													
Impuesto General a las Ventas	US\$		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FLUJO DE CAJA ECONOMICO													
Flujo Neto (Ventas totales - Egresos total proyectados - Impuesto)	US\$		-162993.19	15567.27	35748.92	66772.54	134133.15	201708.55	202409.46	202409.46	202409.46	202409.46	202409.46
Flujo Neto Actualizado	US\$	0.05	-162993.19	14825.97	32425.32	57680.63	110351.68	158043.93	151041.05	143848.82	136998.69	130474.94	124261.85
Flujo Neto Actualizado Acumulado	US\$		-162993.19	-148167.22	-115741.90	-58061.27	52290.41	210334.34	361375.39	505224.01	642222.70	772697.64	896959.49

RESULTADOS		
VAN(tasa 5%)	US\$	896959.49
TIR	%	46.40
Pay Out	años	4

EVALUACION ECONOMICA - ESCENARIO OPTIMISTA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	%	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
INGRESOS PROYECTADOS													
Numero de analisis													
Grandes consumidores de gas (industriales)	analisis		84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Pequeños consumidores gas (comerciales y residenciales)	analisis		0	200	400	600	1000	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Total analisis	analisis		84	284	484	684	1084	1484	1484	1484	1484	1484	1484
Ventas													
Precio de analisis	US\$		200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Ventas totales	US\$		16800.00	56800.00	96800.00	136800.00	216800.00	296800.00	296800.00	296800.00	296800.00	296800.00	296800.00
INGRESOS PROYECTADOS													
Costos de inversión													
Cromatografo de gases	US\$		43680.00										
Estación de trabajo cromatográfico	US\$		6000.00										
Módulo para cálculo y reporte de las propiedades del gas	US\$		1300.00										
Adecuación del ambiente eléctrico	US\$		1800.00										
Gases de operación	US\$		3600.00										
Gas natural patrón	US\$		2500.00										
3 Muestreadores para gases	US\$		900.00										
Soporte para muestreadores	US\$		500.00										
Columnas capilares	US\$		2570.00										
Bienes de consumo	US\$		250.00										
Instalación y puesta a punto de las aplicaciones	US\$		3500.00										
Analizadores electrónicos de humedad para gas natural	US\$		5597.00										
Analizador del punto de rocío tipo Bureau of Mines	US\$		6007.87										
Bomba para analisis de sulfuro por el método de la longitud de la mancha	US\$		439.00										
Tubos detectores por el método de la longitud de la mancha	US\$		10.00										
Otras Instalaciones e imprevistos	US\$		2000.00										
Total costos de inversión	US\$		80,653.9										
Costos de operación - insumos													
Gastos administrativos	US\$		727.27	2909.09	5454.55	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73	7272.73
Secretaria	US\$		127.27	1309.09	2545.45	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36	3636.36
Mano de obra - analistas	US\$		1090.91	5454.55	7272.73	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09	10909.09
Gases de operación	US\$		0.00	3600.00	6135.21	3600.00	2547.37	1607.38	1174.12	1174.12	1174.12	1174.12	1174.12
gas natural patrón	US\$			2500.00	4260.56	2500.00	1769.01	1116.24	815.36	815.36	815.36	815.36	815.36
calibración equipos	US\$			500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
Columnas capilares	US\$			2570.00	4379.86	6189.72	9809.44	13429.15	13429.15	13429.15	13429.15	13429.15	13429.15
Bienes de consumo para cromatografía de gases	US\$			250.00	426.06	602.11	954.23	1306.34	1306.34	1306.34	1306.34	1306.34	1306.34
Tubos detectores de la longitud de mancha	US\$		1680.00	5680.00	9680.00	13680.00	21680.00	29680.00	29680.00	29680.00	29680.00	29680.00	29680.00
Muestreadores para gases	US\$			600.00	1200.00	1800.00	3000.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00	3600.00
otros	US\$		1000.00	2000.00	3000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00
Total costos de operación - insumos	US\$		4625.45	27372.73	44854.42	54690.01	66078.22	77057.29	76323.16	76323.16	76323.16	76323.16	76323.16
Total egresos proyectados	US\$		85279.32	27372.73	44854.42	54690.01	66078.22	77057.29	76323.16	76323.16	76323.16	76323.16	76323.16
IMPUESTO													
Impuesto General a las Ventas	US\$		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FLUJO DE CAJA ECONOMICO													
Flujo Neto (Ventas totales - Egresos total proyectados - Impuesto)	US\$		-149133.19	29427.27	51945.58	82109.99	150721.78	219742.71	220476.84	220476.84	220476.84	220476.84	220476.84
Flujo Neto Actualizado	US\$	0.05	-149133.19	28025.97	47116.17	70929.69	123999.18	172174.16	164523.21	156688.77	149227.40	142121.34	135353.65
Flujo Neto Actualizado Acumulado	US\$		-149133.19	-121107.22	-73991.05	-3061.35	120937.83	293111.99	457635.20	614323.98	763551.38	905672.71	1041026.37

RESULTADOS			
VAN(tasa 5%)	US\$		1041026.37
TIR	%		55.98
Pay Out	años		4

CONCLUSIONES

- Es factible la implementación del laboratorio, ya que la evaluación económica para ambos escenarios presenta un retorno de la inversión de 4 años, con TIR de 46,4% a 55,98% para los escenarios conservador y optimista respectivamente.
- El monto de la inversión (US.\$ 80.653,9) esta al alcance de la UNI y no presenta inconveniente para su asignación en la compra de los equipos de laboratorio.
- Composición del gas natural, basado en un análisis cromatográfico, es básica para iniciar la determinación de la calidad del gas natural, esto nos permite calcular el poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad, índice de *Wobbe* y el punto de rocío de los hidrocarburos.
- Poder calorífico bruto, que para propósitos de facturación el gas se valorizará en función de su poder calorífico neto o inferior
- Sulfuro de Hidrógeno, elemento que no sólo tiene gran acción corrosiva sobre en los materiales de la tubería y de los equipos en presencia de agua sino que, además, es un contaminante de alta toxicidad para el ser humano
- Azufre total, compuestos que en la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO_x), uno de los principales indicadores de la contaminación ambiental, componente de la lluvia ácida. En general, en el país, el gas natural tiene contenidos muy bajos de compuestos de azufre.
- Vapor de agua, elemento que provoca mayores perjuicios al transporte por tubería en sí, debido a la formación de hidratos de gas que pueden obstruir parcial o totalmente el gasoducto y también por su acción corrosiva sobre el material de los ductos en combinación con el dióxido de carbono y/o el sulfuro de hidrógeno presentes en el gas.
- Dióxido de carbono, además de su acción corrosiva sobre el material de la tubería (en combinación con el agua líquida), el dióxido de carbono actúa como un producto inerte, reduciendo el contenido calórico del gas en su utilización como combustible.

- Hidrocarburos condensables o punto de rocío de hidrocarburos, típicamente especificado como la temperatura máxima a una presión específica, que asegura que el gas se encuentre libre de hidrocarburos condensables y evita problemas de pérdidas de carga, potencia y errores en los sistemas de medición.
- Inertes, son principalmente el nitrógeno y el dióxido de carbono, ya que otros, como el helio y el argón se encuentran tan solo en niveles de trazas; reducen el contenido calórico del gas, esto es, menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características que no contenga inertes, además, el nitrógeno es generador de óxidos de nitrógeno (NOX), formadores de lluvia ácida
- Índice de Wobbe, es el mejor indicador de la similaridad e intercambiabilidad entre gases combustibles.
- Densidad relativa, denominada gravedad específica, es la masa del gas natural, seca o húmeda, por unidad de volumen dividida por la masa de un volumen igual de aire seco, ambos a la misma presión y temperatura

De acuerdo a lo revisado en el capítulo IV y teniendo en cuenta la calidad del gas natural producido por Camisea, los métodos de ensayo recomendables que nos permiten determinar los parámetros indicados son:

GPA 2261	Métodos de ensayo para el cálculo de la composición del gas natural y contenido de dióxido de carbono, oxígeno e inertes en el gas natural
ISO 6976	Métodos de ensayo para el cálculo del poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad e índice de Wobbe
ASTM D-5454/D-1142	Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío del agua y el contenido del vapor de agua
Norma ASTM D-1988	Determinación del contenido de mercaptanos por el método de la longitud de mancha en el tubo detector

Norma GPA 2377	Determinación del contenido de Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono en Gas Natural por el método de la longitud de mancha en el tubo detector
ASTM D-1142/NGPA ENGINEERING DATA BOOK	Métodos de ensayo para el cálculo del punto de rocío de los hidrocarburos.

- o De acuerdo a la tabla 12 (pag 32), las normas de mayor uso en Sudamérica son las normas ASTM, seguida de las GPA y las ISO.

RECOMENDACIONES.

- Efectuar las acciones correspondientes, a fin de adquirir el equipo de laboratorio que permita realizar el análisis de la calidad del gas natural seco.
- Asignar el espacio físico para el laboratorio de análisis de calidad de gas natural seco.
- Aumentar el personal asignado para el área de análisis calidad de gas natural seco.
- Se debe considerar la capacitación del personal analista y técnico, así como la selección y procedimiento de la técnica utilizada para el muestro del gas natural, ya que la determinación de la composición y de las propiedades de los gases dependen considerablemente de la precisión de la técnica.
- Implementar un plan de difusión a partir de la UNI hacia las empresas y organismos supervisores posibles clientes potenciales
- El organismo supervisor deberá asegurar que la calidad del gas que se entrega al usuario residencial y comercial sea la indicada en el Reglamento de Distribución de Gas Natural. Para ello, deberá realizar un muestreo y análisis de por lo menos el 0.5% del número total de clientes.

BIBLIOGRAFÍA.

- Informe Mensual Upstream – Downstream de las Actividades de Hidrocarburos Diciembre 2003 – M.E.M.
- REGLAMENTO DE DISTRICION DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS. D.S N° 012-2001 – EM
- EL GAS NATURAL. Luis Cáceres Graziani.
- WORLD NATURAL GAS INDUSTRY: EXPANDING HORIZONS. Arj Mukherjee
- CALIDAD DEL GAS NATURAL. Petrotécnia. Octubre 2000.
- Diccionario Básico de la Lengua Española 2001 Ed. Planeta – DeAgostini, SA-Barcelona.
- NORMA TÉCNICA PERUANA NTP 111.001. GAS NATURAL SECO. Terminología Básica.
- Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels. ASTM D-3588-98(2003)
- Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter. ASTM D-1826-94.
- Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry. ASTM D-4468-85(2000)
- Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence. ASTM D-5504-01.
- Standard Test Method for Total Sulfur in Fuel Gases ASTM D- 1072-90(1999).
- Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature. ASTM D- 1142-95(2000).
- Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography. ASTM D- 1945-03.
- NATURAL GAS – QUALITY DESIGNATION - ISO 13686
- NATURAL GAS - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition - ISO 6976:1995
- NATURAL GAS - Determination of sulfur compounds - ISO 6326 – 4
- NATURAL GAS - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - ISO 6974.
- Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures From Compositional Analysis - GPA2172-96.
- Test for Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length of Stain Tubes -GPA 2377-86
- Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography - GPA2261-00
- Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography - GPA 2286-95.
- <http://www.unap.cl/derecho/Nueva%20carpeta/ Derecho%20Ambiental.DOC>
- www.innergysoluciones.com

ANEXOS

ANEXO 1

CÁLCULO DEL PODER CALORÍFICO, DENSIDAD RELATIVA, FACTOR DE COMPRESIBILIDAD E INDICE DE WOBBE.

Tabla 1. Masa molar para componentes de gases naturales.

COMPONENTE		Valores kg kg ^{mol} ⁻¹		COMPONENTE		Valores kg kg ^{mol} ⁻¹
1	Metano	16,043		39	Metanol	38,042
2	Etano	30,070		40	Metanotiol	48,109
3	Propano	44,097		41	Hidrogeno	2,0159
4	n-Butano	58,123		42	Agua	18,0153
5	2-Metilpropano	58,123		43	Sulfuro de Hidrogeno	34,082
6	n-Pentano	72,150		44	Amoniaco	17,0306
7	2-Metilbutano	72,150		45	Hidrogeno Cianida	27,026
8	2,2-Dimetilpropano	72,150		46	Monóxido de Carbono	28,010
9	n-Hexano	86,177		47	Sulfuro de Carbonilo	60,076
10	2-Metilpentano	86,177		48	Disulfuro de Carbon	76,143
11	3- Metilpentano	86,177		49	Helio	4,0026
12	2,2-Dimetilbutano	86,177		50	Neón	20,1797
13	2,3-Dimetilbutano	86,177		51	Argón	39,948
14	n-Heptano	100,204		52	Nitrógeno	28,0135
15	n-Octano	114,231		53	Oxígeno	31,9988
16	n-Nonano	128,258		54	Dióxido de Carbono	44,010
17	n-Decano	142,258		55	Dióxido de Azufre	64,065
18	Etileno	28,054		56	Monóxido de Nitrogeno	44,0129
19	Propileno	42,081		57	Kripton	83,80
20	1-Buteno	56,108		58	Xenon	131,290
21	Cis-2-Buteno	56,108			Aire	28,9626
22	Trans-2-Buteno	56,108		NOTA: Los valores de la masa molar son numéricamente idénticos a los valores obtenidos de la masa molecular relativa, utilizando la masa atómica relativa para el mayor elemento envuelto, donde el número entre paréntesis es la C 12,011 (1) H 1,00794 (7) O 15,9994 (3) N 14,00674 (7) S 32,066 (6) Para componentes que contienen C y/o S la masa molar ha sido redondeada al tercer decimal; para otros componentes se ha redondeado en el cuarto decimal. El valor del aire seco medido a condiciones estándar es también redondeado en el cuarto decimal.		
23	2-Metilpropeno	56,108				
24	1-Penteno	70,134				
25	Propadieno	40,065				
26	1,2-Butadieno	54,092				
27	1,3-Butadieno	54,092				
28	Acetileno	26,038				
29	Ciclopentano	70,134				
30	Metilciclopentano	84,161				
31	Etilciclopentano	98,188				
32	Ciclohexano	84,161				
33	Metilciclohexano	98,188				
34	Etilciclohexano	112,215				
35	Benceno	78,114				
36	Tolueno	92,141				
37	Etilbenceno	106,167				
38	o-Xileno	106,167				

Tabla 2 – Factores de compresión y factores de sumatoria para los componentes del gas natural medidos a diversas condiciones de referencia.

Todos los valores, excepto los factores de sumatoria para el hidrogeno, helio (recalculado) y neón (estimado), son tomados o inferidos de la referencia [13] en el anexo M.

