



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Proyecto Integrador Profesional:**

**“Aseguramiento de la trazabilidad del proceso y validación de punto de rocío al agua para despacho de gas a gasoducto de una Planta Deshidratadora de Gas”**

**Autores:**

**Soto Palomino, Adriana Stephanie**

ING-3525

DNI: 94.352.782

**Flores Soliz, Liliana Rosemarie**

ING-4457

DNI: 42.447.826

**Directora:** MSc. Ing. Flavia Ruiz.

**Lugar y Fecha:** 03/09/2024

# AGRADECIMIENTOS I

En primer lugar, a Dios por su guía en mi vida y brindarme la fuerza para terminar la carrera.

Mi total agradecimiento a mis padres, Elizabeth y Heraldo, por haberme apoyado en todo momento de mi carrera y brindarme sus consejos para no rendirme y seguir adelante cuando quería abandonar todo. Gracias por su esfuerzo día a día para que yo pueda realizar mi carrera sin tener nunca que preocuparme por lo económico y me enfoque solamente a estudiar. Y por todo el amor que me brindan todos los días de mi vida.

A mis hermanos, Jheraldo y Thiago, por acompañarme y brindarme siempre su apoyo incondicional.

A mi compañera de PIP Liliana Flores, gracias por acompañarme en mis ideas y por motivarme cuando yo no tenía ganas en esta última etapa de la carrera. Nuestra frase ‘un último esfuerzo más’.

También deseo agradecer a mis compañeros y facu-amigos, con quienes compartí esta linda etapa de la vida, y me que entregaron la mejor energía en todo momento, escuchando y aconsejando, con palabras que siempre llevaré conmigo en mi corazón.

A nuestra tutora, MSc. Ing. Flavia Ruiz, por creer en nosotras y apoyarnos desde el día uno que la elegimos como parte del PIP.

Lograr este título ha sido posible gracias a todos ellos.

Adriana Stephanie Soto Palomino

## AGRADECIMIENTOS II

Hoy se cierra una etapa maravillosa de mi vida y quiero extender un profundo agradecimiento, a quienes hicieron posible este sueño:

Principalmente a Dios y a mis padres Irene y Serafin por todo el apoyo incondicional, amor y esfuerzo que me brindaron a lo largo de la carrera para que nunca me falte nada y pueda concluirla.

A mis hermanos Juan Carlos y Ezequiel que me acompañaron en todo momento.

A mis amigos de la universidad “los chicos del subsuelo de ingeniería”, con los que compartimos alegrías, penas, consejos y muchos mates, pero lo más importante con los que supimos crear una amistad de unión y encuentro más allá del ámbito de la facultad.

A mi compañera de PIP, Adriana Soto por brindarme todo su apoyo, aconsejarme y acompañarme en esta etapa de mi vida, creando una linda amistad.

A nuestra directora del Proyecto integrador Profesional (PIP), MSc. Ing. Flavia Ruiz por su tiempo y dedicación en la conducción y elaboración del presente trabajo.

Muchas gracias a todos ustedes.

Liliana Rosemarie Flores Soliz

## RESUMEN

En la producción de pozos de gas, el gas producido viene saturado en agua, siendo este uno de los contaminantes más comunes que puede acarrear problemas en los procesos posteriores, como en el procesamiento para cumplir con especificación de transporte. La norma NAG - 602/19 (Norma de calidad de gas natural en vigencia, pero no reglamentada como adaptación de la ENARGAS N° 259/08) establece los requisitos de calidad para el gas de transporte.

El presente proyecto integrador profesional propone una idea de mejora de los sistemas de monitoreo, enfocado para uno de los varios parámetros que se debe tener en cuenta en la calidad del gas procesado, el cual es el *contenido de vapor de agua*. En la industria existen varios sistemas de monitoreo, como los instrumentos en línea ‘higrómetro’ ó mediciones puntuales con el Bureau of Mines; si bien los dos miden el punto de rocío al agua, la tecnología empleada es distinta. En este caso se trabajará con el higrómetro con el cual se propone ratificar los valores medidos de forma de incorporándolos como una variable más a obtener en pantalla.

El contenido de vapor de agua en el gas de venta, que es obtenido por el higrómetro puede verse afectado con desvíos en el proceso ó por falla de dicho instrumento. Para resolver la mencionada situación se propone incorporar una formula semiempírica basada en Mcketta-Wehe al sistema de adquisición de datos que calcularía el valor esperado según parámetros del proceso y compararía con el valor medido, dando la posibilidad de corroborar la medición de dicho instrumento y automatizar la validación del dato. Asimismo, se pretende predecir desvíos tempranos en el proceso de deshidratación del gas si se demuestra que el higrómetro no presenta alguna falla en la medición.

El desarrollo de la propuesta se hará con datos reales de una instalación en servicio: “Planta *Deshidratadora de gas con Trietilenglico*”, donde en dicha planta se acondiciona el gas saturado en agua.

## ABSTRACT

In the production of gas wells, the gas produced is saturated with water, this being one of the most common contaminants that can cause problems in subsequent processes, such as processing to comply with transportation specifications. The NAG standard - 602/19 (Natural gas quality standard in force, but not regulated as an adaptation of ENARGAS No. 259/08) establishes the quality requirements for transport gas.

This professional integrative project proposes an idea to improve monitoring systems, focused on one of the several parameters that must be taken into account in the quality of the processed gas, which is the water vapor content. In the industry there are several monitoring systems, such as online 'hygrometer' instruments or spot measurements with the Bureau of Mines; Although both measure the dew point of water, the technology used is different. In this case we will work with the hygrometer with which it is proposed to ratify the measured values by incorporating them as another variable to obtain on the screen.

The water vapor content in the sales gas, which is obtained by the hygrometer, may be affected by deviations in the process or by failure of said instrument. To resolve the aforementioned situation, it is proposed to incorporate a semi-empirical formula based on Mcketta-Wehe to the data acquisition system that would calculate the expected value according to process parameters and compare it with the measured value, giving the possibility of corroborating the measurement of said instrument and automating data validation. Likewise, it is intended to predict early deviations in the gas dehydration process if it is demonstrated that the hygrometer does not present any measurement failure.

The development of the proposal will be done with real data from a facility in service: "Gas Dehydration Plant with Triethylene Glycol", where the gas saturated in water is conditioned in said plant.

## INDICE

<b>AGRADECIMIENTOS I.....</b>	<b>i</b>
<b>AGRADECIMIENTOS II.....</b>	<b>ii</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>iv</b>
<b>LISTADO DE FIGURAS.....</b>	<b>vii</b>
<b>LISTADO DE TABLAS.....</b>	<b>ix</b>
<b>Capítulo 1: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2: PLANTA DE DESHIDRATACIÓN CON TEG.....</b>	<b>6</b>
2.1 Proceso de deshidratación con TEG.....	7
2.2. Diagrama de flujo de procesos de Planta deshidratadora.....	10
2.3 EQUIPOS.....	12
<b>Capítulo 3: CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL.....</b>	<b>20</b>
3.1 Predicción del contenido de agua en el gas.....	20
3.2 Estimación del contenido del agua mediante métodos gráficos.....	21
3.2.1 Método de Mc Ketta- Wehe.....	22
3.2.2 Método de Campbell.....	23
3.3 Estimación del Dew Point del gas natural en sistemas de deshidratación de TEG.....	25
3.4 Hidratos.....	27
3.4.1 Condiciones que favorecen la formación de hidratos.....	28
3.4.2 Inhibición de hidratos.....	29
<b>Capítulo 4: INSTRUMENTACIÓN.....</b>	<b>31</b>
4.1 Punto de rocío al agua.....	31
4.2 Tipos de instrumentos.....	32
4.2.1 Equipo de medición: Bureau of Mines.....	32
4.2.2 Equipo en línea: Higrómetro.....	37