COMPONENTE	0 °C 101,325kPa		15 °C 101,325kPa		20 °C 101,325kPa	
	z	\sqrt{b}	z	\sqrt{b}	z	\sqrt{b}
1 Metano	0,9976	0,0490	0,9980	0,044 7	0,9981	0, 0436
2 Etano	0,9900	0,1000	0,9915	0,0922	0,9920	0,8894
3 Propano	0,9789	0,1433	0,9821	0,1338	0,9834	0,1288
4 n-Butano	0,9572	0,2069	0,9650	0,1871	0,9682	0,1783
5 2-Metilpropano	0,9580	0,2049	0,9680	0,1789	0,9710	0,1703
6 n-Pentano	0,9180	0,2864	0,9370	0,2510	0,9450	0,2345
7 2-Metilbutano	0,9370	0,2510	0,9480	0,2280	0,9530	0,2168
8 2,2-Dimetilpropano	0,9430	0,2387	0,9550	0,2121	0,9590	0,2025
9 n-Hexano	0,8920	0,3286	0,9130	0,2950	0,9190	0,2846
10 2-Metilpentano	0,8980	0,3194	0,9140	0,2933	0,9260	0,2720
11 3-Metilpentano	0,8980	0,3194	0,9170	0,2881	0,9280	0,2683
12 2,2-Dimetilbutano	0,9160	0,2898	0,9310	0,2627	0,9350	0,2550
13 2,3-Dimetilbutano	0,9100	0,3000	0,9250	0,2739	0,9340	0,2569
14 n-Heptano	0,8300	0,4123	0,8660	0,3661	0,8760	0,3521
15 n-Octano	0,7420	0,5079	0,8020	0,4450	0,8170	0,4278
16 n-Nonano	0,6130	0,6221	0,7100	0,5385	0,7350	0,8148
17 n-Decano	0,4340	0,7223	0,5840	0,6450	0,6230	0,6140
18 Etileno	0,9925	0,0866	0,9936	0,0800	0,9940	0,0775
19 Propileno	0,9810	0,1378	0,9840	0,1265	0,9550	0,1225
20 1-Buteno	0,9650	0,1871	0,9070	0,1732	0,9720	0,9673
21 cis-2-Buteno	0,9610	0,1975	0,9670	0,1817	0,9690	0,1761
22 Trans-2-Buteno	0,9610	0,1975	0,9680	0,1789	0,9690	0,1761
23 2-Metilpropeno	0,9650	0,1871	0,9710	0,1703	0,9720	0,1673
24 1-Penteno	0,9380	0,2490	0,9490	0,2258	0,9520	0,2191
25 Propadieno	0,9800	0,1414	0,9830	0,1304	0,9840	0,1265
26 1,2-Butadieno	0,9550	0,2121	0,9630	0,1924	0,9650	0,1871
27 1,3-Butadieno	0,9660	0,1844	0,9710	0,1703	0,9730	0,1643
28 Acetileno	0,9910	0,0949	0,9930	0,0837	0,9930	0,0837
29 Ciclopentano	0,9350	0,2550	0,9470	0,2302	0,9500	0,2236
30 Metilciclopentano	0,9020	0,3130	0,9210	0,2811	0,9270	0,2702
31 Etilciclopentano	0,8410	0,3987	0,8760	0,3521	0,8850	0,3391
32 Ciclohexano	0,8970	0,3209	0,9180	0,2864	0,9240	0,2757
33 Metilciclohexano	0,8550	0,3808	0,8860	0,3376	0,8940	0,3256
34 Etilciclohexano	0,7700	0,4796	0,8240	0,4195	0,8380	0,4025
35 Benceno	0,9090	0,3017	0,9260	0,2720	0,9360	0,2530
36 Tolueno	0,8490	0,3886	0,8830	0,3421	0,8920	0,3286
37 Etilbenceno	0,7640	0,4858	0,8230	0,4207	0,8370	0,4037
38 o-Xileno	0,7370	0,5128	0,8040	0,4227	0,8210	0,4231
39 Metanol	0,7730	0,4764	0,8720	0,3578	0,8920	0,3286
40 Metanotiol	0,9720	0,1673	0,9770	0,1517	0,9780	0,1483
41 Hidrogeno	1,0006	-0,0040	1,0006	-0,0048	1,0006	-0,0051
42 Agua	0,9300	0,2646	0,9450	0,2345	0,9520	0,2191
43 Sulfuro de Hidrogeno	0,9900	0,1000	0,9900	0,1000	0,9900	0,1000
44 Amoniac	0,9850	0,1225	0,9880	0,1095	0,9890	0,1049
45 Hidrogeno Cianida	0,8870	0,3362	0,9120	0,2966	0,9200	0,2828
46 Monoxido de Carbono	0,9993	0,0265	0,9995	0,0224	0,9996	0,0200
47 Sulfuro de Carbonilo	0,9850	0,1225	0,9870	0,1140	0,9880	0,1095
48 Disulfuro de Carbón	0,9540	0,2145	0,9620	0,1949	0,9650	0,1871
49 Helio	1,0005	0,0006	1,0005	0,0002	1,0005	0,0000
50 Neón	1,0005	0,0006	1,0005	0,0002	1,0005	0,0000
51 Argón	0,9990	0,0316	0,9992	0,0283	0,9993	0,0265
52 Nitrogeno	0,9995	0,0224	0,9997	0,0173	0,9997	0,0173
53 Oxigeno	0,9990	0,0316	0,9992	0,0283	0,9993	0,0265
54 Dioxido de Carbono	0,9933	0,8819	0,9944	0,0784	0,9947	0,0728
55 Dioxido de Azufre	0,9760	0,1549	0,9790	0,1449	0,9800	0,1414
Aire	0,99941	-	0,99958	-	0,99963	-

Tabla 3 – Poderes caloríficos para componentes de gases naturales a varias condiciones de referencia de combustión para el gas ideal en base molar

COMPONENTE	Poder calorífico ideal en base molar, H^o (kJ·mol ⁻¹)							
	25 °C		20 °C		15 °C		0 °C	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior
1 Metano	890,63	802,60	891,09	802,65	891,56	802,69	892,97	802,82
2 Etano	1560,69	1428,64	1561,41	1561,41	1428,74	1562,14	1564,34	1429,12
3 Propano	2219,17	2043,11	2220,13	2043,23	2221,10	2043,37	2224,01	2043,71
4 n-Butano	2877,40	2657,32	2878,57	2657,45	2879,76	2857,60	2883,82	2658,45
5 2-Metilpropano	2868,20	2648,12	2869,38	2648,26	2870,58	2648,42	2874,20	2648,83
6 n-Pentano	3535,77	3271,67	3537,17	3271,83	3538,60	3272,60	3542,89	3272,45
7 2-Metilbutano	3528,83	3264,73	3530,24	3264,89	3531,68	3265,08	3535,98	3265,54
8 2,2-Dimetilpropano	3514,61	3250,51	3516,01	3250,67	3517,43	3250,83	3521,72	3251,28
9 n-Hexano	4194,95	3886,84	4196,58	3887,01	4198,24	3887,21	4203,23	3887,71
10 2-Metilpentano	4187,32	3879,21	4188,95	3879,38	4190,62	3879,59	4195,61	3880,09
11 3-Metilpentano	4189,90	3881,79	5191,54	3881,97	4193,22	3882,19	4198,24	3882,72
12 2,2-Dimetilbutano	4177,52	3869,41	4179,15	3869,59	4180,83	3869,80	4185,84	3870,32
13 2,3-Dimetilbutano	4185,28	3877,17	4186,93	3877,36	4188,60	3877,57	4193,63	3878,11
14 n-Heptano	4853,43	4501,30	4855,29	4501,49	4857,18	4501,72	4862,87	4502,28
15 n-Octano	5511,80	5115,66	5513,88	5115,87	5516,01	5116,11	5522,40	5116,73
16 n-Nonano	6171,15	5730,99	6173,46	5731,22	6175,82	5731,49	6182,91	5732,17
17 n-Decano	6829,77	6345,59	6832,31	6345,85	6834,90	6346,14	6842,69	6346,88
18 Etileno	1411,18	1323,15	1411,65	1323,20	1412,11	1323,24	1413,51	1323,36
19 Propileno	2058,02	1925,97	2058,72	1926,05	2059,43	1926,13	2061,57	1926,35
20 1-Buteno	2716,82	2540,76	2717,75	2540,86	2718,70	2540,97	2721,55	2541,25
21 cis-2-Buteno	2710,00	2533,90	2711,00	2534,10	2711,90	2534,20	2714,90	2534,60
22 Trans-2-Buteno	2706,40	2530,30	2707,40	2530,50	2708,30	2530,50	2711,10	2530,80
23 2-Metilpropeno	2702,20	2524,10	2701,10	2524,20	2702,00	2524,30	2704,80	2524,50
24 1-Penteno	3375,42	3155,34	3376,57	3155,45	3377,75	3155,59	3381,29	3155,92
25 Propadieno	1943,11	1855,08	1943,53	1855,08	1943,96	1855,09	1945,25	1855,10
26 1,2-Butadieno	2593,79	2461,74	2594,45	2461,78	2595,12	2461,82	2597,13	2461,91
27 1,3-Butadieno	2540,77	2408,72	2541,43	2408,76	2542,10	2408,80	2544,13	2408,91
28 Acetileno	1301,05	1257,03	1301,21	1256,98	1301,37	1256,94	1301,86	1256,79
29 Ciclopentano	3319,59	3099,51	3320,88	3099,76	3322,19	3100,03	3326,14	3100,77
30 Metilciclopentano	3969,44	3705,34	3970,93	3705,59	3972,46	3705,86	3977,04	3706,60
31 Etilciclopentano	4628,47	4320,36	4630,19	4320,63	4631,95	4320,92	4637,27	4321,75
32 Ciclohexano	3952,96	3688,86	3954,47	3689,13	3956,02	3689,42	3960,67	3690,23
33 Metilciclohexano	4600,64	4292,53	4602,35	4292,78	4604,09	4293,06	4609,34	4293,82
34 Etilciclohexano	5263,05	4910,92	5264,98	4911,19	5266,95	4911,49	5272,88	4912,29
35 Benceno	3301,43	3169,38	3302,15	3169,48	3302,86	3169,56	3305,03	3169,81
36 Tolueno	3947,89	3771,83	3948,84	3771,95	3949,81	3772,08	3952,72	3772,42
37 Etilbenceno	4607,15	4387,07	4608,32	4387,20	4609,53	4387,37	4613,14	4387,77
38 o-Xileno	4596,31	4376,23	4597,46	4376,34	4598,64	4376,48	4602,17	4376,80
39 Metanol	764,09	676,06	764,59	676,14	765,09	676,22	766,59	676,44
40 Metanotiol	1239,39	1151,36	1239,83	1151,39	1240,28	1151,41	1241,63	1151,48
41 Hidrogeno	285,83	241,81	285,99	241,76	286,15	241,72	286,63	241,56
42 Agua (l)	44,016	0	44,224	0	45,433	0	45,074	0
43 Sulfuro de Hidrogeno	562,01	517,99	562,19	517,97	562,38	517,95	562,94	517,87
44 Amoniaco	382,81	316,79	383,16	316,82	383,51	316,86	384,57	316,96
45 Hidrogeno Cianida	671,50	649,50	671,60	649,50	671,70	649,50	671,90	649,40
46 Monoxido de Carbono	282,98	282,98	282,95	282,95	282,91	282,91	282,80	282,80
47 Sulfuro de Carbonilo	548,23	548,23	548,19	548,19	548,15	548,15	548,01	548,01
48 Disulfuro de Carbón	1104,49	1104,49	1104,41	1104,41	1104,32	1104,32	1104,06	1104,06

1) El poder calorífico diferente a cero del valor de agua es obtenido formalmente de la definición del poder calorífico superior, el cual requiere la condensación de todo el vapor de agua en los productos de combustión. Por lo tanto, cualquier vapor de agua presente, en el gas seco contribuye con su calor latente de vaporización al poder calorífico superior de la mezcla (Ver anexo F para su explicación más detallada),

Tabla 4 – Poderes caloríficos para componentes de gases naturales a varias condiciones de referencia de combustión para el gas ideal en base másica

Todos los valores han sido obtenidos dividiendo el valor de \bar{H}^0 de la tabla 3 por el valor de la masa molar respectiva (antes del redondeo).

COMPONENTE	Poder calorífico ideal en base molar, (\hat{H}^0 g ⁻¹)							
	25 °C		20 °C		15 °C		0 °C	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior
1 Metano	55,516	50,029	55,545	50,032	55,574	50,035	55,662	50,043
2 Etano	51,90	47,51	51,93	47,51	51,95	47,52	52,02	47,53
3 Propano	50,33	46,33	50,35	46,34	50,37	46,34	50,44	46,35
4 n-Butano	49,51	45,72	49,53	45,72	49,55	45,72	49,62	45,74
5 2-Metilpropano	49,35	45,46	49,37	45,56	49,39	45,57	49,45	45,57
6 n-Pentano	49,01	45,35	49,03	45,35	49,04	45,35	49,10	45,36
7 2-Metilbutano	48,91	45,25	48,93	45,25	48,95	45,25	49,01	45,26
8 2,2-Dimetilpropano	48,71	45,05	48,73	45,05	48,75	45,06	48,81	45,06
9 n-Hexano	48,68	45,10	48,70	45,10	48,72	45,11	48,77	45,11
10 2-Metilpentano	48,59	45,01	48,61	45,02	48,63	45,02	48,69	45,02
11 3-Metilpentano	48,62	45,04	48,64	45,05	48,66	45,05	48,72	45,06
12 2,2-Dimetilbutano	48,48	44,90	48,49	44,90	48,51	44,91	48,57	44,91
13 2,3-Dimetilbutano	48,57	44,99	48,59	44,99	48,60	45,00	48,66	45,00
14 n-Heptano	48,44	44,92	48,45	44,92	48,47	44,93	48,53	44,93
15 n-Octano	48,25	44,78	48,27	44,79	48,29	44,79	48,34	44,79
16 n-Nonano	48,12	44,68	48,13	44,69	48,15	44,69	48,21	44,69
17 n-Decano	48,00	44,60	48,02	44,60	48,04	44,60	48,09	44,61
18 Etileno	50,30	47,16	50,32	47,17	50,34	47,17	50,39	47,17
19 Propileno	48,91	45,77	48,92	45,77	48,94	45,77	48,99	45,78
20 1-Buteno	48,42	45,28	48,44	45,29	48,46	45,29	48,51	45,29
21 cis-2-Buteno	48,30	45,16	48,32	45,16	48,33	45,17	48,39	45,17
22 Trans-2-Buteno	48,24	45,10	48,25	45,10	48,27	45,10	48,32	45,11
23 2-Metilpropeno	48,13	44,99	48,14	44,99	48,16	44,99	48,21	44,99
24 1-Penteno	48,13	44,99	48,14	44,99	48,16	44,99	48,21	45,00
25 Propadieno	48,50	46,30	48,51	46,30	48,52	46,30	48,55	46,30
26 1,2-Butadieno	47,95	45,51	47,96	45,51	47,98	45,51	48,01	45,51
27 1,3-Butadieno	46,97	44,53	46,98	44,53	47,00	44,53	47,03	44,53
28 Acetileno	49,97	48,28	49,97	48,28	49,98	48,27	50,00	48,27
29 Ciclopentano	47,33	44,19	47,35	44,20	47,37	44,20	47,43	44,21
30 Metilciclopentano	47,16	44,03	47,18	44,03	47,20	44,03	47,25	44,04
31 Etilciclopentano	47,14	44,00	47,16	44,00	47,17	44,01	47,23	44,01
32 Ciclohexano	46,97	43,83	46,99	43,83	47,01	43,84	47,06	43,85
33 Metilciclohexano	46,86	43,72	46,87	43,72	46,89	43,72	46,94	43,73
34 Etilciclohexano	46,90	43,76	46,92	43,77	46,94	43,77	46,99	43,78
35 Benceno	42,26	40,50	42,27	40,58	42,28	40,58	42,31	40,58
36 Tolueno	42,85	40,94	42,86	40,94	42,87	40,94	42,90	40,94
37 Etilbenceno	43,40	41,32	43,41	41,32	43,42	41,33	43,45	41,33
38 o-Xileno	43,29	41,22	43,30	41,22	43,31	41,22	43,35	41,23
39 Metanol	23,85	21,10	23,86	21,10	23,88	21,10	23,92	21,11
40 Metanotiol	25,76	23,93	25,77	23,93	25,78	23,93	25,81	23,93
41 Hidrogeno	141,79	119,95	141,87	119,93	141,95	119,91	142,19	119,83
42 Agua (1)	2,44	0	2,45	0	2,47	0	2,50	0
43 Sulfuro de Hidrogeno	16,49	15,20	16,50	15,20	16,50	15,20	16,52	15,19
44 Amoniaco	22,48	18,60	22,50	18,60	22,52	18,61	22,58	18,61
45 Hidrogeno Cianida	24,85	24,03	24,85	24,03	24,85	24,03	24,86	24,03
46 Monoxido de Carbono	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10
47 Sulfuro de Carbonilo	9,13	9,13	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12
48 Disulfuro de Carbón	14,51	14,51	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50

1) El poder calorífico diferente a cero del valor de agua es obtenido formalmente de la definición del poder calorífico superior, el cual requiere la condensación de todo el vapor de agua en los productos de combustión. Por lo tanto, cualquier vapor de agua presente, en el gas seco contribuye con su calor latente de vaporización al poder calorífico superior de la mezcla (Ver anexo F para su explicación más detallada).

Tabla 5- Los poderes caloríficos de los componentes de los gases naturales a varias condiciones de referencia de combustión y medición para los gases ideales en base volumétrica.

Los valores han sido obtenidos multiplicando el valor apropiado \bar{H}^0 de la tabla 3 por $p_2 / R.T_2$.

COMPONENTE	Poder calorífico ideal en base volumétrica, \bar{H}^0 (MJ.m ⁻³)											
	15 / 15 °C		0 / 0 °C		15 / 0 °C		25 / 0 °C		20 / 20 °C		25 / 20 °C	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior
1 Metano	37,706	33,948	39,840	35,818	39,777	35,812	39,735	35,808	37,044	33,367	37,024	33,365
2 Etano	66,07	60,43	69,79	63,76	69,69	63,75	69,63	63,74	64,91	59,39	64,88	59,39
3 Propano	93,94	86,42	99,22	91,18	99,09	91,16	99,01	91,15	92,29	84,94	95,25	84,93
4 n-Butano	121,79	112,40	128,66	118,61	128,44	118,57	128,37	118,56	119,66	110,47	119,62	110,43
5 2-Metilpropano	121,40	112,01	128,23	118,18	128,07	118,16	127,96	118,15	119,28	110,09	119,23	110,08
6 n-Pentano	149,66	138,38	158,67	146,00	157,87	145,98	157,75	145,96	147,04	136,01	146,99	136,01
7 2-Metilbutano	149,36	138,09	157,76	145,69	147,57	145,67	157,44	145,66	146,76	135,72	146,70	135,72
8 2,2-Dimetilpropano	148,76	137,49	157,12	145,60	146,93	145,04	156,80	145,02	146,16	135,13	146,11	135,13
9 n-Hexano	177,55	164,40	187,53	173,45	187,30	173,43	187,16	173,41	174,46	161,59	174,39	161,58
10 2-Metilpentano	177,23	164,08	187,19	173,11	186,96	173,09	186,82	173,07	174,14	161,27	174,07	161,26
11 3-Metilpentano	177,34	164,19	187,30	173,23	187,08	173,20	186,93	173,19	174,25	161,38	174,18	161,37
12 2,2-Dimetilbutano	176,82	163,66	186,75	172,67	186,53	172,65	186,38	172,63	173,73	160,86	173,66	160,86
13 2,3-Dimetilbutano	177,15	163,99	187,10	173,02	186,87	173,00	186,73	172,98	174,05	161,19	173,99	161,18
14 n-Heptano	205,42	190,39	216,96	200,87	216,70	200,84	216,53	200,82	201,84	187,13	201,76	187,12
15 n-Octano	233,28	216,37	246,38	228,28	246,10	228,25	245,91	228,23	229,22	212,67	229,16	213,66
16 n-Nonano	261,19	242,40	275,85	255,74	275,53	251,71	275,32	255,69	256,64	238,25	256,54	238,24
17 n-Decano	289,06	268,39	305,29	283,16	304,94	283,13	304,71	283,11	284,03	263,80	283,92	263,79
18 Etileno	59,72	55,96	62,06	59,04	63,00	59,04	62,96	59,03	58,68	55,01	58,66	55,00
19 Propileno	87,10	81,46	91,98	85,94	91,88	85,93	91,82	85,93	85,58	80,07	85,55	80,06
20 1-Buteno	114,98	107,46	121,42	113,38	121,29	113,36	121,21	113,36	112,98	105,63	112,94	105,62
21 cis-2-Buteno	114,69	107,18	121,12	113,08	120,99	113,06	120,91	113,05	112,70	105,34	112,66	105,34
22 Trans-2-Buteno	114,54	107,02	120,96	112,91	120,83	112,90	120,75	112,89	112,55	105,19	112,51	105,19
23 2-Metilpropeno	114,27	106,76	120,67	112,63	120,55	112,62	120,47	112,61	112,29	104,93	112,25	104,93
24 1-Penteno	142,85	133,46	150,86	140,80	150,70	140,79	150,59	140,77	140,37	131,18	140,32	131,17
25 Propadieno	82,21	78,46	86,79	82,76	86,13	82,76	86,69	82,76	80,79	77,12	80,78	77,12
26 1,2-Butadieno	109,75	104,12	115,87	109,84	115,78	109,83	115,72	109,83	107,85	102,34	107,83	102,34
27 1,3-Butadieno	107,51	101,87	113,51	107,47	113,42	107,47	113,36	107,46	105,65	100,13	105,62	100,13
28 Acetileno	55,04	53,16	58,08	56,07	58,06	56,08	58,05	56,08	54,09	52,25	54,09	52,26
29 Ciclopentano	140,50	131,11	148,40	138,34	148,22	138,31	148,10	138,28	138,05	128,86	138,00	128,85
30 Metiliclopentano	168,00	156,73	177,43	165,37	177,23	165,34	177,10	165,31	165,08	154,04	165,01	154,03
31 Etiliclopentano	195,90	182,54	206,89	192,81	206,65	192,78	206,50	192,75	192,48	179,61	192,41	179,60
32 Ciclohexano	167,31	156,03	176,70	164,64	176,50	164,60	176,36	164,58	164,39	153,36	164,33	153,35
33 Metiliciclohexano	194,72	181,56	205,64	191,57	205,41	191,53	205,26	191,51	191,32	178,45	191,25	178,44
34 Etilciclohexano	222,75	207,72	235,25	219,16	234,98	219,13	234,81	219,10	218,87	204,16	218,79	204,15
35 Benceno	139,69	134,05	147,45	141,42	147,36	141,41	147,29	141,40	137,28	131,76	137,24	131,75
36 Tolueno	167,05	159,53	176,35	168,31	176,22	168,29	176,13	168,28	164,16	156,80	164,12	156,80
37 Etilbenceno	194,95	185,55	205,81	195,76	205,65	195,74	205,55	195,73	191,57	182,38	191,52	182,37
38 o-Xileno	194,49	185,09	205,32	195,27	205,17	195,26	205,06	195,24	191,12	181,93	191,07	181,92
39 Metanol	32,36	28,60	34,20	30,18	34,13	30,17	34,09	30,16	31,78	28,11	31,76	28,10
40 Metanotiol	52,45	48,10	55,40	51,37	55,33	51,37	51,30	51,37	51,54	47,86	51,52	47,86
41 Hidrogeno	12,102	10,223	12,788	10,777	12,767	10,784	12,752	10,788	11,889	10,050	11,882	10,052
42 Agua (l)	1,88	0	2,01	0	1,98	0	1,96	0	1,84	0	1,83	0
43 Sulfuro de Hidrogeno	23,78	21,91	25,12	23,10	25,09	23,11	25,07	23,11	23,37	21,53	23,36	21,53
44 Amoniaco	16,22	13,40	17,16	14,14	17,11	14,14	17,08	14,13	15,93	13,17	15,91	13,17
45 Hidrogeno Cianida	28,41	27,47	29,98	28,97	29,97	28,98	29,96	28,98	27,92	27,00	27,91	27,00
46 Monoxido de Carbono	11,96	11,96	12,62	12,62	12,62	12,62	12,63	12,63	11,76	11,76	11,76	11,76
47 Sulfuro de Carbonilo	23,18	23,18	24,45	24,45	24,46	24,46	24,46	24,46	22,79	22,79	22,79	22,79
48 Disulfuro de Carbón	46,70	46,70	49,26	49,26	49,27	49,27	49,28	49,28	45,91	45,91	45,91	45,91

NOTAS:

1. La presión de referencia para la combustión y medición es de 101,325 kPa, en todos los casos.

2. Los encabezados de las columnas "t_i/t_c °C" se refieren a las temperaturas de referencia para la combustión y medición, respectivamente.

1) El poder calorífico diferente a cero del valor de agua es obtenido formalmente de la definición del poder calorífico superior, el cual requiere la condensación de todo el vapor de agua en los productos de combustión. Por lo tanto, cualquier vapor de agua presente, en el gas seco contribuye con su calor latente de vaporización al poder calorífico superior de la mezcla (Ver anexo F para su explicación más detallada).

Tabla 6 - Composición molar del aire seco

Especies	Fracción molar
Nitrógeno	0,78102
Oxígeno	0,20946
Argón	0,00916
Dióxido de carbono	0,00033
Neón	0,0000182
Helio	0,0000052
Metano	0,0000015
Krypton	0,0000011
Hidrógeno	0,0000005
Monóxido dinitrogenado	0,0000006
Monóxido de carbón	0,0000002
Xenón	0,0000001

ANEXO 2

MÉTODOS DE ENSAYO PARA EL CÁLCULO DEL PUNTO DE ROCIO DEL AGUA Y EL CONTENIDO DEL VAPOR DE AGUA.

TABLA 1 – Presiones de vapor y volúmenes específicos de vapor de agua saturado a varias temperaturas

Tempe ratura °F	Presión de vapor de agua líquida		Presión de vapor de hielo		Volumen específico de vapor de agua saturado ft ³ /lb	Tempe ratura °F	Presión de vapor de agua líquida psia	Volumen específico de vapor de vapor agua saturado ft ³ /lb
	mm Hg	psia	mm Hg	Psia				
0	1,139	0,022 02	0.958	0.018 52	14 810			
1	1.195	0.023 11	1.010	0.019 53	14 080	51	0.184 85	1 644.2
2	1.251	0.024 19	1.063	0.020 56	13 400	52	0.191 82	1 587.6
3	1.310	0.025 33	1.120	0.021 66	12 750	53	0.199 01	1 533.2
4	1.373	0.026 55	1.180	0.022 82	12 140	54	0.206 44	1 480.9
5	1.436	0.027 77	1.241	0.024 00	11 550	55	0.214 11	1 430.6
6	1.505	0.029 10	1.308	0.0 57 29	11 000	56	0.222 03	1 382.2
7	1.573	0.030 42	1.374	0.026 25	10 480	57	0.230 21	1 335.6
8	1.647	0.031 85	1.446	0.027 96	9 979	58	0.238 65	1 290.9
9	1.723	0.033 32	1.521	0.029 41	9 507	59	0.247 36	1 247.8
10	1.807	0.034 32	1.599	0.030 92	9 060	60 ¹⁻	0.256 35	1 206.3
11	1.883	0.036 94	1.681	0.032 51	8 636	61	0.265 62	1 166.4.
12	1.970	0.038 41	1.767	0.034 17	8 234	62	0.275 19	1 128.0
13	2.057	0.039 09	1.856	0.035 71	7 851	63	0.285 06	1 091.0
14	2.149	0.041 78	1.950	0.037 89	7 489	64	0.295 24	1 055.4
15	2.247	0.043 56	2.050	0.039 64	7 144	65	0.305 73	1 021.1
16	2.345	0.045 45	2.151	0.041 59	6 817	66	0.316 55	988.03
17	2.450	0.047 35	2.260	0.043 70	6 505	67	0.327 70	956.19
18	2.557	0.049 37	2.373	0.045 89	6 210	68	0.339 20	925.51
19	2.607	0.051 44	2.489	0.048 13	5 929	69	0.351 05	895.94
20	2.785	0.053 63	2.610	0.050 47	5 662	70	0.363 26	867.44
21	2.907	0.056 85	2.740	0.052 98	5 408	71	0.375 84	839.97
22	3.032	0.058 21	2.872	0.055 54	5 166	72	0.388 79	813.48
23	3.163	0.061 63	3.013	0.058 26	4 936	73	0.402 14	787.94
24	3.299	0.063 16	3.160	0.061 10	4 717	74	0.415 88	763.31
25	3.433	0.066 79	3.310	0.064 01	4 509	75	0.430 04	739.55

TABLA 1 – Presiones de vapor y volúmenes específicos de vapor de agua saturado a varias temperaturas

Temperatura °F	Presión de vapor de agua líquida		Presión de vapor de hielo		Volumen específico de vapor de agua saturado ft ³ /lb	Temperatura °F	Presión de vapor de agua líquida		Volumen específico de vapor de agua saturado ft ³ /lb
	mm Hg	psia	mm Hg	Psia			psia	ft ³ /lb	
26	3.585	0.069 38	3.471	0.067 12	4 311	76	0.444 61	716.62	
27	3.735	0.072 32	3.636	0.070 31	4 122	77	0.459 61	694.51	
28	3.893	0.075 22	3.810	0.073 67	3 943	78	0.475 05	673.16	
29	4.054	0.078 28	3.989	0.077 14	3 771	79	0.490 94	652.56	
30	4.224	0.081 39	4.178	0.080 79	3 608	80	0.507 29	632.68	
31	4.397	0.085 02	4.373	0.084 56	3 453	81	0.524 11	613.48	
32	4.579	0.088 66	4.579	0.088 54	3 301.9	82	0.541 42	594.95	
33	...	0.092 30	3 178.0	83	0.559 22	577.05	
34	...	0.096 07	3 059.2	84	0.577 53	559.76	
35	...	0.099 98	2 945.5	85	0.596 36	543.07	
36	...	0.104 04	2 836.4	86	0.615 73	526.94	
37	...	0.108 23	2 731.9	87	0.635 63	511.35	
38	...	0.112 58	2 631.7	88	0.656 09	496.29	
39	...	0.117 08	2 535.7	89	0.677 13	481.73	
40	...	0.121 73	2 443.5	90	0.698 74	467.66	
41	...	0.126 55	2 355.1	91	0.720 95	454.06	
42	...	0.131 54	2 270.3	92	0.743 77	440.91	
43	...	0.136 70	2 188.9	93	0.767 22	428.19	
44	...	0.142 04	2 110.8	94	0.79130	415.89	
45	...	0.147 56	2 035.8	95	0.816 04	403.99	
46	...	0.153 28	1 963.8	96	0,84144	392.48	
47	...	0.159 18	1 894.6	97	0.867 53	381.35	
48	...	0.165 28	1 828.2	98	0.894 31	370.58	
49	...	0.171 59	1 764.4	99	0.92180	360.15	
50	...	0.178 12	1 703.1	100	0.950 03	350.06	

TABLA 2 – Valores de las Constantes A y B

(Condiciones Base = 14.7 psia, 60°F)