<b>Capítulo 5: PROPUESTA DEL PROYECTO Y ANÁLISIS DE DATOS .....</b>	<b>43</b>
5.1 Datos relevados en la operadora de Oil&Gas.....	43
5.2 Validación de datos medidos con los instrumentos.....	49
5.2.1 Formula Semiempírica de Sloan ajustada a datos del gráfico de McKetta-Wehe .....	49
5.2.2 Correlación para estimar el Dew Point .....	55
5.3 Detección de los desvíos tempranos en la medición del contenido de agua en el gas.....	57
5.3.1 Aplicación del método propuesto .....	57
5.3.2 Esquematización grafica del método .....	60
<b>Capítulo 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>62</b>
6.1 Conclusiones.....	62
6.2 RECOMENDACIONES .....	63
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>64</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>66</b>
ANEXO 1: PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS .....	66
ANEXO 2: RESUMEN DE FORMULAS .....	67

# LISTADO DE FIGURAS

## Capítulo 2

Figura 2.1: ‘Corte de una Planta Deshidratadora de TEG’. Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas.....	Pág. 7
Figura 2.2: ‘Diagrama del proceso de deshidratación de gas natural’. Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas.....	Pág. 9
Figura 2.3: ‘PFD de Planta deshidratadora’. Documento cedido por la operadora .....	Pág.11
Figura 2.4: ‘Separador de entrada’.....	Pág.13
Figura 2.5: ‘Filtro Coalescente’.....	Pág.14
Figura2.6:‘Corte esquemático de una torre contactora’.....	Pág.15
Figura 2.7: ‘Esquema de la torre contactora’. .....	Pág.14
Figura 2.8: ‘Tanque flash’. .....	Pág.17
Figura 2.9: ‘Filtro de carbón activado’.....	Pág.17
Figura 2.10: ‘Regenerador de TEG’.....	Pág.19

## Capítulo 3

Figura 3.1: ‘Gráfico McKetta-Wehe. Contenido de agua en HC gaseosos’. GPSA Engineering Data.....	Pág.22
Figura 3.2: ‘Descripción grafica de lectura de contenido de agua’. GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I.....	Pág.23
Figura 3.3: ‘Gráfico de Campbell para contenido de agua’. GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I. ....	Pág.24
Figura 3.4: ‘Equilibrio de Dew Point vs. Temperatura a distintos valores de concentración de TEG’. ‘GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I’.....	Pag.25
Figura 3.5: ‘Formación de hidratos en la cañería’. .....	Pág.27
Figura 3.6: ‘Molécula de formación de hidrato’.....	Pág.28
Figura 3.7: ‘Formación de hidratos en un ducto’. .....	Pág.29



## Capítulo 4

Figura 4.1: ‘Partes del equipo Bureau of Mines’. ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd.’ .....	Pág.33
Figura 4.2: ‘Medición en la línea del gasoducto con Bureau of Mines’ .....	Pág.34
Figura 4.3: ‘Distintos tipos de visualizaciones del espejo cuando se mide el punto de rocío al hidrocarburo’. ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd’ .....	Pág.36
Figura 4.4: ‘Distintos tipos de visualizaciones del espejo cuando se mide el punto de rocío al agua’. ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd’. .....	Pág.36
Figura 4.5: ‘Analizador de gas TDLAS J22, parte externa e interna’ .....	Pág.37
Figura 4.6: ‘Analizador de gas TDLAS J22 instalado en exteriores’ .....	Pág.38
Figura 4.7: ‘Tabla de límites para el método ISO 18453’ .....	Pág.39
Figura 4.8: ‘Analizador de humedad de gas con sistema de muestra y conexiones de gas’. .....	Pág.41

## Capítulo 5

Figura 5.1: ‘Medición con el Higrómetro a la salida de la planta’ .....	Pág.45
Figura 5.2: ‘Medición con Bureau of Mines a la salida de la planta’ .....	Pág.46
Figura 5.3: ‘Gráfico comparativo de la Planta N°1’ .....	Pág.53
Figura 5.4: ‘Grafico comparativo de la Planta N°2’. ..	Pág.54
Figura 5.5: ‘Diagrama de flujo para detectar fallas en el higrómetro o en el proceso de deshidratación’ .....	Pág.47

# LISTADO DE TABLAS

## Capítulo 1

Tabla 1: ‘Composición típica del gas natural’ .....	Pág.1
Tabla 2: ‘Clasificación del gas según GPM’ .....	Pág.3
Tabla 3: ‘Especificaciones de calidad de gas natural en condiciones básicas’. ‘ENARGAS (NAG - 602/19)’ .....	Pág.4

## Capítulo 2

Tabla 4: ‘Lista de equipos que componen la Batería’. .....	Pág.6
--	-------

## Capítulo 5

Tabla 5: ‘Cromatografía del gas de la operadora Oil&Gas.’ .....	Pág.44
Tabla 6: ‘Cálculo del GPM del gas analizado.’ .....	Pág.44
Tabla 7: ‘Datos medidos a salida de la planta N°1’ .....	Pág.47
Tabla 8: ‘Datos medidos a salida de la planta N°2’ .....	Pág.48
Tabla 9: ‘Coeficientes de la ecuación de Sloan’ .....	Pág.50
Tabla 10: ‘Valores de saturación de agua obtenidos con ecuación de SLOAN de Planta 1.’ .....	Pág.51
Tabla 11: ‘Valores de saturación de agua obtenidos con ecuación de SLOAN de Planta 2’ .....	Pág.51
Tabla 12: ‘Tabla comparativa de saturación de agua obtenidos con medición de higrómetro y ecuación de SLOAN de Planta 1’ .....	Pág.52
Tabla 13: ‘Tabla comparativa de saturación de agua obtenidos con medición de higrómetro y ecuación de SLOAN de Planta 2’ .....	Pág.52
Tabla 14: ‘Coeficientes empleados en la ecuación 3 y 4’ .....	Pág.55
Tabla 15: ‘Valores de punto de rocío obtenidos con ecuación de (2) para la Planta 1’ ....	Pág.56
Tabla 16: ‘Valores de punto de rocío obtenidos con ecuación de (2) para la Planta 2’ .....	Pág.56



Tabla 17: ‘Punto de rocío del higrómetro Planta 1’ . . . . .	Pág.58
Tabla 18: ‘Punto de rocío del higrómetro Planta 2’ . . . . .	Pág.58
Tabla 19: ‘Comparación de valores de Punto de rocío de Planta 1’ . . . . .	Pág.58
Tabla 20: ‘Comparación de valores de Punto de rocío de Planta 2’ . . . . .	Pág.59
Tabla 21: ‘Comparación de valores de Punto de rocío con el método ASTM D-1142 de Planta 1’ . . . . .	Pág.59
Tabla 22: ‘Comparación de valores de Punto de rocío con el método ASTM D-1142 de Planta 2’ . . . . .	Pág.60

## **ANEXO I**

Tabla I: Propiedades de los hidrocarburos y gases comunes. Libro de datos de ingeniería de GPSA, 10 edición, 1987 . . . . .	Pág.66
---	--------

# Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

El gas natural es obtenido de los reservorios principalmente mediante la explotación convencional y no convencional de los pozos de gas, y en menor proporción se obtiene de los pozos de producción de petróleo en las unidades de recuperación primaria (baterías de separación).

Al gas se lo caracteriza mediante:

- **Composición:** El gas está constituido principalmente por metano en proporciones que generalmente oscilan entre el 80% y el 90% del volumen, proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y C6+), y contaminantes como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>), total de inertes (CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>), derivados del azufre tales como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), sulfuro de carbonilo (COS) y mercaptanos (R-SH). Contiene también vapor de agua en proporciones variables de saturación, donde esté debe ser procesado para acondicionarlo, eliminándole impurezas, separarlo en dos fracciones denominadas gas seco y líquidos de gas natural (LGN) o condensados.

La composición típica del gas se puede conocer mediante la cromatografía que se le realiza, donde esta nos muestra las proporciones de cada componente que tiene el mismo.

COMPONENTE	FÓRMULA	CANTIDAD (%)
METANO	CH <sub>4</sub>	70-90
ETANO	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1-20
PROPANO	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,5-12
BUTANO	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2-5
PENTANO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,2-3
HEXANO	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0-1
HEPTANO	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0-1
OCTANO	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0-1
DIOXIDO DE CARBONO	CO <sub>2</sub>	0-8
NITRÓGENO	N <sub>2</sub>	0-5
SULFURO DE HIDRÓGENO	SH <sub>2</sub>	0-5
OTROS	He, Ar, Ne, Hg	trazas

**Tabla 1:** ‘Composición típica del gas natural’

Se debe determinar la composición variada que tiene el gas natural, para definir la instalación más adecuada a utilizar para su correcto tratamiento.

- **Poder calorífico:** Otra forma de caracterizar el gas es mediante su poder calorífico el cual se define como el calor liberado cuando el combustible es completamente quemado a condición estándar. (60°F y a 1 atm).

El poder calorífico superior HHV, asume que el agua producida por combustión y/o dentro del combustible y el aire se libera como un líquido condensado.

El poder calorífico inferior LHC asume que el agua se libera como vapor.

- **GPM:** Son los galones de líquido que se pueden recuperar por cada mil pies cúbicos de gas. Los hidrocarburos pesados del gas son considerados como líquidos recuperables. La cantidad de líquido potencialmente recuperable se expresa en galones de líquido a 60 °F, si condensa totalmente, por mil SCF (Estándar Cubic Feet) de gas.

Un gas se denomina pobre, si sus líquidos recuperables son menores a 2,5 GPM, si es mayor, es rico. Esta clasificación se basa en etano e hidrocarburos más pesados porque el etano a veces se considera una alimentación deseable para procesos petroquímicos y puede recuperarse como líquido en plantas de procesamiento de gas de tipo expansor. Si el etano no se considera un componente líquido valioso, el GPM puede basarse en propano e hidrocarburos más pesados (C3+).

Si el gas es rico, será necesario conocer el Punto de Rocío de Hidrocarburos (PRHC), el cual es la temperatura, correspondiente a una presión dada, en el cual por encima de ese valor no ocurre condensación de hidrocarburos.

<b>GPM &lt; 2.5</b>	<p><b>Gas pobre.</b> No es necesario acondicionar el punto de rocío del hidrocarburo. Solamente se necesitaría una planta de deshidratación del gas, y si fuera necesario una planta de endulzamiento.</p>
<b>2.5 &lt; GPM &lt; 5</b>	<p><b>Gas medio.</b> Se debe acondicionar el punto de rocío al hidrocarburo. Se necesita recuperar gasolinas. Se debe utilizar una planta de acción combinada para la deshidratación y recuperación de gasolinas.</p>
<b>GPM &gt; 5</b>	<p><b>Gas rico.</b> Es necesario acondicionar el punto de rocío al hidrocarburo. Se podrá recuperar líquidos a partir de etano y propano. Se deberá deshidratar, aunque la deshidratación estará sesgada por procesos y no por especificación.</p>

*Tabla 2:* ‘Clasificación del gas según GPM’

La presencia de vapor de agua en el gas natural es habitual, siendo este uno de los contaminantes más comunes, que puede acarrear problemas en los procesos de tratamientos posteriores, como lo es el transporte y la puesta en especificación del mismo, siendo este contaminante el que se verá en este Proyecto Integrador Profesional.

El proceso de Deshidratación del Gas Natural, consiste en la remoción de dicho vapor de agua asociado; donde la presión, la temperatura y composición de la mezcla de hidrocarburos, influyen en el comportamiento del sistema y en la cantidad de agua que puede retener. Dicho proceso se da en una torre contactora en un mecanismo de absorción, el cual consiste en una íntima relación del Trietenilglicol (TEG) con el vapor agua, debido a asociaciones químicas similares a los puentes de Hidrogeno que se dan en las moléculas del agua.

A partir de ahora nos referiremos al Trietenilglicol como TEG.

El gas que sale a la venta, posterior a su tratamiento deberá cumplir con la normativa de ENARGAS (NAG - 602/19) para su correcto transporte y distribución. Estas especificaciones serán de cumplimiento tanto para los productores, transportistas, distribuidores, almacenadores u otro actor que se incorpore en la industria del gas y así garantizar la calidad del producto.

Parámetro	Unidad	Condición básica	Referencia de control
<b>Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	% molar	2 (5.1)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
<b>Total de inertes (CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>)</b>	% molar	4 (5.2)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852
<b>Oxígeno (O<sub>2</sub>)</b>	% molar	0,2	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
<b>Vapor de agua (H<sub>2</sub>O)</b>	mg/m <sup>3</sup>	65	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
<b>Sulfuro de hidrógeno (SH<sub>2</sub>)</b>	mg/m <sup>3</sup>	3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
<b>Azufre entero (S<sub>TOT</sub>)</b>	mg/m <sup>3</sup>	15	GPA 2377 IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
<b>Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)</b>	°C	<-4 @ 5500 kPa	GPA 2286 y Ecuación de Estado
<b>Poder calorífico superior (PCS)</b>	kcal/m <sup>3</sup>	8850 – 10200	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
	MJ/m <sup>3</sup>	37,04 – 42,70	
<b>Índice de Wobbe (IW)</b>	kcal/m <sup>3</sup>	11300 – 12470	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854
	MJ/m <sup>3</sup>	47,30 – 52,20	
<b>Partículas sólidas y líquidas</b>	-	(5.3)	Ver 6.9
<b>Temperatura máxima</b>	°C	50	-

**Tabla 3:** ‘Especificaciones de calidad de gas natural en condiciones básicas’.

**Fuente:** ‘ENARGAS (NAG - 602/19)’.

En este PIP nos enfocaremos en el valor normativo del vapor del agua en el gas que es  $65 \text{ mg/m}^3$ , para valores menores a este se considerara al gas en especificación.

El presente trabajo tiene por objetivo automatizar los parámetros fundamentales para una deshidratación controlada y trazable.

En el siguiente capítulo, se presenta un caso real de una planta de la zona, cuyos datos operacionales fueron muy gentilmente cedidos por una empresa operadora de la industria Oil&Gas. El gas que se trata en esta planta, es proveniente de pozos de gas No Convencional, donde el fluido producido es gas, agua y muy poco condensado de hidrocarburos, por tal motivo no es económicamente rentable la recuperación de hidrocarburos condensados, ya que su proporción es baja con respecto a la cantidad de agua. Sin embargo, la instalación posee salvaguardas para cuando se requiera recuperar estos condensados; esto se determinará más adelante con el cálculo de GPM en el gas de dicha planta.



## Capítulo 2: PLANTA DE DESHIDRATACIÓN CON TEG

La producción en alta presión proveniente de pozos no convencionales de gas, ingresa a la batería a través de un manifold desde donde se dirige a un separador (Slug catcher 'V-1'), en este equipo ocurre la primera separación de las fases gaseosa y líquida, el gas obtenido es enviado a Aero-enfriador 'A-1' que disminuyen su temperatura y posteriormente ingresa al separador de la batería 'V-2'. El líquido segregado en el slug catcher es enviado a un sistema de remoción de sólidos donde se retiene los sólidos presentes y se despachan en un contenedor, el líquido separado es enviado a los tanques de agua de producción 'TK-1'.

El separador 'V-2' de la batería, es el encargado de separar los líquidos generados en el Aero-enfriador por la disminución isobárica de la temperatura de la corriente gaseosa, para su posterior envío del gas al filtro coalescente 'F-1', previo a su ingreso al sistema de deshidratación.

El sistema de deshidratación de gas tiene como función principal minimizar el contenido de agua en el gas obtenido para su posterior entrega a gasoducto.