Temperatura, °F	A	B	Temperatura, °F	A	B	Temperatura, °F	A	B
-40	131	0.22	70	17 200	7.17	180	357 000	74.8
-38	147	0.24	72	18 500	7.85	182	372 000	77.2
-36	165	0.26	74	19 700	8.25	184	390 000	79.9
-34	184	0.28	76	21 100	8.67	186	407 000	82.7
-32	206	0.30	78	22 500	9.11	188	425 000	85.8
-30	230	0.33	80	24 100	9.57	190	443 000	88.4
-28	256	0.36	82	25 700	10.0	192	463 000	91.4
-26	285	0.39	84	27 400	10.5	194	483 000	94.8
--24	317	0.42	86	29 200	11.1	196	504 000	97.7
-22	352	0.45	88	31 100	11.6	198	525 000	101
-20	390	0.48	90	33 200	12.2	200	547 000	104
-18	434	0.52	92	35 300	12.7	202	570 000	108
-16	479	0.56	94	37 500	13.3	204	594 000	111
-14	530	0.60	96	39 900	14.0	206	619 000	115
-12	586	0.64	98	42 400	14.6	208	644 000	119
-10	648	0.69	100	45 100	15.3	210	671 000	122
-8	714	0.74	102	47 900	16.0	212	698 000	126
-6	786	0.79	104	50 800	16.7	214	725 000	130
-4	866	0.85	106	53 900	17.5	216	754 000	134
-2	950	0.91	108	57 100	18.3	218	785 000	139
0	1 050	0.97	110	60 500	19.1	220	816 000	143
2	1 150	1.04	112	64 100	20.0	222	848 000	148
4	1 260	1.11	114	67 900	20.9	224	881 000	152
6	1 380	1.19	116	71 800	21.8	226	915 000	157
8	1 510	1.27	118	76 000	22.7	228	950 000	162
10	1 650	1.35	120	80 400	23.7	230	987 000	166
12	1 810	1.44	122	84 900	24.7	232	1 020 000	171
14	1 970	1.54	124	89 700	25.8	234	1 060 000	177
16	2 150	1.64	126	94 700	26.9	236	1 100 000	182
18	2 350	1.74	128	100 000	28.0	238	1 140 000	187

TABLA 2 – Valores de las Constantes A y B

(Condiciones Base = 14.7 psia, 60°F)

Temperatura, °F	A	B	Temperatura, °F	A	B	Temperatura, °F	A	B
20	2 560	1.85	130	106 000	29.1	240	1 190 000	192
22	2 780	1.97	132	111 000	30.3	242	1 230 000	198
24	3 030	2.09	134	117 000	31.6	244	1 270 000	204
26	3 290	2.22	136	124 000	32.9	246	1 320 000	210
28	3 570	2.36	138	130 000	34.2	248	1 370 000	216
30	3 880	2.50	140	137 000	35.6	250	1 420 000	222
32	4 210	2.65	142	144 000	37.0	252	1 470 000	229
34	4 560	2.81	144	152 000	38.5	254	1 520 000	235
36	4 940	2.98	146	160 000	40.0	256	1 570 000	242
38	5 350	3.16	148	168 000	41.6	258	1 630 000	248
40	5 780	3.34	150	177 000	43.2	260	1 680 000	255
42	6 240	3.54	152	186 000	44.9	280	2 340 000	333
44	6 740	3.74	154	195 000	46.6	300	3 180 000	430
46	7 280	3.96	156	205 000	48.4	320	4 260 000	548
48	7 850	4.18	158	215 000	50.2	340	5 610 000	692
50	8 460	4.42	160	225 000	52.1	360	7 270 000	869
52	9 110	4.66	162	236 000	54.1	380	9 300 000	1090
54	9 800	4.92	164	248 000	56.1	400	11 700 000	1360
56	10 500	5.19	166	259 000	58.2	420	14 700 000	1700
58	11 300	5.48	168	272 000	60.3	440	18 100 000	2130
60	12 200	5.77	170	285 000	62.5	460	22 200 000	
62	13 100	6.08	172	298 000	64.8			
64	14 000	6.41	174	312 000	67.1			
66	15 000	6.74	176	326 000	69.5			
68	16 100	7.10	178	341 000	72.0			

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia										
	14.7	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
-40	9.1	1.5	0.88	0.66	0.55	0.49	0.44	0.41	0.39	0.37	0.36
-38	10.2	1.7	0.98	0.73	0.61	0.54	0.49	0.45	0.43	0.41	0.39
-36	11.5	1.9	1.1	0.80	0.68	0.59	0.54	0.50	0.47	0.45	0.43
-34	12.8	2.1	1.2	0.90	0.74	0.65	0.59	0.55	0.51	0.49	0.47
-32	14.4	2.4	1.3	0.99	0.82	0.72	0.65	0.60	0.57	0.54	0.51
-30	16.0	2.6	1.5	1.1	0.91	0.79	0.72	0.66	0.62	0.59	0.56
-28	17.8	2.9	1.6	1.2	1.0	0.87	0.79	0.72	0.68	0.64	0.61
-26	19.8	3.2	1.8	1.3	1.1	0.96	0.86	0.79	0.74	0.70	0.67
-24	22.0	3.6	2.0	1.5	1.2	1.1	0.95	0.87	0.81	0.77	0.73
-22	24.4	4.0	2.2	1.6	1.3	1.2	1.0	0.95	0.89	0.84	0.80
-20	27.0	4.4	2.4	1.8	1.5	1.3	1.1	1.0	0.97	0.92	0.87
-18	30.0	4.9	2.7	2.0	1.6	1.4	1.2	1.1	1.1	1.0	0.95
-16	33.1	5.4	3.0	2.2	1.8	1.5	1.4	1.2	1.2	1.1	1.0
-14	36.7	5.9	3.3	2.4	1.9	1.7	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1
-12	40.5	6.5	3.6	2.6	2.1	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
-10	44.8	7.2	4.0	2.9	2.3	2.0	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3
-8	49.3	7.9	4.3	3.1	2.5	2.2	1.9	1.8	1.6	1.5	1.5
-6	54.6	8.7	4.7	3.4	2.8	2.4	2.1	1.9	1.8	1.7	1.6
-4	59.8	9.5	- 5.2	-3.7	3.0	2.6	2.3	2.1	1.9	1.8	1.7
-2	65.7	10.4	5.7	4.1	-3.3	2.8	2.5	2.3	2.1	2.0	1.9
0	72.1	11.4	6.2	4.5	3.6	3.1	2.7	2.5	2.3	2.1	2.0
2	79.1	12.5	6.8	4.9	3.9	3.3	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2
4	86.8	13.7	7.4	5.3	4.3	3.6	3.2	2.9	2.7	2.5	2.4
6	95.1	15.0	8.1	5.8	4.6	4.0	3.5	3.2	2.9	2.7	2.6
8	104	16.4	8.8	6.3	5.1	4.3	3.8	3.4	3.2	3.0	2.8
10	114	17.9	9.6	6.9	5.5	4.7	4.1	3.7 -	3.4 -	3.2	3.0
12	124	19.5	10.5	7.5	6.0	5.1	4.5	4.0	3.7	3.5	3.3
14	136	21.3	11.4	8.1	6.5	5.5	4.8	4.5	4.0	3.7	3.5
16	148	23.2	12.4	8.8	7.0	5.9	5.2	4.7	4.3	4.0	3.8
18	161	25.2	13.5	9.6	7.6	6.4	5.7	5.1	4.7	4.4	4.1

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas.

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia										
	14.7	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
20	176	27.4	14.6	10.4	8.2	7.0	6.1	5.5	5.1	4.7	4.4
22	191	29.8	15.9	11.3	8.9	7.5	6.6	5.9	5.5	5.1	4.8
24	208	32.4	17.2	12.2	9.7	8.2	7.2	6.4	5.9	5.5	5.1
26	226	35.1	18.7	13.2	10.5	8.8	7.7	6.9	6.3	5.9	5.5
28	246	38.1	20.2	14.3	11.3	9.5	8.3	7.5	6.8	6.3	5.9
30	276	41.3	21.9	15.4	12.2	10.3	9.0	8.0	7.4	6.8	6.4
32	289	44.7	23.7	16.7	13.2	11.1	9.7	8.7	7.9	7.3	6.9
34	313	48.4	25.6	18.0	14.2	11.9	10.4	9.3	8.5	7.9	7.4
36	339	52.4	27.7	19.4	15.3	12.9	11.2	10.0	9.2	8.5	7.9
38	367	56.6	29.9	20.1	16.5	13.9	12.1	10.8	9.8	9.1	8.5
40	396	61.1	32.2	22.6	17.8	14.9	13.0	11.6	10.6	9.8	9.1
42	428	66.0	34.8	24.4	19.2	16.0	13.9	12.5	11.3	10.5	9.8
44	462	71.2	37.5	26.2	20.6	17.2	15.0	13.4	12.2	11.2	10.5
46	499	76.7	40.3	28.2	22.2	18.5	16.1	14.4	13.1	12.0	11.2
48	538	82.6	43.4	30.3	23.8	19.9	17.3	15.4	14.0	12.9	12.0
50	580	89.0	46.7	32.6	25.6	21.3	18.5	16.5	15.0	13.8	12.9
52	624	95.7	50.2	35.0	27.4	22.9	19.8	17.7	16.1	14.8	13.8
54	672	103	54.0	37.6	29.4	24.5	21.3	18.9	17.2	15.8	14.7
56	721	111	57.9	40.3	31.5	26.7	22.8	20.3	18.3	16.9	15.7
58	775	119	62.1	43.2	33.8	28.1	24.4	21.7	19.6	18.0	16.8
60	834	128	66.6	46.3	36.2	30.1	26.1	23.2	21.0	19.3	17.9
62	895	137	71.4	49.6	38.7	32.2	27.9	24.7	22.4	20.6	19.1
64	960	147	76.5	53.1	41.4	34.4	29.8	26.4	23.9	22.0	20.4
66	1 030	157	81.8	56.8	44.3	36.8	31.8	28.2	25.5	23.4	21.8
68	1 100	168	87.6	60.7	47.3	39.3	33.9	30.1	27.2	25.0	23.2
70	1 180	180	93.7	65.0	50.6	42.0	36.2	32.1	29.0	26.6	24.7
72	1 260	192	100	69.4	54.0	44.8	38.6	34.2	30.9	28.4	26.3
74	1 350	206	107	74.0	57.6	47.7	41.1	36.4	32.9	30.2	28.0
76	1 440	220	114	79.0	61.4	50.9	43.8	38.8	35.0	32.1	29.8
78	1 540	235	122	84.2	65.5	54.2	46.7	41.3	37.3	34.2	31.7

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia										
	14.7	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
80	1 650	250	130	89.8	69.7	57.5	49.7	44.0	39.7	36.3	33.6
82	1 760	267	138	95.6	74.2	61.4	52.8	46.7	42.1	38.6	36.7
84	1 870	285	148	102	79.0	65.3	56.2	49.7	44.8	41.0	37.9
86	2 000	303	157	108	84.1	69.5	59.7	52.8	47.6	43.5	40.3
88	2 130	323	167	115	89.4	73.8	63.5	56.1	50.5	46.2	42.7
90	2 270	344	178	123	95.0	78.5	67.4	59.5	53.6	49.0	45.3
92	2 410	366	189	130	101	83.3	71.5	63.1	56.8	51.9	48.0
94	2 570	389	201	138	107	88.4	75.9	67.0	60.3	55.0	50.9
96	2 730	413	214	147	114	93.8	80.5	71.0	63.9	58.3	53.9
98	2 900	439	227	156	121	99.5	85.3	75.2	67.6	61.8	57.0
100	3 080	466	241	166	128	105	90.4	79.7	71.6	65.4	...
102	3 270	495	256	176	136	112	95.8	84.4	75.9	69.2	...
104	3 470	525	271	186	144	118	101	89.3	80.2	73.1	...
106	3 680	557	287	197	152	125	107	94.5	84.9	77.4	...
108	3 900	589	304	209	161	133	114	99.9	89.7	81.7	...
110	4 130	624	322	221	170	140	120	106	94.7	86.3	...
112	4 380	661	341	234	180	148	127	112	100	91.2	...
114	4 640	700	360	247	191	157	134	118	106	96.2	...
116	4 910	740	381	261	201	165	142	124	112	102	...
118	5 190	403	403	276	213	175	149	131	118	107	...
120	5 490	426	426	292	225	185	158	139	124	113	...
122	5 800	449	449	308	237	195	166	146	131	119	...
124	6 130	474	474	325	250	205	175	154	138	125	...
126	6 470	500	500	343	264	216	185	162	145	132	...
128	6 830	528	528	361	278	228	195	171	153	139	...
130	7 240	559	559	382	294	241	206	181	162	147	...
132	7 580	585	585	400	308	252	215	189	169	154	...
134	7 990	617	617	422	324	256	227	199	178	162	...
136	8 470	653	653	446	343	281	240	210	188	171	...
138	8 880	684	684	468	359	294	251	220	197	179	...

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia										
	14.7	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
140	9 360	721	721	492	378	310	264	231	207	188	...
142	9 830	757	757	517	397	325	277	243	217	197	...
144	10 400	799	799	545	419	343	292	256	229	207	...
146	10 900	840	840	573	440	360	307	269	240	218	...
148	11 500	882	882	602	462	378	322	282	252	229	...
150	12 100	1810	928	633	486	397	338	296	264	240	...
152	12 700	1910	975	665	510	417	355	311	277	252	...
154	13 300	2000	1020	697	534	437	372	325	290	263	...
156	14 000	2100	1070	732	561	458	390	341	305	276	...
158	14 700	2200	1130	767	588	480	409	357	319	289	...
160	15 400	2300	1180	802	615	502	427	374	333	302	...
162	...	2410	1230	841	644	526	447	391	349	316	...
164	...	2540	1300	883	676	552	469	410	366	332	...
166	...	2650	1350	922	706	576	490	428	382	346	...
168	...	2780	1420	967	740	604	514	449	400	363	...
170	...	2910	1490	1010	775	633	538	470	419	379	...
172	...	3040	1550	1060	810	661	562	491	437	396	...
174	...	3190	1630	1110	847	691	587	513	457	414	...
176	...	3330	1700	1160	885	722	613	535	477	432	...
178	...	3480	1780	1210	925	754	640	559	498	451	...
180	...	3640	1860	1260	967	789	670	585	521	471	...
182	...	3800	1940	1320	1010	821	697	609	542	491	...
184	...	3980	2030	1380	1060	860	730	637	567	513	...
186	...	4150	2120	1440	1100	897	761	664	567	535	...
188	...	4340	2210	1500	1150	936	794	693	591	558	...
190	...	4520	2300	1570	1200	974	827	721	617	581	...
192	...	4720	2410	1630	1250	1020	863	753	642	606	...
194	...	4920	2510	1700	1300	1060	900	785	670	631	...
196	...	5140	2620	1780	1360	1110	938	818	698	658	...
198	...	5350	2730	1850	1410	1150	976	851	728	684	...

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia										
	14.7	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
200		5570	2840	1930	1470	1200	1020	885	788	712	...
202		5810	2960	2010	1530	1250	1060	922	821	741	...
204		6050	3080	2090	1600	1300	1100	960	854	771	...
206		6310	3210	2180	1660	1350	1150	999	889	803	...
208		...	3340	2270	1730	1400	1190	1040	924	835	...
210			3480	2360	1800	1460	1240	1080	961	868	...
212			3620	2450	1870	1520	1290	1120	999	902	...
214			3760	2550	1950	1580	1340	1160	1040	937	...
216			3910	2650	2020	1640	1390	1210	1080	973	...
218			4060	2760	2100	1710	1450	1260	1120	1010	...
220			4220	2860	2180	1780	1500	1310	1160	1050	...
222			4390	2980	2270	1840	1560	1360	1200	1090	...
224			4560	3090	2350	1910	1620	1410	1250	1130	...
226			4730	3200	2440	1990	1680	1460	1300	1170	...
228			4910	3330	2540	2060	1750	1520	1350	1220	...
230			5100	3460	2630	2140	1810	1580	1400	1260	...
240			...	4160	3170	2570	2180	1890	1680	1510	...
250			3770	3060	2590	2250	2000	1800	...