Los equipos que componen la Batería:

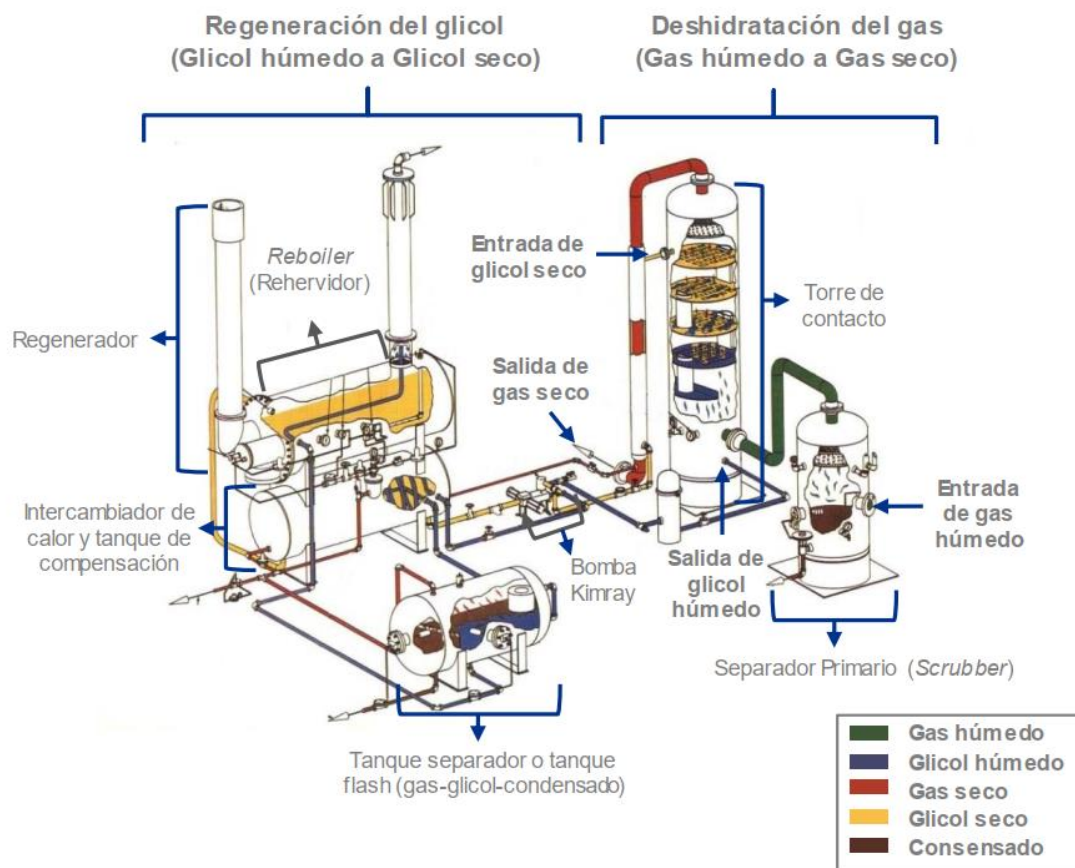
Lista de equipos	
V-1	Slug Cátcher
A-1	Aaeroenfriadores
V-2	Separador 1 de batería
TK-1	Tanque de agua
F-1	Filtro coalescente

**Tabla 4:** 'Lista de equipos que componen la Batería'.

## 2.1 Proceso de deshidratación con TEG

Como mencionamos en el capítulo anterior para que el gas sea apto para su comercialización, se requiere que el contenido de agua sea como máximo 65 mg/Sm<sup>3</sup>. Por lo tanto, es necesario realizar la deshidratación del gas de modo de llevarlo a la especificación del contenido de agua requerida. En este caso particular se logra mediante la deshidratación del gas por absorción con TEG.

Las plantas de TEG consisten en una torre contactora y un módulo de regeneración que incluye el separador flash, el regenerador con su cuadro de gas combustible, los filtros de partículas y carbón activado y las bombas de circulación de TEG.



**Figura 2.1:** ‘Corte de una Planta Deshidratadora de TEG’.

**Fuente:** ‘Manual de operaciones Upstream operadora Oil&gas’.

Para su mejor comprensión describiremos el proceso de deshidratación con glicol dividiéndolo en dos etapas:

### **Etapa de deshidratación del gas:**

El gas de entrada a la planta fluye a través de un separador bifásico (1) donde hay una separación de fases de líquidos y sólidos, después pasan por el filtro coalescente para retirar posibles líquidos arrastrados. El gas separado y saturado en agua se envía hacia la torre contactora (2) donde mediante el contacto con el glicol se le retira el vapor de agua del gas.

Este gas deshidratado atraviesa un intercambiador de calor de doble tubo gas/glicol (6), para luego enviarse al punto de medición en las condiciones a las que fue procesado. Se considera que el proceso fue eficiente cuando este gas cumpla con lo estipulado por la norma establecida por la ENARGAS.

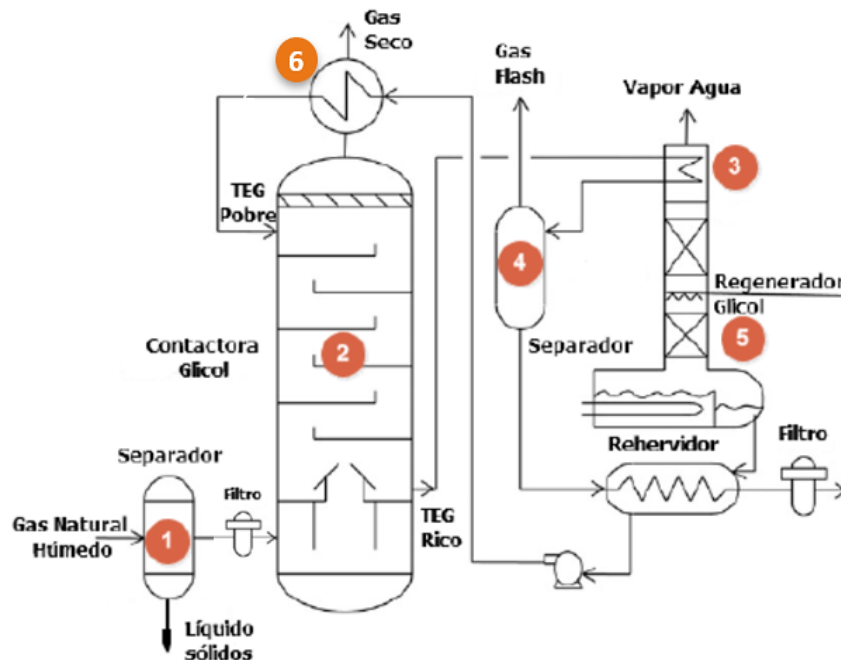
### **Etapa de regeneración de Glicol:**

El Glicol pobre (baja concentración de agua) entra por la parte superior de la torre contactora (2); a medida que desciende atravesando los distintos platos y contactándose con el gas húmedo ascendente va absorbiendo agua y por lo tanto aumentando la concentración de la misma en el glicol.

Una vez en la parte inferior de la torre, el glicol rico en agua se dirige a una bomba de glicol, la cual impulsa la corriente hacia el intercambiador de calor en la columna de destilación del rehervidor (reboiler) (3), precalentando la misma y aprovechando la energía liberada en dicha columna. Una vez precalentado se lo dirige a un separador (4) donde se separa la fracción de gas residual y el líquido se envía a la regeneradora.

Esta mezcla entra a la unidad regeneradora (5) donde se concentra el TEG por el fondo y por el tope sale el vapor de agua retenido. La temperatura de regeneración no debe exceder 190 °C, ya que a más de esta temperatura comienza la descomposición de TEG, en aproximadamente 204 °C, es por ello que se tienen alarmas de muy alta temperatura en 200°C que es de ayuda para alertar al operador de planta. El TEG concentrado ó TEG pobre se bombea a la unidad contactora. En ocasiones es necesario

reenviar a la columna regeneradora una cantidad de TEG para reposición, donde se bombea a la presión de la columna y se acondiciona a la temperatura de entrada a la contactora.



**Figura 2.2:** ‘Diagrama del proceso de deshidratación de gas natural’.

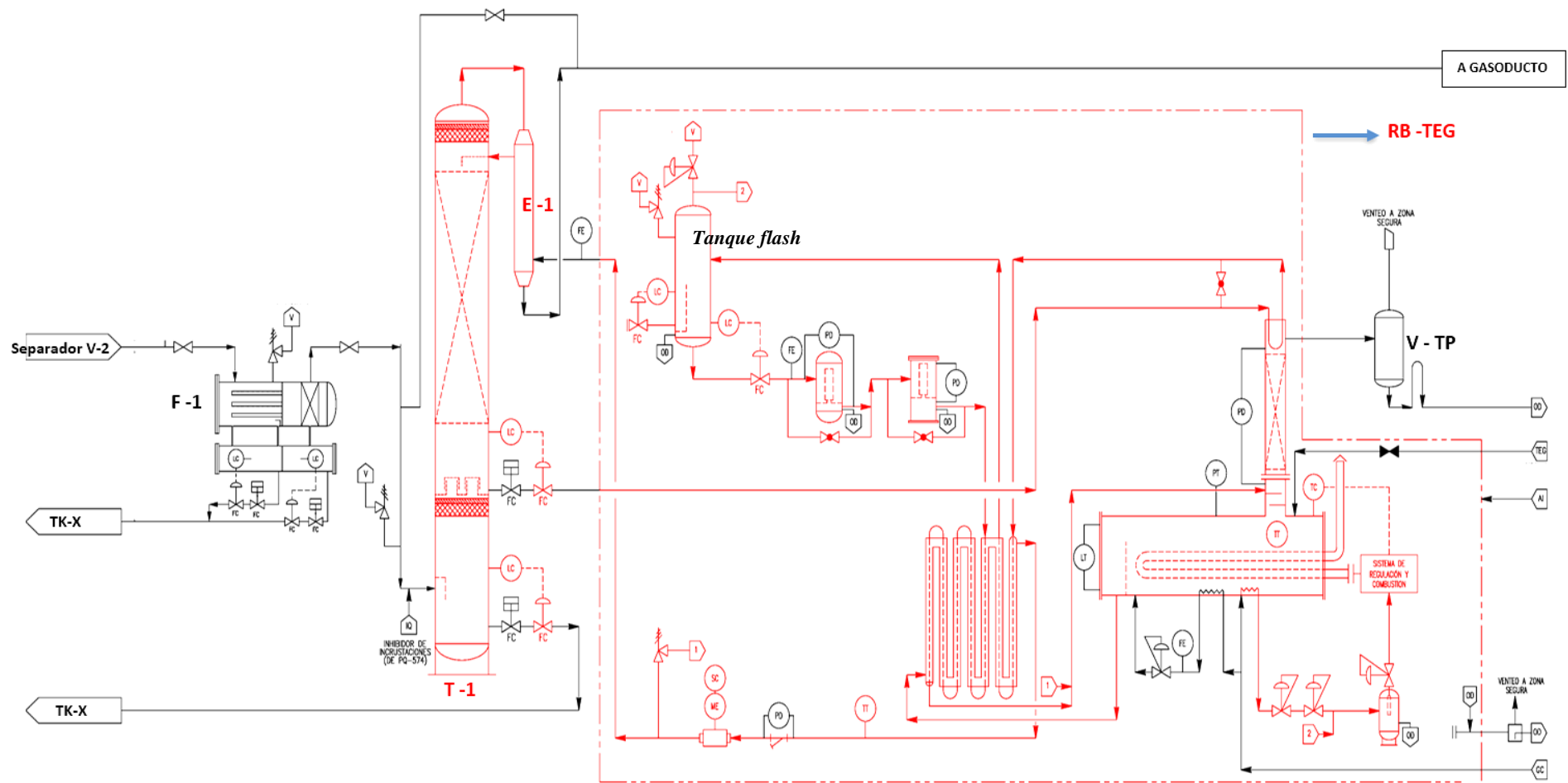
**Fuente:** ‘Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas’.

## 2.2. Diagrama de flujo de procesos de Planta deshidratadora

Para una mejor comprensión del proceso de deshidratación, se muestra el PFD (*Process Flow Diagram*) que es una representación esquemática de la secuencia, las etapas, los equipos y las corrientes principales del proceso. Además, nos brinda información básica sobre las principales características de diseño, especificaciones de los equipos requeridos en el proceso.

Lista de equipos presentes en la planta deshidratadora con TEG:

- **F-1: Filtro de gas**
- **T-1: Torre contactora**
- **E-1: Intercambiador de calor GAS-TEG**
- **RB-TEG: Unidad de regeneración de TEG. La operadora considera al tanque flash dentro de la figura marcada con línea punteada roja como parte del Skid de regeneración. En este PIP lo describiremos por separado.**
- **V – TP: Separador de tope de columna**



*Figura 2.3: 'PFD de Planta deshidratadora'.*

*Fuente: 'Documento cedido por la operadora Oil&gas'*

## 2.3 EQUIPOS

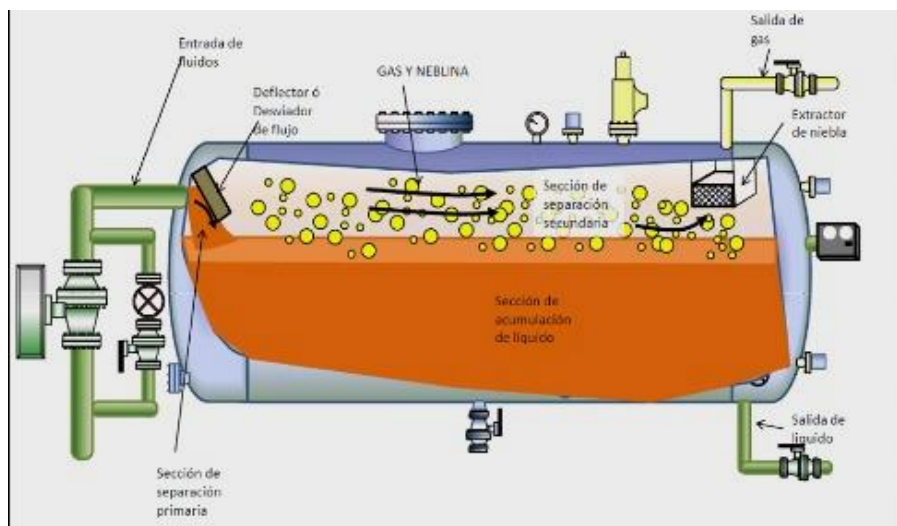
### *SEPARADOR DE ENTRADA*

El separador que está ubicado a la entrada de la planta de TEG, tiene como función primordial evitar el ingreso de agua libre, hidrocarburos condensados, sólidos, sales o aditivos a la torre contactora gas-glicol.

Si no se tiene el separador de entrada los problemas que podríamos tener en la torre contactora serian:

- Gastos extras en la operación debido al consumo de energía en el Reboiler por un aumento en la recirculación del glicol y posible formación de espuma debido al ingreso de agua libre salada, esto hace que el reboiler transfiera menos calor y se promueva la formación de partículas y corrosión, como transfiere menos calor la reconcentración del glicol no es buena y su temperatura hace que condensen hidrocarburos y junto con productos de corrosión generan espuma.
- Corrosión en las cañerías de acero y deposición de sales en el interior del reboiler, debido al ingreso de sales.
- Producción de espuma, así como también desgaste de válvulas, codos e instrumentos, puesto que no se retiene previamente el ingreso de sólidos.

Por consiguiente, para mantener un óptimo funcionamiento en el proceso de deshidratación es importante tener un adecuado separador a la entrada de la planta.



**Figura 2.4:** ‘Separador de entrada’.

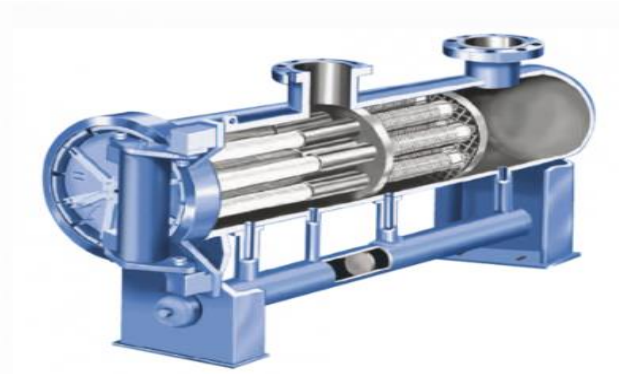
**Fuente:** ‘[www.es.slideshare.com/TlakuaOher/separador-horizontal](http://www.es.slideshare.com/TlakuaOher/separador-horizontal)’.