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total , psia								
	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
100	60.4	45.4	37.9	33.3	30.3	28.2	26.6	25.3	24.3
102	63.9	47.9	40.0	35.5	32.0	29.7	28.0	26.6	25.6
104	67.5	50.6	42.1	37.0	33.6	31.2	29.4	28.0	26.9
106	71.4	53.4	44.5	39.1	35.5	32.9	31.0	29.5	28.3
108	75.4	56.4	46.9	41.1	37.3	34.6	32.6	31.0	29.7
110	79.6	59.4	49.4	43.3	39.3	36.4	34.2	32.5	31.2
112	84.1	62.7	52.1	45.6	41.4	38.3	36.0	34.2	32.8
114	88.7	66.1	54.8	48.0	43.4	40.2	37.8	35.9	34.4
116	93.6	69.7	57.7	50.5	45.7	42.3	39.8	37.8	36.2
118	98.7	73.4	60.7	53.1	48.0	44.4	41.7	39.6	37.9
120	104	77.3	63.9	55.9	50.5	46.7	43.8	41.6	39.8
122	110	81.3	67.2	58.7	53.0	49.0	45.9	43.6	41.7
124	116	85.6	70.7	61.7	55.7	51.4	48.2	45.7	43.7
126	122	89.9	74.2	64.7	58.4	53.9	50.5	47.8	45.7
128	128	94.7	78.0	68.0	61.3	56.6	53.0	50.2	48.0
130	135	99.8	82.1	71.5	64.4	59.4	55.6	52.6	50.3
132	141	104	85.8	74.7	67.3	62.0	58.1	55.0	52.5
134	149	110	90.1	78.4	70.6	65.0	60.9	57.6	55.0
136	157	116	94.9	82.5	74.2	68.3	63.9	60.3	57.7
138	164	121	99.2	86.2	77.5	71.3	66.7	63.1	60.2
140	173	127	104	90.4	81.3	74.7	69.9	66.0	63.0
142	181	133	109	94.6	85.0	78.1	73.0	69.0	65.8
144	191	140	115	99.3	89.2	81.9	76.5	72.3	68.9
146	200	147	120	104	93.0	85.7	80.0	75.6	72.0
148	210	154	126	109	97.6	89.6	83.6	78.9	75.6
150	220	161	132	114	102	93.8	87.5	82.5	78.6
152	231	169	138	119	107	98.0	91.4	86.2	82.1
154	242	177	144	125	112	102	95.4	89.9	85.6
156	253	185	151	130	117	107	100	94.0	89.4
158	265	194	158	136	122	112	104	98.0	93.2

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total , psia								
	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
160	277	202	165	142	127	116	108	102	97.1
162	290	211	172	149	133	122	113	107	101
164	304	221	180	155	139	127	118	111	106
166	317	231	188	162	145	132	123	116	110
168	332	242	196	169	151	138	128	121	115
170	348	253	205	177	158	144	134	126	120
172	363	263	214	184	165	150	139	131	124
174	379	275	223	192	171	156	145	136	130
176	396	287	233	200	178	163	151	142	135
178	413	299	243	208	186	169	157	148	140
180	432	313	253	217	194	177	164	154	146
182	449	325	263	226	201	184	170	160	152
184	470	340	275	236	210	191	177	167	158
186	490	354	286	245	218	199	184	173	164
188	511	369	298	256	227	207	192	180	171
190	531	384	310	266	236	215	199	187	177
192	554	400	323	277	246	224	207	194	184
194	578	417	336	288	256	233	215	202	191
196	602	434	350	299	266	242	224	210	199
198	626	451	364	311	276	251	232	218	206
200	651	469	378	323	286	260	241	226	213
202	678	488	393	336	298	271	251	235	222
204	705	507	408	349	309	281	260	243	230
206	734	528	425	363	321	292	270	253	238
208	763	548	441	377	334	303	280	262	248
210	793	569	458	390	346	314	290	271	256
212	824	591	475	405	359	325	301	281	266
214	856	614	493	420	372	337	312	291	275
216	889	637	512	436	386	350	323	302	285
218	924	662	532	453	401	363	335	313	296

TABLA 3 – Contenidos de Vapor de Agua en Equilibrio de Los Gases Naturales Arriba de Las Temperaturas Críticas

(1b/millón ft³ donde Po = 14.7 psia, to = 60°F)

Temperatura °F	Presión Total, psia								
	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
220	959	687	551	469	415	376	347	324	306
222	996	713	572	487	431	390	360	336	318
224	1030	739	593	504	446	404	372	348	328
226	1070	767	615	523	462	418	386	360	340
228	1110	795	637	542	479	433	400	373	352
230	1150	824	660	561	495	448	413	385	363
240	1380	985	787	668	589	532	490	456	430
250	1640	1170	932	790	695	628	577	538	506

ANEXO 3.

METODOS DE MUESTREO DEL GAS NATURAL.

1. Precauciones de seguridad.

La toma de muestras y la manipulación de las mismas, debe efectuarse cumpliendo todas las normas de seguridad aplicables, tanto en el ámbito nacional como dentro de la propia empresa. Deben considerarse las siguientes precauciones:

- El personal involucrado deberá recibir una formación adecuada que le permita adquirir las responsabilidades necesarias.
- La persona responsable de la sección o departamento encargado de realizar la toma de muestras, debe asegurarse que esta operación puede realizarse cumpliendo la reglamentación de seguridad pertinente.
- El personal encargado de la toma de muestras y de la instalación del equipo, debe tener la formación necesaria que le permita evaluar, en general, los riesgos potenciales de seguridad.
- Es necesario que se verifique y se certifique los equipos utilizados para la toma de muestras del gas natural seco a alta presión
- El equipo muestreador deber estar diseñado para cumplir las condiciones apropiadas de la toma de muestras, como por ejemplo presión, temperatura, corrosividad, caudal, compatibilidad química, vibraciones, dilatación y/o contracciones térmicas.
- Los recipientes de vidrio no se deben someter a presión.
- Si está previsto su cierre, se instalarán tapones para el transporte y el almacenamiento.
- Los recipientes deben marcarse de forma indeleble y permanente, indicando el volumen, la presión de servicio y la presión de ensayo.
- La presión de ensayo de los recipientes debe ser igual o superior a 1,5 veces la presión de servicio.

- Los recipientes deben estar protegidos contra cualquier deterioro durante el transporte y el almacenamiento.
- Los recipientes deberán estar acompañados de etiquetas y de documentos de trabajo, conteniendo las informaciones útiles, que quedarán protegidos contra los deterioros.
- Periódicamente deben verificarse los recipientes y todos sus accesorios, y deben realizarse ensayos de estanqueidad.
- Las líneas de transferencia y toma de muestras deben estar protegidas adecuadamente y dispondrán de todas las seguridades requeridas.
- Debe limitarse la utilización de tubos flexibles de alta presión y debe cumplirse estrictamente las instrucciones del fabricante para su segura utilización. Las líneas de transferencia pueden obstruirse por contaminantes líquidos o sólidos. Es fundamental tomar precauciones especiales para reabrir estas líneas. Esta operación únicamente puede ser realizada por personal calificado.
- Las líneas de transferencia deberán estar provistas de válvulas de corte situadas lo más cerca posible de la entrada. La sonda de toma de muestras estará provista de una válvula de corte.
- Se debe evitar la utilización de equipos o herramientas que pueda producir chispas.
- Para evitar cualquier incendio o explosión, en las zonas donde exista una determinada concentración de gas inflamable (entre 5% y 15% para gas natural seco), se cumplirán las siguientes restricciones:
 - Ausencia de fuego vivo.
 - Prohibición de fumar.
 - Prohibición de utilizar equipos o herramientas que puedan producir chispas.

- Prohibición de utilizar equipos que funcionen a temperaturas superiores a la de auto-inflamación de las mezclas gaseosas, generalmente superiores a 400 °C (para el gas natural seco).
 - Prohibición de utilizar productos químicos que puedan reaccionar enérgicamente con el gas.
 - Prohibición de utilizar motores de encendido por chispa.
 - Para evitar la formación de atmósferas inflamables, el local dispondrá de la ventilación suficiente.
 - La purga de las líneas de transferencia se dirigirá hacia "zonas seguras" (por ejemplo, antorchas). En el lugar de toma de muestras, el escape de gas natural seco durante la toma de muestras manual (puntual) se limitará al mínimo posible.
 - Se utilizarán detectores de gas en puntos estratégicos, de los lugares donde se toman las muestras.
 - Existirá un equipo contra incendios manual y/o automático fácilmente accesible.
 - El personal encargado de la toma de muestras recibirá una formación adecuada que le permita reaccionar de forma apropiada en caso de incendio.
- Se dispondrá de los equipos de protección personal requeridos. La necesidad de un equipo de protección, variará según el emplazamiento de la toma de muestras. No obstante, se examinará los siguientes factores:
 - La presencia de componentes tóxicos o irritantes en el gas natural seco (H_2S , radón, Hg, sustancias aromáticas, etc) pueden requerir la utilización de mascarillas, suministro de aire puro, guantes y aparatos de control de componentes tóxicos.
 - La toma de muestras de gas natural seco a alta presión, puede requerir la utilización de gafas o pantallas protectoras. Se utilizarán

indicadores de presión (manómetros) para mostrar la presión del sistema. Para verificar la hermeticidad del sistema, se utilizará un pulverizador de detección de fugas o un detector de fugas portátil.

- Para la protección contra incendios, el personal dispondrá de indumentaria ignífuga (delantales, mamelucos, batas de laboratorio), estarán también disponibles mascarillas personales contra el humo.
- Durante el transporte, los recipientes quedarán también protegidos contra determinadas condiciones de temperatura que podrían originar sobrepresiones o condensaciones en la muestra.
- Los recipientes de muestreo deben almacenarse en anaqueles.
- Si un recipiente de muestreo se ha perdido, se debe obtener otra muestra. Si esto es imposible debe hacerse una nota en el análisis.
- Los recipientes de muestreo deben estar calefaccionados hasta al menos la temperatura de la fuente de la muestra. Para los análisis cromatográficos, se recomienda calentar los recipientes de muestreo a 10°C por encima de la temperatura de la fuente de muestreo.
- Luego de la obtención de los resultados de análisis aceptables, los recipientes deben ser vaciados mediante un venteo apropiado.

2. Consideraciones técnicas.

- El sistema de toma de muestras estará diseñado de tal manera que evite el flujo laminar.
- Se recomienda el flujo turbulento para los sistemas de toma de muestras y para la tubería de gas natural seco a muestrear, ya que las turbulencias facilitan la homogeneidad del fluido.
- El comportamiento de la condensación del gas natural es complejo. En la figura 2 se incluye un ejemplo de un diagrama de fase en función de la presión y de la temperatura, para el gas natural. La forma de la curva depende de la composición del gas. Como se representa en la figura 2, el límite de fase es una función compleja

natural seco.

3. Materiales de toma de muestras.

- Generalmente, se recomienda utilizar acero inoxidable para todas las superficies en contacto con el gas natural seco.
- Los recipientes utilizados para la toma de muestras de gases corrosivos estarán recubiertos de una capa de politetrafluoroetileno (PTFE) o de resina epoxi. Cuando sea posible, los componentes reactivos, como ácido sulfhídrico o mercurio, se analizarán in situ utilizando procedimientos directos de toma de muestras, ya que los recipientes, incluso revestidos, pueden no eliminar la absorción de estos elementos.
- Cuando existen riesgos de corrosión o de fatiga de los metales, se evitará la utilización de metales blandos, como latón, cobre o aluminio. No obstante, en algunas aplicaciones en las que la reactividad de los recipientes es crítica, puede utilizarse aluminio para los recipientes de las muestras.
- Generalmente, los materiales en contacto con las muestras o los gases patrones tendrán las siguientes características:
 - Deben ser impermeables a todos los gases;
 - Tendrán una sorción mínima;
 - Deben ser químicamente inertes frente a los componentes que deban transferirse.
- En función de la posible existencia de una pequeña cantidad de componentes sulfurados, de mercurio, de dióxido de carbono, etc, en el gas natural seco, todos los dispositivos y las conexiones estarán realizadas preferentemente con acero inoxidable o, para los gases a baja presión, con vidrio. No obstante, en la tabla 1 se incluyen otros materiales apropiados.
- El acero al carbono no debe utilizarse en los sistemas de toma de

muestras, puede retener componentes más densos y sustancias contaminantes, tales como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, dentro de la corriente de gas natural seco.

- Si bien el acero inoxidable resulta generalmente un material adecuado para el equipo de toma de muestras, se recomienda al usuario consultar a expertos en corrosión antes de su utilización.
- Generalmente el acero inoxidable no es adecuado para las mezclas gaseosas que contengan agua. No obstante, resultan apropiados ciertos materiales de acero inoxidable, 4 CrNi 18 10 y 4 CrMo 17 12 2.

Tabla 1

Compatibilidad de los materiales de toma de muestras con los componentes gaseosos

Material	Compatibilidad (1) con los componentes gaseosos							
	C _n H _m	COS CO ₂	CH ₃ OH O ₂	H ₂ S RSH THT	H ₂ O	He	Hg	H ₂ CO
Acero inoxidable	a	a	a	b	b	a	b	a
Vidrio (2)	a	a	a	a	a	a	a	a
PTFE (3)	b	b	b	a	c	c	c	b
Poliamida	a	a	b	a	c	a	c	a
Aluminio	A	a	a	b	b	a	c	a
Titanio	A	a	a	a	a	a	a	a

1) a = apropiado
b = con restricciones
c = no apropiado

2) El vidrio es un material muy inerte, pero sujeto a roturas, y considerado, por tanto, como peligroso para la toma de muestras a presiones superiores a la atmosférica.

3) El PTFE es inerte pero puede ser absorbente. Por ejemplo, es permeable al agua, He y Hg. Los revestimientos de PTFE pueden tener imperfecciones y por ello, parte de la superficie interior puede no estar protegido.

- Los revestimientos con resina epoxi (o fenólica) reducen o eliminan la adsorción de los componentes de azufre y de otros componentes menores.
- La utilización de polímeros se limitará a los dispositivos de conexión que están poco, o no están, en contacto directo con la muestra. En ciertos casos, especialmente para bajas presiones, se puede emplear PVC. Antes de utilizar cualquier polímero nuevo para un sistema de toma de muestras, se ensayará con mezclas gaseosas certificadas y con las concentraciones previstas, de forma que se verifique que no se origina ninguna modificación de la composición de la muestra.
- No se aconseja la utilización de tubos o conexiones de caucho, incluso a baja presión, debido a su elevado nivel de reactividad y permeabilidad.
- En sistemas de toma de muestras, la utilización de metales no similares en contacto, puede aumentar la corrosión, originar errores de toma de muestra y/o problemas de seguridad.

4. Preparación general del equipo.

Tratamiento de la superficie.

- Para minimizar los problemas de adsorción, acumulación de gas y reducir el tiempo requerido para el acondicionamiento, se puede utilizar técnicas de pulido, recubrimiento por galvanizado con un material inerte como níquel, neutralización mediante técnicas apropiadas.

Limpieza de los sistemas de toma de muestras

- Todas las partes de las líneas de toma de muestras y de transferencia, en contacto con el gas, estarán exentas de grasa, aceite, moho, y cualquier otro producto contaminante.

- Antes de tomar las muestras, los recipientes deben estar limpios y purgados, salvo que se utilicen recipientes especialmente neutralizados para las muestras de gases con componentes altamente reactivos.
- Cuando se requiera analizar los contenidos de azufre de las muestras, estas se recogerán en recipientes recubiertos interiormente y neutralizados, diseñados especialmente con esta finalidad.

Acondicionamiento del equipo de toma de muestras

- El acondicionamiento del equipo de toma de muestras puede realizarse purgando el equipo de toma de muestras con el gas muestreado hasta que los gases tomados secuencialmente, evidencien una consistencia analítica. Puede reducirse el tiempo de acondicionamiento vaciando previamente el equipo antes de realizar la purga con la muestra. Puede resultar ventajoso realizar vaciados y purgas sucesivas para reducir el tiempo de acondicionamiento y alcanzar el equilibrio.
- Analizando una muestra conocida se puede determinar inicialmente si se ha logrado el equilibrio y si el equipo de muestreo ha sido acondicionado.