### ***FILTRO COALESCENTE PREVIO AL INGRESO DE LA TORRE***

Para el caso de esta planta, como la producción de gas es no convencional se tiene un alto contenido de arena y agua en dicha producción; por tal motivo se tiene un filtro coalescente ‘F-1’, el cual es tipo horizontal de doble barril, inferior y superior dividido en dos secciones. El gas ingresa en la primera sección y fluye a través de cartuchos filtrantes coalescentes en donde se retienen partículas mayores a 1 micrón, posteriormente el gas ingresa en la segunda sección del ‘barril’ superior donde se dispone de una caja de chicanas que permite la separación de las gotas de líquidos que coalescieron en los elementos filtrantes. Es por esto que se encuentra ubicado previo al ingreso de la torre contactora para prevenir los siguientes problemas operativos:

- Previene los posibles arrastres de líquido desde los separadores y el condensado generado en la cañería entre los separadores y el ingreso a los filtros, así como la retención de las partículas de arena arrastrada por la corriente gaseosa.
- Pérdida de eficiencia en el intercambiador de calor debido a taponamientos.
- Formación de espuma.





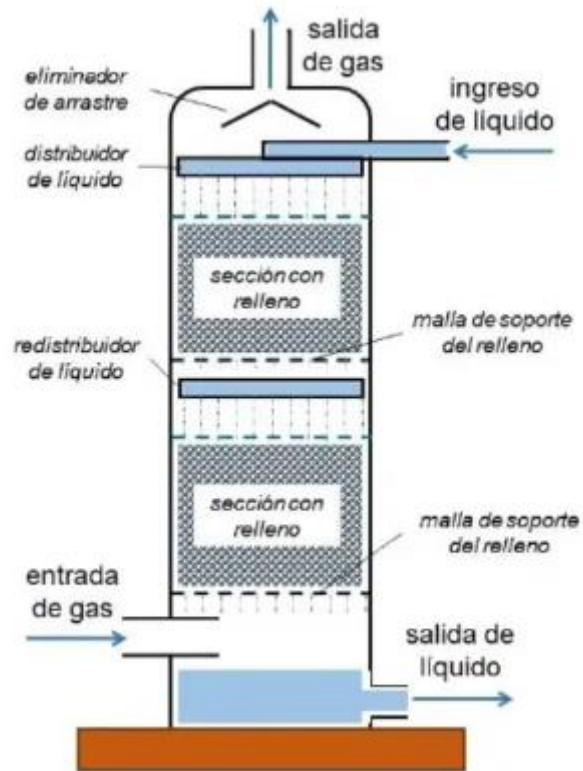
*Figura 2.5: 'Filtro Coalescente'.*

*Fuente: 'www.iepsamx.com/filtros-coalescedores'.*

### ***TORRE CONTACTORA GAS-GLICOL***

Una vez que el gas es despojado de residuos y restos de líquido en los filtros coalescentes se dirige hacia la torre contactora liquido-liquido (gas-glicol). Este equipo es el más importantes de este proceso ya que tiene por función favorecer el intercambio de masa entre el gas y el TEG, que circulan a contracorriente.

En esta planta el tipo de torre contactora utilizada es de relleno o empacadas, donde el material de relleno es de esferas de cerámica, el cual se encuentra ordenado verticalmente y separado a una cierta distancia optima de tal manera que favorezca el contacto entre ambas fases y permiten una transferencia eficiente de los componentes gaseosos al líquido absorbente.



**Figura 2.6:** ‘Corte esquemático de una torre contactora de relleno’.

**Fuente:** ‘[www.es.scribd.com/ Columnas-de-Relleno-sección](http://www.es.scribd.com/Columnas-de-Relleno-sección)’.

## *TANQUE FLASH*

El tanque flash también conocido como separador flash es utilizado para remover hidrocarburos líquidos y volátiles que pudieran ser arrastrados o absorbidos por la corriente de TEG, debido a que los hidrocarburos pesados contenidos en el gas natural y los compuestos aromáticos son solubles en el glicol. Dicho separador puede ser bifásico o trifásico horizontal y trabaja con un tiempo de residencia de 5 a 10 minutos aproximadamente.

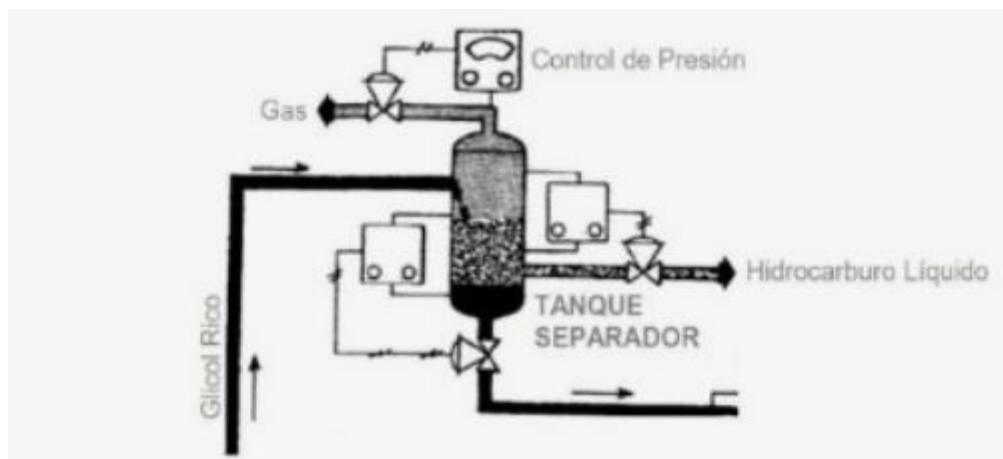
La remoción de los hidrocarburos condensados previo a la regeneración de glicol nos permite:

- Minimizar el ingreso de hidrocarburos líquidos al regenerador, previniendo la suciedad y formación de espuma en el glicol.
- Evitar la entrada de gases en la columna rectificadora del regenerador.

El funcionamiento del tanque flash consiste en reducir la presión del líquido que ingresa al tanque donde se libera todo el gas disuelto por la corriente de glicol húmedo. Este tanque cuenta con un controlador de nivel de líquido que elimina los líquidos condensados y mediante una válvula regula la velocidad de la corriente de glicol rico en agua.

Los líquidos condensados por diferencia de densidad respecto del glicol se depositan por encima de este, donde posteriormente fluyen a un drenaje para su eliminación. El glicol que sale del tanque se dirige hacia el reboiler para su regeneración.

Las condiciones de operación del mismo varían entre una temperatura de 38 °C-66 °C y una presión de 3.1 y 3.5 kgf/cm<sup>2</sup>.



**Figura 2.7:** ‘Tanque flash’.

**Fuente:** ‘Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas’.

### ***FILTRO DE CARBÓN ACTIVADO***

Los filtros de carbón activado son instalados aguas debajo de los filtros de partículas para remover las impurezas disueltas como hidrocarburos pesados y productos degradados del TEG.

Esto permite que el TEG regenerado sea de buena calidad, ya que va a poseer una cantidad reducida de contaminantes permitiendo de esta manera una adecuada absorción glicol-gas en torre contactora.



**Figura 2.8:** ‘Filtro de carbón activado’.

**Fuente:** ‘[www.membranechemicals.com/filtros-de-carbón-activado/](http://www.membranechemicals.com/filtros-de-carbón-activado/)’.

## ***REGENERADOR DE TEG***

El TEG rico en agua es regenerado hasta la pureza requerida en el reboiler, mediante la evaporación del agua absorbida. El equipo para la regeneración de glicol consiste en un rehervidor, una columna de stripping (columna despojadora) y un tanque de compensación.

### ➤ REHERVIDOR:

En el rehervidor el TEG rico es calentado de forma directa hasta 190-200°C, a través de un horno que contiene un tubo de fuego en su interior. Este cuenta con un controlador de temperatura para mantener la temperatura adecuada del glicol, esta temperatura debe estar por debajo de los 204°C dado que a temperaturas superiores el TEG sufre una degradación térmica afectando su pureza para deshidratar.