Carga previa

- El nitrógeno, el helio, el argón y el aire seco, constituyen ejemplos perfectos de gases que pueden utilizarse para secar o purgar los recipientes exentos de depósitos y de contaminantes pesados. Para evitar cualquier interferencia, los gases de secado y de purga utilizados no contendrán ningún componente que deba ser analizado. Algunos laboratorios dejan una protección de gas, como nitrógeno, helio o cualquier otro gas, para proteger los recipientes de toma de muestras del aire contaminado. Los gases de protección y los gases utilizados para recargar o para aplicar una contrapresión, se seleccionarán cuidadosamente de forma que si aparece una fuga en

el recipiente, o si la muestra está contaminada por estos gases, el equipo analítico no interprete esta contaminación como parte de la muestra analizada.

5. Equipo de toma de muestras.

Un equipo de toma de muestras está constituido por:

- Sondas de toma de muestras

Sonda de tubo recto. El diseño más básico de una sonda de toma de muestras es la sonda de tubo recto, representada en la figura 3. Su extremo puede ser plano o biselado.

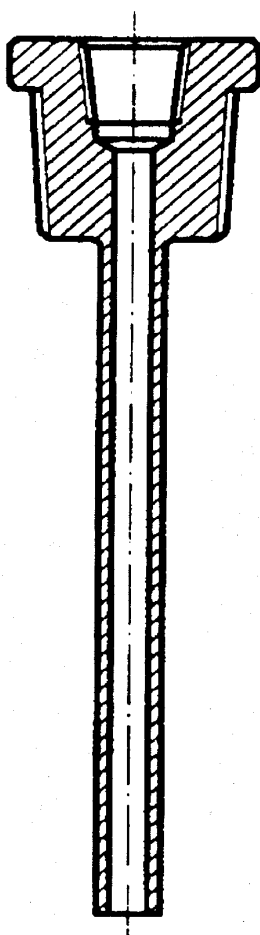


Fig. 3 – Sonda de tubo recto

Sonda regulada. Más habitualmente utilizado en la industria del gas. Se usan generalmente con sistemas analíticos continuos, suministra el gas al sistema a una presión reducida.

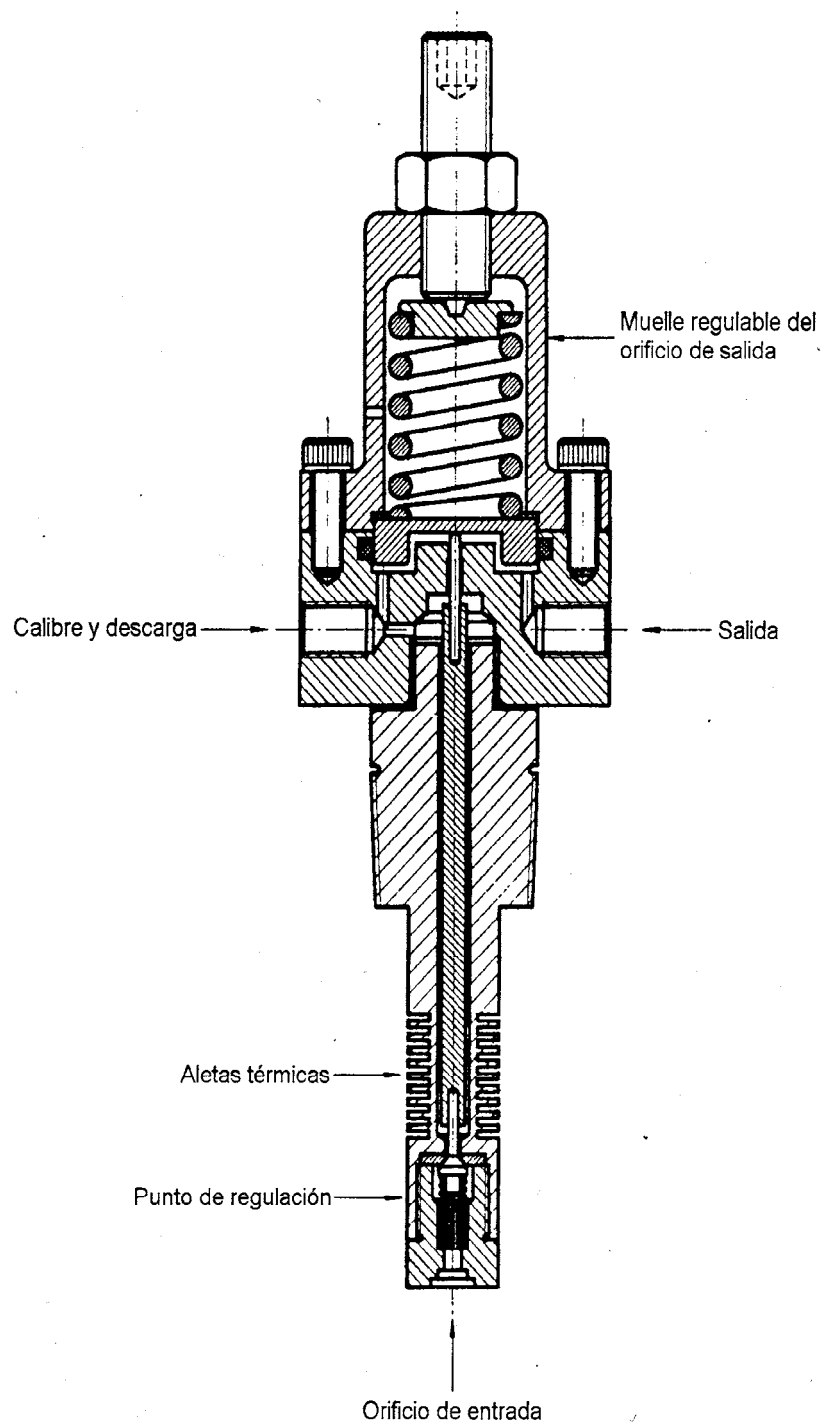


Fig. 4 – Sonda regulada

La sonda de gas se situará en la parte superior de un tramo horizontal de la tubería ubicado en un punto en relación al centro a una distancia igual a un tercio del diámetro de la tubería, aguas abajo de cualquier elemento que distorsione el flujo, como codos, colectores, válvulas y conexiones en T y a una distancia mínima de por lo menos 5 veces el

diámetro de la canalización.

La sonda puede ser de tipo fijo o desmontable, según las condiciones del emplazamiento y funcionamiento.

Líneas de toma de muestras y de transferencia.

Serán lo más cortas posibles y del menor diámetro posible no inferior a 3 mm, para disminuir el tiempo de transporte de la muestra.

Además, importantes caídas de presión pueden originar un enfriamiento o condensación, que podría modificar la representatividad de la muestra.

Con el fin de que la línea de toma de muestras funcione correctamente, es necesario aplicar una diferencia de presión entre el punto de recogida y el punto de descarga, esto puede originarse mediante una placa con orificio, un dispositivo de regulación o cualquier otro dispositivo situado en la línea de flujo de gas natural seco.

- Construcción de derivaciones

Quando se utiliza una derivación, es preferible recurrir a bucles cerrados para evitar problemas medioambientales y de seguridad.

- **Bucle de derivación.** El bucle de derivación, también conocido como "bucle rápido" o "bucle caliente" será cerrado y desembocará en la línea de proceso, puede utilizarse tubos de acero inoxidable de 3 mm a 10 mm de diámetro, se requerirá una presión diferencial, desde el punto de recogida hasta el punto de descarga, para garantizar que el caudal a través del equipo de toma de muestras situado en el bucle, sea constante y estable.

Línea de derivación. Cuando resulte difícil aplicar una presión diferencial suficiente, es posible prever una línea de derivación abierta cuyo extremo desemboque al aire libre o en una antorcha.

Será necesario controlar el caudal y la caída de presión de una línea abierta, para limitar cualquier enfriamiento o condensación, que pueda tener efectos negativos en la integridad de las muestras.

Separadores de aerosoles y/o de polvo.

Se usará separadores cuando sea necesario proteger el sistema de reducción de presión, así como los equipos analíticos, contra el contacto con líquidos que puedan tomarse al mismo tiempo que el gas. Si la sonda de gas no puede instalarse aguas abajo del separador gas/líquido, los dispositivos representados en las figuras 5 y 6, pueden utilizarse para detener los materiales no gaseosos.

Separadores. No se aconsejan los separadores (o recipientes de condensación) en los sistemas de toma de muestras. No obstante, pueden utilizarse para garantizar que ningún líquido libre, que pueda haber sido recogido por la sonda de toma de muestras, se introduzca en el analizador o en el recipiente de la muestra.

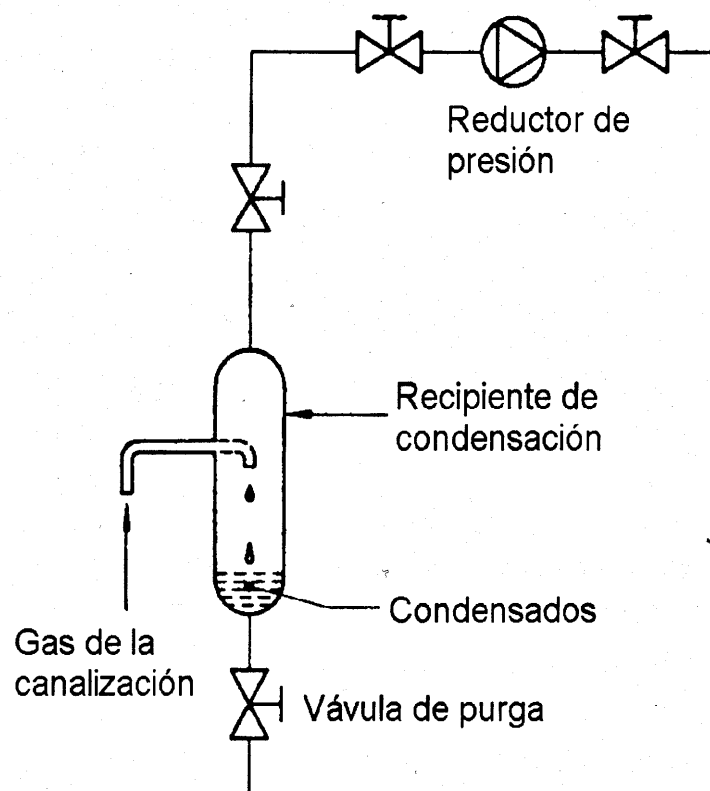


Fig. 5 – Instalación de un recipiente de condensación

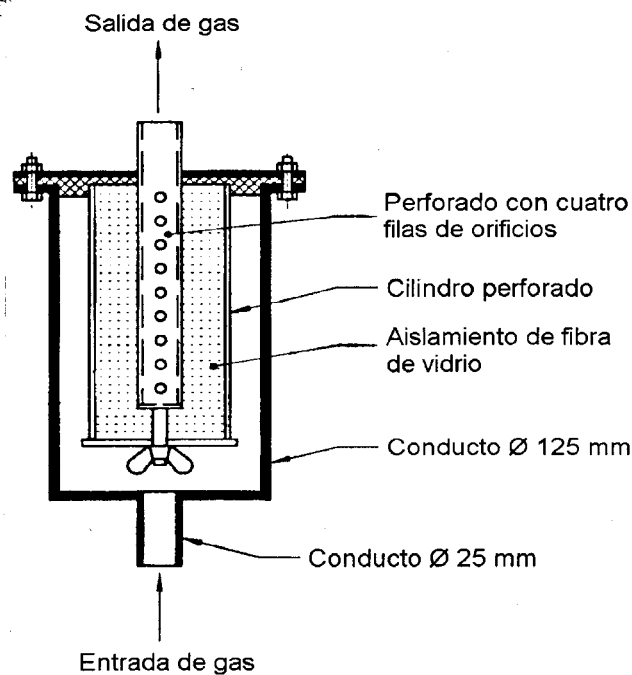


Fig. 6 – Separador

Reductor de presión.

Para alimentar la unidad analítica con el gas natural seco muestreado a la presión apropiada, se requiere frecuentemente un dispositivo de reducción de presión.

Según la presión de la tubería y la caída de presión a lo largo de la línea de transferencia, puede ser más apropiado no reducir la presión, o reducirla al comienzo de la línea, o en su extremo.

Los reductores de presión serán preferentemente de acero inoxidable o de PTFE.

Los reguladores de presión admitirán una presión superior a la presión máxima prevista en el sistema de toma de muestras de gas natural seco.

En función del efecto Joule-Thompson, la temperatura descenderá aproximadamente 0,5 °C/0,1 MPa durante la reducción de presión, y por tanto, existe riesgo de condensación de hidrocarburos pesados.

Si este fenómeno aparece, la muestra no es representativa, y deberá, por tanto, rechazarse. La mejor forma de impedir este efecto es calentar para compensar la caída de temperatura.

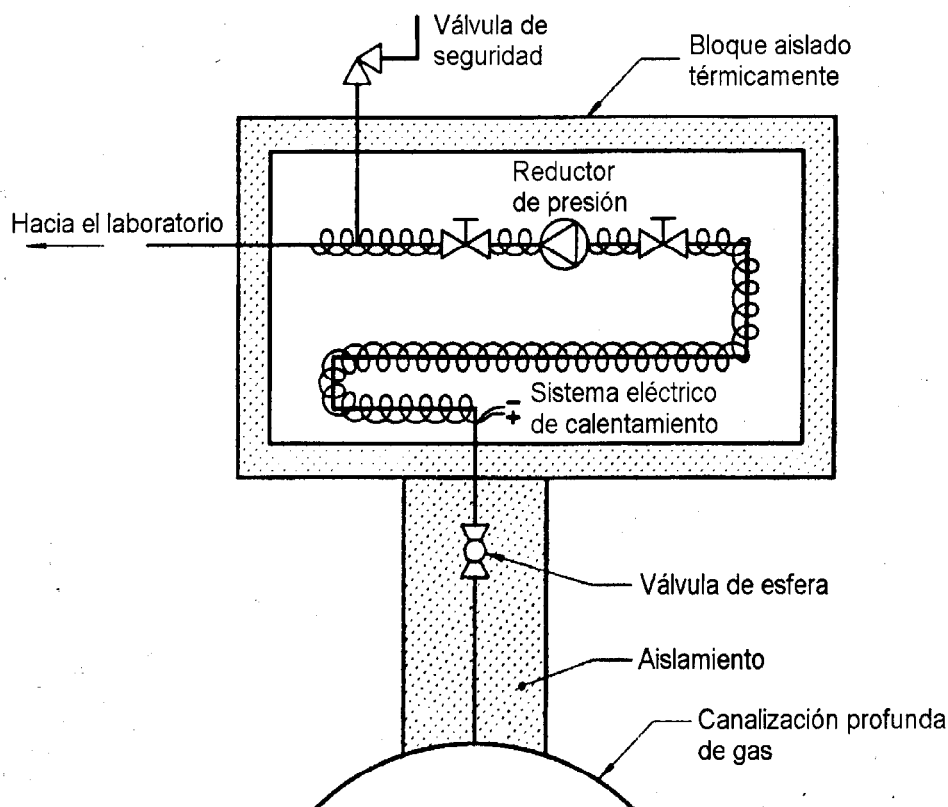


Fig. 7 – Bloque térmico para la reducción de presión durante la toma de muestras

Dispositivos de calentamiento.

Los dispositivos de calentamiento se sitúan sobre la sonda y las líneas de toma de muestras de gas natural seco. En ciertos casos, es necesario igualmente calentar el recipiente de la muestra.

Los elementos eléctricos de calentamiento serán del tipo auto-regulado. Responderán igualmente a las exigencias de los reglamentos eléctricos aplicables en las zonas donde se utilicen. Estas exigencias son necesarias para evitar el sobrecalentamiento de los elementos eléctricos en caso de fallo de uno de sus componentes.

Recipientes de muestras.

El recipiente de toma de muestras no deberá alterar la composición del gas natural seco, ni tendrá efectos desfavorables en la recogida de la muestra del gas.

Se debe especificar los materiales, las válvulas, las juntas y otros componentes del recipiente según la función a la que se destinará

Serán construidos generalmente de vidrio (para muy bajas presiones, inferiores a 0,2 MPa), de acero inoxidable, de aleaciones de titanio o de aluminio.

Los contenedores metálicos estarán recubiertos internamente con un recubrimiento especial que asegure una reactividad mínima con los componentes sulfurados. Se especificarán las características del revestimiento interno. Salvo que estos contenedores estén precintados al vacío, estarán provistos de al menos dos válvulas que permitan purgar el gas muestreado. La superficie del recipiente en contacto con el gas natural seco, estará exenta de grasas, aceites o productos contaminantes. Se limpiarán cuidadosamente para evitar cualquier fenómeno de absorción.

Son aconsejables las válvulas provistas de asientos flexibles, en lugar de las provistas de asientos metálicos.

Recipientes de pistón flotante.

Los recipientes requeridos para este procedimiento, estarán constituidos por tubos de metal cuya superficie interna esté esmerilada y pulida. Los recipientes serán preferentemente cerrados y provistos de tapones desmontables que faciliten el acceso para la eventual retirada o reparación del pistón móvil. Los tapones estarán perforados y roscados, para las válvulas, los calibres y las válvulas de seguridad. En la figura 8 se representa un ejemplo de recipiente de toma de muestras de pistón flotante.

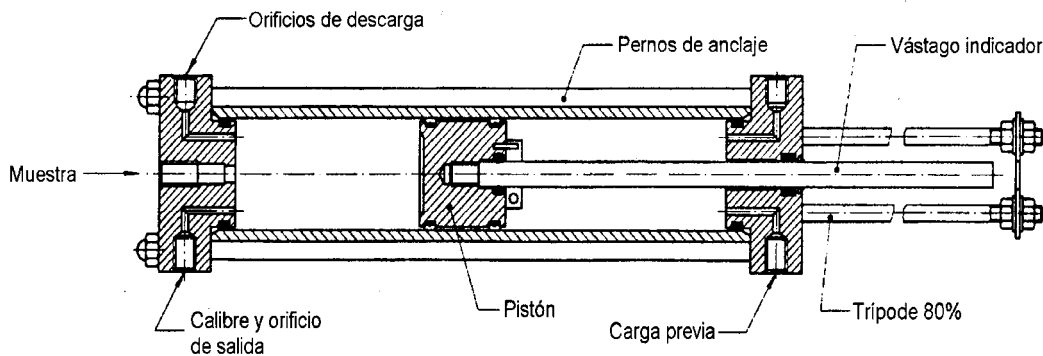


Fig. 8 – Recipiente de pistón flotante

Línea de transferencia de muestra

La línea de transferencia deberá ser de acero inoxidable, cobre o manguera de acero inoxidable flexible que no reaccione con la muestra.

Se prefieren líneas de acero inoxidable para presiones superiores a 6900 kPa o para gases que contengan sulfuro de hidrógeno. La línea más apropiada es aquella equipada con dos válvulas sobre el extremo del recipiente (ver figura 9): una válvula de control A y una válvula de venteo B.

La línea de transferencia debe tener un diámetro mínimo de 6,35 mm y ser tan corta como sea posible.

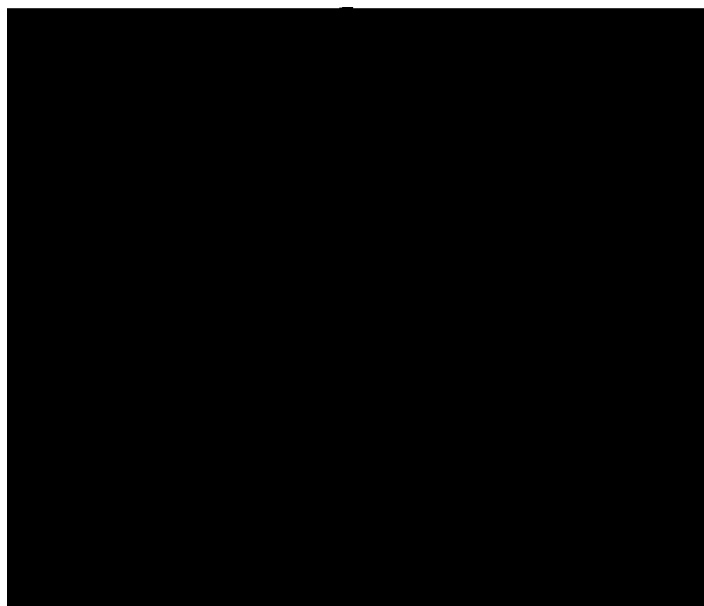


Figura 9 - Esquema típico para muestreo de Gases

Equipo de muestreo progresivo

Comercialmente, existen dos clases de equipos de muestreo progresivos.

Equipos de muestreo por regulación. Durante el período de toma de muestras, todos los dispositivos de regulación de presión, especialmente diseñados para este fin, aumentan la presión de la muestra recogida en el recipiente, desde cero hasta el valor máximo de la presión de la línea. Estos dispositivos no son aconsejables para las canalizaciones a baja presión o cuando el caudal varía considerablemente.

Equipos de muestreo por desplazamiento. Durante el período de toma de muestras, la carga previa de gas en un recipiente de pistón flotante, se desplaza en el sentido del paso, mediante el bombeo de la muestra, en el interior del recipiente, a una presión constante correspondiente a la de la línea.

6. Procedimientos de toma de muestras.

Los procedimientos de toma de muestras son:

- DIRECTA.
- INDIRECTA.
 - PUNTUAL.
 - PROGRESIVA.
- **Toma de muestras directa**

La figura 9 representa un ejemplo de sistema directo de toma de muestras de acuerdo con las descripciones de la Norma Técnica Peruana 111.003-2002 GAS NATURAL SECO. Directrices para la Toma de Muestras

Drenaje automático. Generalmente esta prohibido ya que podría modificar la muestra.

Reducción de la presión. Durante el análisis del gas, determinadas mediciones se realizan a la presión de la línea (por ejemplo, medición de condensados potenciales o de punto de rocío) y otras mediciones se realizan a una presión inferior. Cuando resulta necesario disminuir la presión, se instala un reductor de presión. Este dispositivo está, algunas veces, provisto de una válvula en cada extremo.

Purga con gas inerte. Aguas abajo del reductor de presión, se tomarán medidas para la purga con un gas inerte.

Línea de transferencia. En el caso de análisis de indicios de componentes o de la medida del punto de rocío, la línea de toma de muestras se calentará hasta una temperatura igual o superior a la temperatura de la fuente. La línea de toma de muestras estará provista, aguas arriba del analizador, de un indicador que permita detectar la temperatura. En ambientes fríos puede instalarse un drenaje para detectar una eventual condensación.

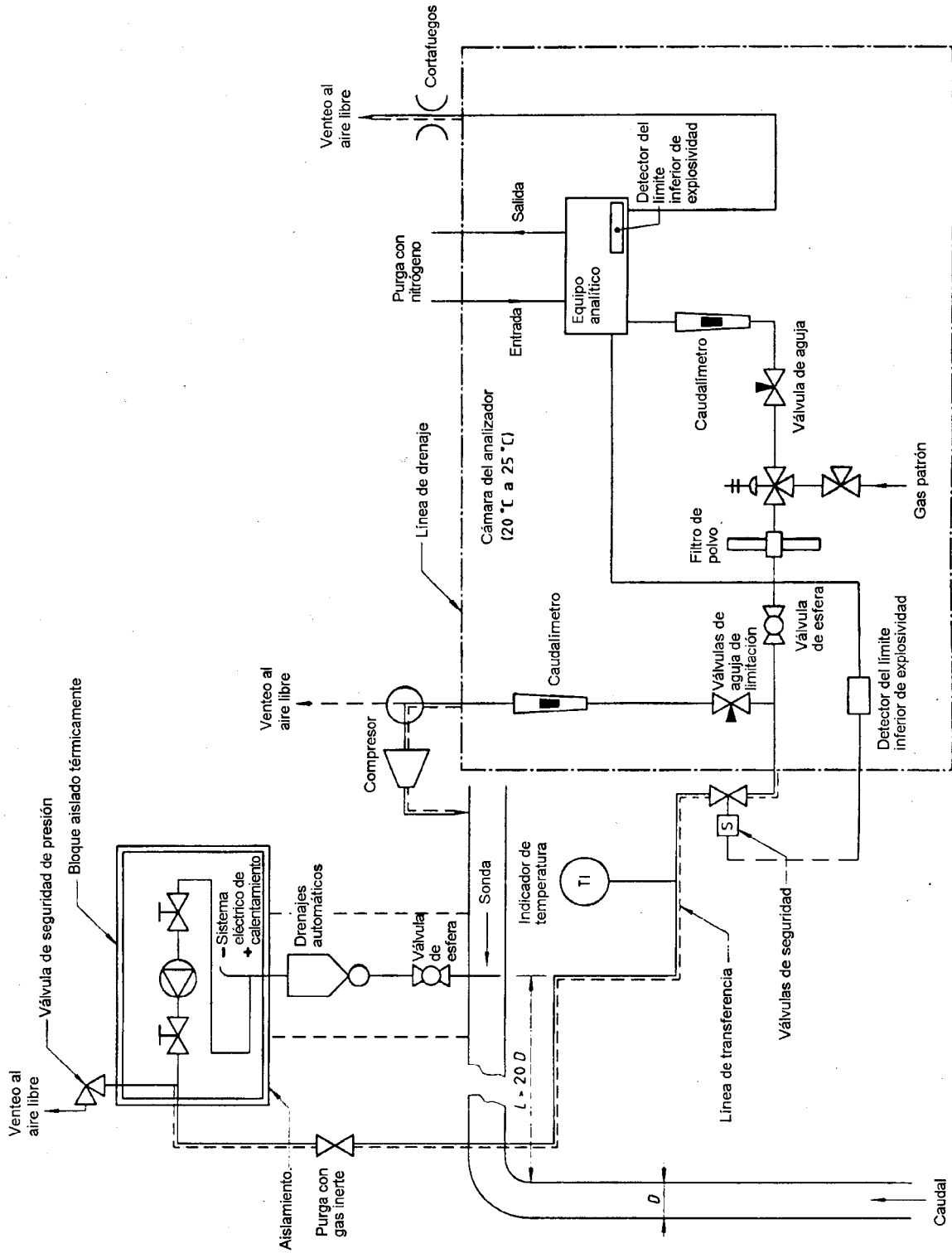


Fig. 10 – Toma de muestras continua utilizando un reductor de presión

Purga

El sistema estará provisto de medios para poder proceder a una purga con gas inerte. La purga del sistema de toma de muestras puede requerirse sí, por la razón que sea, aparece condensación. Esta operación puede permitir igualmente eliminar el aire (oxígeno) del sistema, antes de introducir gas en el analizador, para evitar cualquier condición peligrosa.

Válvula de seguridad

Se instalará una válvula de seguridad, aguas abajo del reductor de presión, para proteger el analizador de cualquier aumento de presión no controlado, en caso de fallo del reductor.

Calentamiento de la línea de transferencia

La línea de transferencia se calentará en caso de formación de líquidos o de adsorción de compuestos. La línea de transferencia se calentará siempre a una temperatura al menos 10 °C superior a la temperatura de condensación.

Línea de alimentación de transferencia

La línea de transferencia hacia el equipo analítico, estará provista de una válvula de bola para realizar los trabajos de mantenimiento. Normalmente, se coloca un filtro para polvo fino aguas abajo de esta válvula. Se pondrá una atención especial para asegurarse de que este filtro no modifique la composición del gas natural seco. El gas patrón se introduce aguas abajo de este filtro. Para la toma de muestras y/o el análisis a presión reducida, se instala una válvula de aguja provista de un caudalímetro, aguas arriba del analizador, así como en la línea de alimentación del gas patrón.

En el caso de toma de muestras y/o el análisis a la presión de la línea, el dispositivo de regulación de caudal se instalará aguas abajo del equipo analítico. Para controlar la presión aguas arriba y evitar el escape de gas a alta presión, se instalará un reductor de presión, con

regulación de la presión de salida, en el conducto de purga del equipo analítico.

Seguridad de la cámara del analizador

NOTA.— Como ejemplo, pueden tomarse las siguientes medidas: Se instalará un detector del límite inferior de explosividad en la cámara del analizador. En el caso de fugas de gas, el detector enviará una señal para el cierre de la válvula de seguridad, situada antes de la cámara, y para la interrupción de la alimentación eléctrica de la cámara del analizador.

Este detector debe ser regulado al 20% del valor del límite inferior de explosividad.

Otra medida de seguridad consiste en prever un cortafuego a la salida del equipo analítico, para evitar cualquier explosión en el exterior de la cámara del analizador. Existe un riesgo de explosión si se introduce, por error, aire en el gas.

El diseño de la cámara del analizador y de su equipamiento, cumplirá con todas las reglamentaciones de seguridad.

Otras normas aplicables en el muestreo directo

Adicionalmente, se pueden aplicar las siguientes normas técnicas: “ASTM D5287-97 Standard practice for automatic sampling of gaseous fuels”, “ISO 6568 Natural Gas – Simple analysis by gas chromatography”, “ISO 10723 Natural Gas – Performance Evaluation for on line analytical systems”.

- Toma de muestras indirecta.

En el caso de toma de muestras indirecta, un recipiente adecuado se llena con la muestra. Esta se transporta a continuación hacia el lugar donde se realizará el análisis.

Los procedimientos adecuados para la toma de muestras puntual, a baja y a alta presión, son:

Purgado - Método de llenado y vaciado:

Se aplica cuando la temperatura del recipiente de la muestra es igual o superior a la temperatura de la fuente. La presión de la fuente será superior a la presión atmosférica. Un

Purgado – Método del flujo controlado:

Este procedimiento es aplicable cuando la temperatura del recipiente de la muestra es superior o igual a la temperatura de la fuente. La presión de la fuente será superior a la presión atmosférica.

Procedimiento del recipiente al vacío:

Para este procedimiento se utiliza un recipiente en el que previamente se ha realizado el vacío, para recoger la muestra.

Este procedimiento es aplicable cuando la presión de la fuente es superior o inferior a la presión atmosférica y la temperatura de la fuente es superior o inferior a la del recipiente de la muestra.

Las válvulas y las conexiones del recipiente estarán en buen estado y no se observará ninguna fuga.

- Método de la presión reducida:
- Procedimiento de prellenado con helio:

Este procedimiento es similar al del recipiente al vacío salvo que se procede a un llenado previo con helio, para evitar cualquier entrada de aire en el recipiente antes de la toma de muestras. Este procedimiento se utiliza cuando no se mide el helio y, preferentemente, cuando puede ignorarse, por ejemplo en el caso de análisis por cromatografía en fase gaseosa con helio como gas portador.

- Método de desplazamiento por glicol o agua:
- Procedimiento del recipiente de pistón flotante:

Está generalmente acordado que con una muestra conducida en un

recipiente de pistón flotante, a la presión de la tubería, y con las líneas de toma de muestras traceadas térmicamente, se obtiene, llegado el caso, resultados analíticos próximos a los obtenidos durante un análisis directo.

- Toma de muestras progresiva

Un sistema de toma de muestras debe suministrar una muestra representativa del gas natural seco que fluye dentro de la tubería. Los caudales y las composiciones, pueden variar con el tiempo, por lo que, el intervalo entre las diferentes adiciones de la toma de muestras se definirá cuidadosamente, con el fin de que la muestra recogida refleje estas modificaciones.

Intervalos

Si es posible, para los sistemas de tomas de muestras progresivas, se utilizará una toma de muestras proporcional al caudal, especialmente si existen variaciones en el caudal y en la composición. Por ejemplo, si se interrumpe el caudal y el sistema continúa tomando una muestra, una parte del gas natural seco de la muestra compuesta habrá sido tomada sin caudal.

Si la composición durante este período es diferente de la composición media, esta muestra no será representativa.

Puede utilizarse una toma de muestras proporcional al tiempo, que será representativa únicamente si el caudal o la composición es estable durante el intervalo de la toma de muestras.

Existen en el mercado diferentes sistemas de tomas de muestras progresivas. Estas unidades se controlarán mediante un cronómetro, o una señal proporcional al caudal procedente del medidor.

Consideraciones sobre el sistema

El equipo de muestreo recomendado es el que actúa por desplazamiento, con una bomba que aspira la muestra de la línea en un recipiente de pistón flotante, a presión constante.

La línea de toma de muestras, entre el dispositivo de toma de muestras y el recipiente de recogida de la muestra, tendrá la mínima longitud. Excepto para los gases especialmente secos, la línea de toma de muestras y el equipo de muestreo, estarán traceados térmicamente y aislados, de forma que se evite cualquier condensación.

Los equipos de muestreo estarán diseñados para permitir un caudal continuo e ininterrumpido de gas, y bombear de esta manera, una muestra progresiva representativa en el recipiente.

Control del proceso de llenado

El proceso de llenado se controlará diariamente.

Seguimiento de los recipientes

Todas las informaciones esenciales para el laboratorio estarán indicadas en una etiqueta sobre los recipientes de muestreo. Estas etiquetas estarán sólidamente fijadas en los recipientes de las muestras, pero no entorpecerán su utilización.

Las informaciones indicadas incluirán preferentemente:

- a. El número del recipiente;
- b. El tipo de recipiente;
- c. El lugar de toma de la muestra;
- d. Todas las informaciones necesarias para la identificación de la canalización muestreada;
- e. La fecha y la hora, o el periodo de toma de muestras;
- f. El procedimiento de toma de muestras;
- g. El destino real del recipiente;
- h. Cualquier mantenimiento necesario, en cuanto al recipiente (por ejemplo, fugas);
- i. Cualquier información útil para el laboratorio de análisis, referente a la muestra;
- j. La presión de la muestra, si el recipiente de toma de muestras no

incorpora un manómetro;

k. La presión estática de la línea;

l. La temperatura del flujo gaseoso;

m. La presión diferencial;

n. Todas las consideraciones del terreno.

ANEXO 4.

APLICACIÓN METODOS DE CÁLCULO DE UN GAS NATURAL SECO PRODUCIDO EN EL PERÚ

Reporte de la composición de un gas natural seco producido en por la EMPRESA PLUSPETROL PERU CORPORATION y emitido por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP).

Tabla 1. Reporte Promedio Mensual TGP - City Gate / Octubre 2004

Componente	Formula	Composición Prom %Molar
Nitrógeno	N ₂	0,7232
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,2627
Metano	CH ₄	88,0913
Etano	C ₂ H ₆	10,3499
Propano	C ₃ H ₈	0,5440
n-butano	n-C ₄ H ₁₀	0,0130
i-butano	i-C ₄ H ₁₀	0,0118
n-pentano	n-C ₅ H ₁₂	0,0009
i-pentano	i-C ₅ H ₁₂	0,0011
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,0010
Heptano	C ₇ H ₁₆	0,0007
Octano	C ₈ H ₁₈	0,0004
Total		100,0000

En base a los datos de la composición del gas natural seco y los valores de la tabla 1, tabla 2 y tabla 3 del Anexo 1, se obtienen en condiciones ideales la siguiente tabla:

Tabla 2.

Componente	Composición %Molar prom	Fracción Molar (FM)	Masa Molar (MM)	Peso Molecular Promedio	Factor Suma (FS)	Poder Calorífico Bruto (PCB)	Poder Calorífico Neto (PCN)	FS prom	PCB prom	PCN prom
			Tabla 1 Anexo 1 kg*kgmol ⁻¹	FM*MM kg*kgmol ⁻¹	Tabla 2-15°C Anexo 1 √b	Tabla 3 15°C Anexo 1 kJ*mol ⁻¹	Tabla 3-15°C Anexo 1 kJ*mol ⁻¹	FM*FS	FM*PCB kJ*mol ⁻¹	FM*PCN kJ*mol ⁻¹
Nitrógeno	0,7232	0,0072	28,0100	0,2026	0,0173	0,0000	0,0000	0,000125	0,0000	0,0000
Dióxido de Carbono	0,2627	0,0026	44,0100	0,1156	0,0784	0,0000	0,0000	0,000206	0,0000	0,0000
Metano	88,0913	0,8809	16,0430	14,1325	0,0447	891,5600	802,8200	0,039377	785,3868	707,2146
Etano	10,3499	0,1035	30,0700	3,1122	0,0922	1428,7400	1562,1400	0,009543	147,8732	161,6799
Propano	0,5440	0,0054	44,0970	0,2399	0,1338	2221,1000	2043,3700	0,000728	12,0828	11,1159
n-butano	0,0130	0,0001	58,1230	0,0076	0,1871	2879,7600	2857,6000	0,000024	0,3744	0,3715
i-butano	0,0118	0,0001	58,1230	0,0069	0,1789	2870,5800	2648,4200	0,000021	0,3387	0,3125
n-pentano	0,0009	0,0000	72,1500	0,0006	0,2510	3538,6000	3272,6000	0,000002	0,0318	0,0295
i-pentano	0,0011	0,0000	72,1500	0,0008	0,2280	3531,6800	3265,0800	0,000003	0,0388	0,0359
Hexano	0,0010	0,0000	86,1770	0,0009	0,2950	4198,2400	3887,2100	0,000003	0,0420	0,0389
Heptano	0,0007	0,0000	100,2040	0,0007	0,3661	4857,1800	4501,7200	0,000003	0,0340	0,0315
Octano	0,0004	0,0000	114,2310	0,0005	0,4450	5516,0100	5116,1100	0,000002	0,0221	0,0205
Total	100,0000	1,0000	17,8207					0,050036	946,2246	880,8507

1. Poder calorífico ideal en base molar.

PC Bruto o Superior y PC Neto o Inferior

Se halla con la ecuación (5)

$$\bar{H}^{\circ}(t_1) = \sum_{j=1}^N x_j \bar{H}_j^{\circ}(t_1)$$

De la tabla 2 se obtiene:

$$\bar{H}_s^{\circ}(15^{\circ}C) = 946,2246 \text{ kJ.kmol}^{-1}$$

$$\bar{H}_i^{\circ}(15^{\circ}C) = 880,8507 \text{ kJ.kmol}^{-1}$$

2. Poder calorífico ideal en base másica.

PC Bruto o Superior y PC Neto o Inferior

Se halla con la ecuación (6) $\hat{H}^{\circ}(t_1) = \frac{\bar{H}^{\circ}(t_1)}{M}$

De la tabla 2 se obtiene:

$$\hat{H}_s^{\circ}(15^{\circ}C) = \frac{946,2246}{17,8207}$$

$$\hat{H}_s^{\circ}(15^{\circ}C) = 53,097 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

$$\hat{H}_i^{\circ}(15^{\circ}C) = \frac{880,8507}{17,8207}$$

$$\hat{H}_i^{\circ}(15^{\circ}C) = 49,429 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

3. Poder calorífico ideal en base volumétrica.

PC Bruto o Superior y PC Neto o Inferior

Se halla con la ecuación (9): $\tilde{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)] = \bar{H}^{\circ}(t_1) x \frac{p_2}{R.T_2}$

$$\tilde{H}^{\circ}[15^{\circ}C, V(15^{\circ}C, 101,325 \text{ kPa})] = \bar{H}^{\circ}(15^{\circ}C) x \frac{p_2}{R.T_2}$$

De la tabla 2 se obtiene:

$$\tilde{H}_s^{\circ}[15^{\circ}C, V(15^{\circ}C, 101,325 \text{ kPa})] = 946,2246 x \frac{101325}{8,31451 x 288,15}$$

$$\tilde{H}_s^{\circ} = 40018,016 \text{ kJ.m}^{-3}$$

$$\tilde{H}_i^{\circ}[15^{\circ}C, V(15^{\circ}C, 101,325 \text{ kPa})] = 845,621 x \frac{101325}{8,31451 x 288,15}$$

$$\tilde{H}_i^{\circ} = 35763,259 \text{ kJ.m}^{-3}$$

4. Factor de compresión de la mezcla gaseosa (Z_{mezcla}).

Se halla con la ecuación (4): $Z_{mix}(t_2, p_2) = 1 - \left[\sum_{j=1}^N x_j \cdot \sqrt{b_j} \right]^2$

De la tabla 2 se obtiene:

$$Z_{mix}(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa}) = 1 - [0,050036]^2$$

$$Z_{mix}(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa}) = 0,9974$$

5. Poder calorífico real en base volumétrica.

PC Bruto o Superior y PC Neto o Inferior real

Se halla con la ecuación (11): $\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}^0[t_1, V(t_2, p_2)]}{Z_{mix}(t_2, p_2)}$

$$\tilde{H}_s[15^\circ C, V(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa})] = \frac{40018,016}{0,9974}$$

$$\tilde{H}_s = 40122,334 \text{ kJ.m}^{-3}$$

$$\tilde{H}_s = 9583,054 \text{ kcal.m}^{-3}$$

$$\tilde{H}_s = 1076,851 \text{ BTU.pie}^{-3}$$

$$\tilde{H}_I[15^\circ C, V(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa})] = \frac{35763,259}{0,9974}$$

$$\tilde{H}_I = 35856,485 \text{ kJ.m}^{-3}$$

$$\tilde{H}_I = 8564,174 \text{ kcal.m}^{-3}$$

$$\tilde{H}_I = 962.359 \text{ BTU.pie}^{-3}$$

6. Densidad relativa.

La densidad relativa del gas ideal se halla con la ecuación (12):

$$d^0 = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \frac{M_j}{M_{aire}}$$

$$d^0 = \frac{17,8207}{28,962}$$

$$d^0 = 0,6153$$

La densidad relativa del gas real se halla con la ecuación (15):

$$d(t, p) = \frac{d^0 \cdot Z_{aire}(t, p)}{Z_{mix}(t, p)}$$

$$d(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa}) = \frac{0,6153 \cdot 0,99958}{0,9974}$$

$$d(15^\circ C, 101,325 \text{ kPa}) = 0,6166$$

7. Densidad.

La densidad del gas ideal se halla con la ecuación (13):

$$d^0(t, p) = \left(\frac{p}{R.T} \right) \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j$$

$$d^0(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa}) = \left(\frac{101,325}{8,31451 \times 288,15} \right) \cdot 17,8207$$

$$d^0(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa}) = 0,7536\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$$

La densidad del gas real se halla con la ecuación (15):

$$d(t, p) = \frac{d^0(t, p)}{Z_{\text{mix}}(t, p)}$$

$$d(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa}) = \frac{0,7536}{0,9974}$$

$$d(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa}) = 0,7555\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$$

8. Índice de Wobbe.

El índice de Wobbe de un gas ideal se halla con la ecuación (14):

$$W^0[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s^0[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d^0}}$$

$$W^0[15^\circ\text{C}, V(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa})] = \frac{9483,054}{\sqrt{0,6153}}$$

$$W^0[15^\circ\text{C}, V(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa})] = 12089,400\text{ kcal}\cdot\text{m}^{-3}$$

El índice de Wobbe del gas real se halla con la ecuación (17):

$$W[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d(t_2, p_2)}}$$

$$W[15^\circ\text{C}, V(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa})] = \frac{9483,054}{\sqrt{0,6153}}$$

$$W[15^\circ\text{C}, V(15^\circ\text{C}, 101,325\text{ kPa})] = 12090,02\text{ kcal}\cdot\text{m}^{-3}$$

CUADRO RESUMEN DE RESULTADOS - 1

	BASE MOLAR	BASE MASICA	BASE VOLUMÉTRICA			
	IDEAL	IDEAL	IDEAL	REAL	REAL	REAL
	$\text{kJ}\cdot\text{kmol}^{-1}$	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$	$\text{kJ}\cdot\text{m}^{-3}$	$\text{kJ}\cdot\text{m}^{-3}$	$\text{kcal}\cdot\text{m}^{-3}$	$\text{BTU}\cdot\text{pie}^{-3}$
Poder calorífico superior	946,224	53,097	40018,01	40122,33	9483,05	1076,85
Poder calorífico inferior	888,850	49,429	35763,25	35856,48	8564,17	962,35

CUADRO RESUMEN DE RESULTADOS - 2

	IDEAL	REAL
Densidad relativa	0,6153	0,6166
Densidad (kg.m ⁻³)	0,7536	0,7555
Indice de Wobbe (kcal.m ⁻³)	12089,4 0	12090,0 2

9. Punto de rocío.

El punto de rocío de los hidrocarburos se calcula usando la ecuación (23) y (24):

$$x_i = 1$$

$$x_i = \frac{y_i}{K_i} = 1$$

Los datos de K para cada componente son extraídos del ENGINEERING DATA BOOK elaborado por la NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, y son determinado a:

Presión max. entrega = 35 MPa = 5076,32 Psia.

Presión de convergencia = 5000 Psia.

Tabla 3.

Componente	Fórmula	Composición %Molar prom	Fracción Molar (FM)	Constante de Equilibrio a 0°F K _i	xi/K _i 0°F	Constante de Equilibrio a 20°F K _i	xi/K _i 20°F	Constante de Equilibrio a -20°F K _i	xi/K _i -20°F
Nitrógeno	N ₂	0,7232	0,0072	0,9389	0,0077	0,9295	0,0078	0,9598	0,0075
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,2627	0,0026	0,975	0,0027	0,9813	0,0027	1,0027	0,0026
Metano	CH ₄	88,0913	0,8809	0,9401	0,9371	0,9579	0,9196	0,9924	0,8877
Etano	C ₂ H ₆	10,3499	0,1035	1,0112	0,1024	1,0052	0,103	1,0132	0,1021
Propano	C ₃ H ₈	0,544	0,0054	1,0183	0,0053	1,0183	0,0053	1,0217	0,0053
n-butano	n-C ₄ H ₁₀	0,013	0,0001	1,0194	0,0001	1,0192	0,0001	1,0216	0,0001
i-butano	i-C ₄ H ₁₀	0,0118	0,0001	1,0194	0,0001	1,0208	0,0001	1,0224	0,0001
n-pentano	n-C ₅ H ₁₂	0,0009	0	1,024	0	1,0237	0	1,0336	0
i-pentano	i-C ₅ H ₁₂	0,0011	0	1,0244	0	1,0275	0	1,0324	0
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,001	0	1,0249	0	1,0271	0	1,0251	0
Heptano	C ₇ H ₁₆	0,0007	0,0000	1,0254	0	1,0308	0	1,0253	0
Octavo	C ₈ H ₁₈	0,0004	0	1,0374	0	1,034	0	1,0687	0
Total		100	1		1,0554		1,0386		1,0056

Haciendo una interpolación, se determina el punto de rocío.

PRHC = - 42 °F = - 41.1°C

Tabla 4. Cuadro Comparativo

Propiedad.	Unidades	Gas Camisea	Especificaciones de calidad. DS ° 012-2001-EM	
			Mínimo.	Máximo.
Poder calorífico bruto (\tilde{H}_s)	kJ/sm ³	40122,33	35 355	43 096
Vapor de agua (H ₂ O)	mg/sm ³	< 65	---	65
Dióxido de carbono (CO ₂)	% Vol.	0,26	---	3.5
Gases Inertes (N ₂ + CO ₂)	% Vol.	0,98	---	6

De acuerdo a la tabla 4, el gas natural producido en Camisea cumple con las especificaciones de calidad fijadas en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos DS ° 012-2001-EM