### ➤ COLUMNA DE STRIPPING:

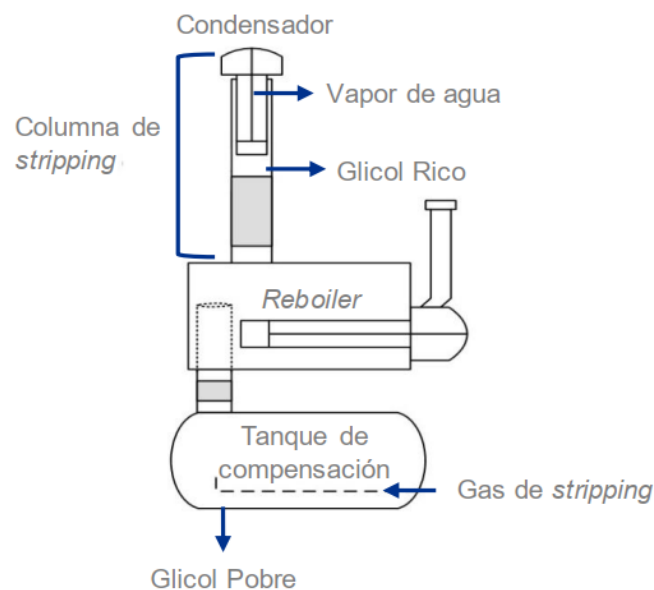
En esta columna se pone en contacto el TEG rico con los vapores provenientes del reboiler. La torre cuenta con un relleno desordenado para distribuir en toda el área, favoreciendo el contacto vapor-líquido.

La columna despojadora siempre debe tener una temperatura mayor a la condensación del agua ya que esto permite que el contenido de agua que pueda quedar en el vapor a la salida de la torre no condense y vuelva a aparecer líquido.

### ➤ TANQUE DE COMPENSACION:

Este tanque se encarga de abastecer el volumen de reserva de TEG. El volumen del recipiente debe ser suficiente para permitir el drenado completo del reboiler, en caso de que sea necesario su vaciado para la inspección del tubo de fuego.

Se debe tener en cuenta que, en la operación el recipiente permite incrementar la concentración de TEG pobre cuando en el reboiler no se logra la concentración que garantice la eficiente deshidratación de gas en la torre contactora. Además, si a una temperatura de regeneración próxima a 204 [°C], el TEG pobre no alcanza la concentración requerida para procesos eficientes, se habilita el gas de stripping (gas natural deshidratado) y por desorción, la cual ocurre en la columna de relleno que conecta al reboiler con el tanque compensador (ver figura 2.10) el gas de stripping se satura en vapor de agua y en el TEG baja la concentración de la misma.



**Figura 2.9:** 'Regenerador de TEG'.

**Fuente:** 'www.es.slideshare.com/fundamentos-de-deshidratación'.

## Capítulo 3: CONTENIDO DE AGUA EN EL GAS NATURAL

El gas natural al salir del pozo suele estar saturado de agua en las condiciones en que es extraído, además puede contener agua libre asociada con condensados que lo acompañan. El contenido de vapor de agua en el gas natural es directamente proporcional a la variación de temperatura e inversamente proporcional a la variación de presión.

El contenido de agua en el gas es una de las características que se debe conocer con mayor seguridad para evitar problemas operativos y económicos. Es por ello que se debe deshidratar el gas para que no produzcan las siguientes problemáticas:

- Formación de Hidratos
- Obstrucción de cañerías
- Obstrucción de válvulas e instrumentos
- Acumulación de líquidos en los gasoductos
- Reducción de capacidad de transporte en los gasoductos
- Corrosión interna
- Disminución del poder calorífico del gas

### 3.1 Predicción del contenido de agua en el gas

El punto de rocío del agua en el gas natural es una medida indirecta del contenido de agua en dicho gas. El punto de rocío es la temperatura en la cual el gas natural está saturado con vapor de agua a una determinada presión. En el punto de rocío el gas está en equilibrio con el agua líquida y cualquier disminución de la temperatura o cualquier aumento de la presión ocasionaría que el vapor de agua contenido en el gas natural empiece a condensar.

En los procesos de tratamiento de gas natural se define el punto de rocío al agua (dew-point) como la diferencia entre la temperatura de rocío del gas saturado con vapor de agua y la temperatura de rocío del mismo gas después del proceso de deshidratación.

Para evaluar cualquier proceso de deshidratación de gas natural, se debe empezar por determinar:

- a) Contenido de agua a remover del gas: se emplean gráficas como McKetta y Campbell, dependiendo de si el gas es dulce o ácido respectivamente
- b) Punto de rocío (Dew-Point) y concentración de TEG a utilizar: Se emplean gráficos como Equilibrio de Dew Point vs. Temperatura a distintos valores de concentración de TEG.
- c) Parámetros operativos adecuados.

## **3.2 Estimación del contenido del agua mediante métodos gráficos**

El contenido de agua en el gas depende de factores como el tipo de gas, procedencia del mismo, temperatura, presión y salinidad del agua. Mientras menor sea la gravedad específica del gas mayor es su contenido de agua.

Los métodos para predecir el contenido de vapor de agua saturado de los gases naturales pueden clasificarse de la siguiente manera:

1. Gráficos para gas dulce, cuyo contenido de agua depende únicamente de la presión y la temperatura. Este puede ser McKetta-Wehe.
2. Gráficos para gases ácidos, cuyo contenido de agua depende de la presión, la temperatura y el contenido de gases ácidos. Este puede ser Campbell.
3. Métodos de ecuación de estado, con rigurosos cálculos de equilibrio multicomponente realizados en computadora, por ejemplo, el programa Hysys ó UniSim Design.

En este trabajo nos enfocaremos en una formula semiempírica obtenida del método gráfico de McKetta-Wehe para poder estimar de manera menos compleja el valor del contenido de agua.



### 3.2.1 Método de Mc Ketta- Wehe

Este es un método gráfico que nos permite determinar el contenido de agua en gases dulces a diferentes presiones y temperaturas. Además, incluye las correcciones por la gravedad específica del gas y por la salinidad del agua.

Se debe conocer previamente los valores de temperatura y presión operativas para poder ingresar al siguiente gráfico:

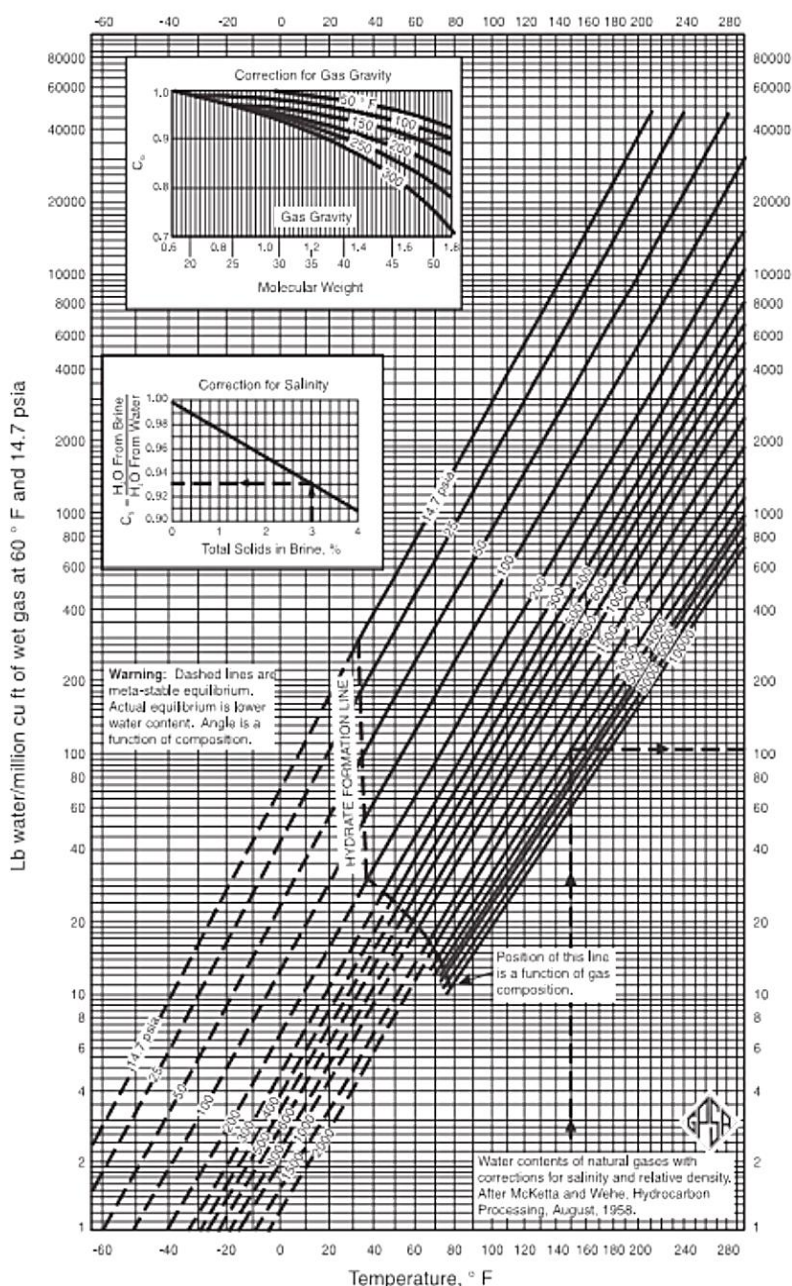
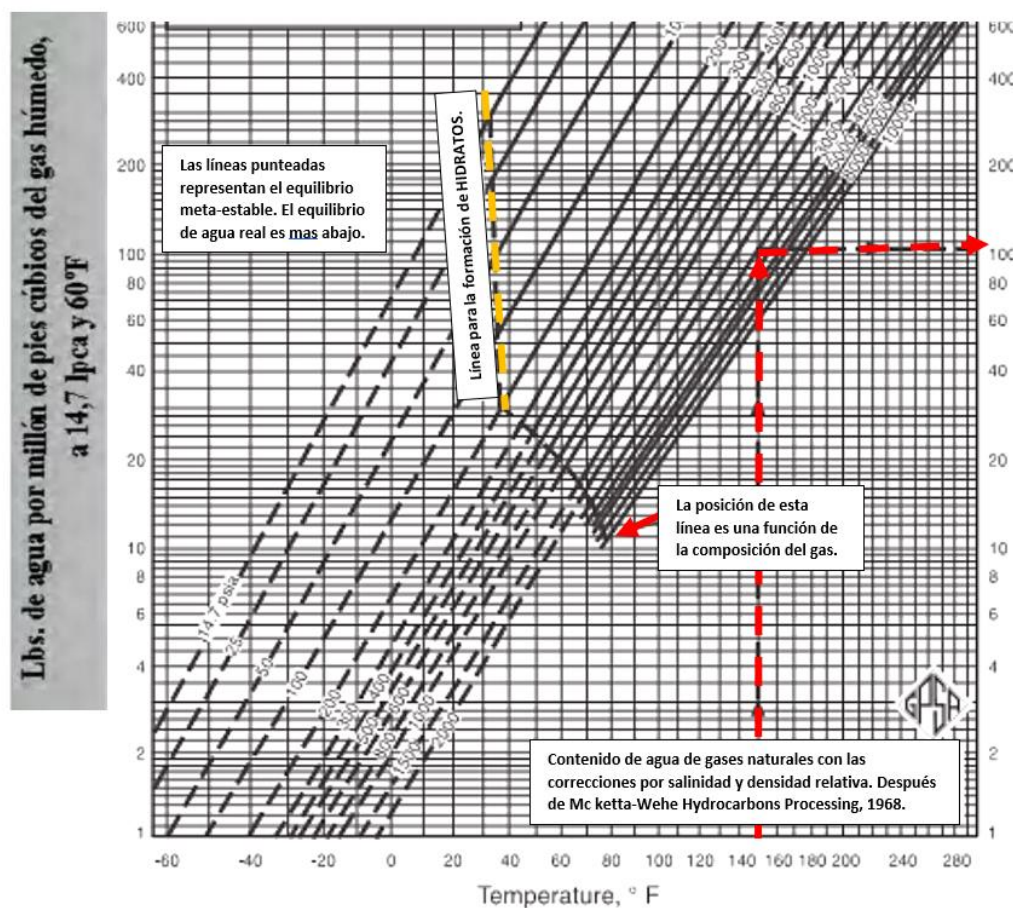


Figura 3.1: ‘Gráfico McKetta-Wehe. Contenido de agua en HC gaseosos’.

Fuente: ‘GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I’.

Conociendo los valores de Presión y Temperatura, se ingresa al gráfico, donde se busca el punto intersección de ambas líneas, donde posteriormente se lee el contenido de agua que contiene el gas. Este valor se expresa en libras de agua por millones de pies cúbicos normal (Lb H<sub>2</sub>O/MMscf).

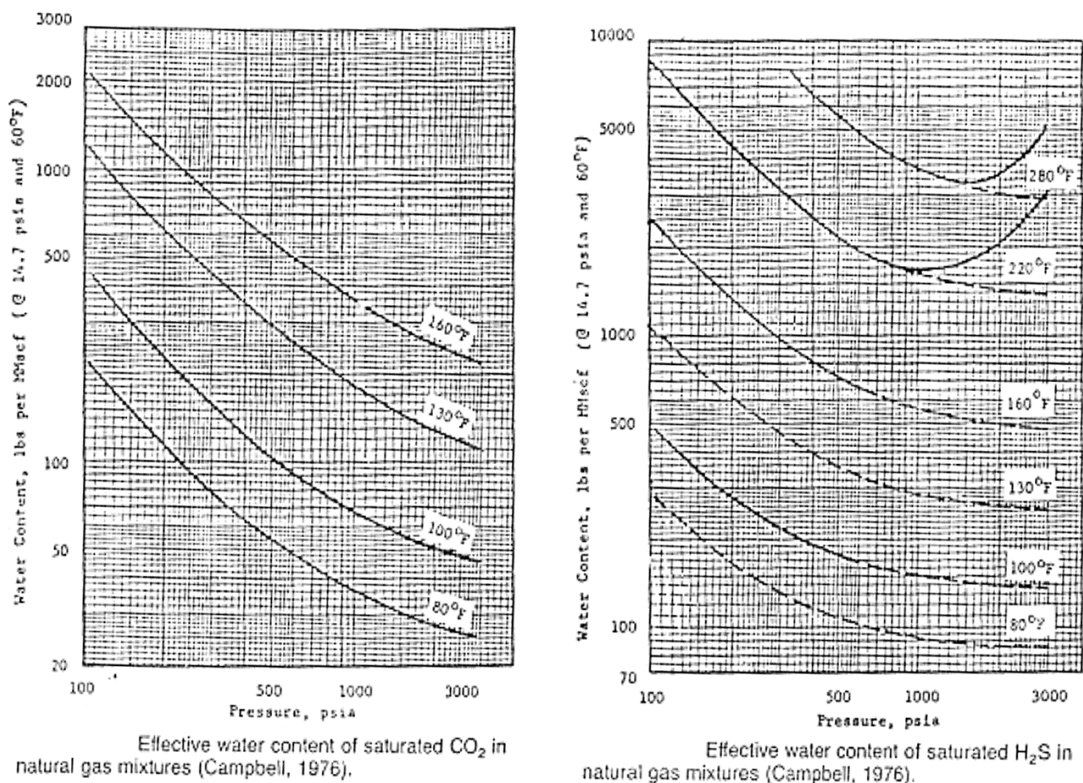


**Figura 3.2:** ‘Descripción gráfica de lectura de contenido de agua’.

**Fuente:** ‘GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I’.

### 3.2.2 Método de Campbell

En gases ácidos McKetta-Wehe subestima el contenido total de agua, debido a que este es solo para gases dulces. Por esta razón, para los gases ácidos se debe utilizar el método gráfico de Campbell.



**Figura 3.3:** ‘Gráfico de Campbell para contenido de agua’.

**Fuente:** ‘GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I’.

Campbell utiliza los gráficos anteriores para luego evaluarlo en la siguiente ecuación empírica:

$$W = Y_{hc} * W_{hc} + Y_{CO2} * W_{CO2} + Y_{H2S} * W_{H2S}$$

$W$  = Contenido de agua en gas ácido (lb /MMSCF).

$W_{hc}$  = Contenido de agua en gas dulce (lb /MMSCF).

$Y_{hc}$  = Fracción molar de todos los componentes excepto de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

$W_{CO2}$  = contenido de agua efectiva de CO<sub>2</sub>.

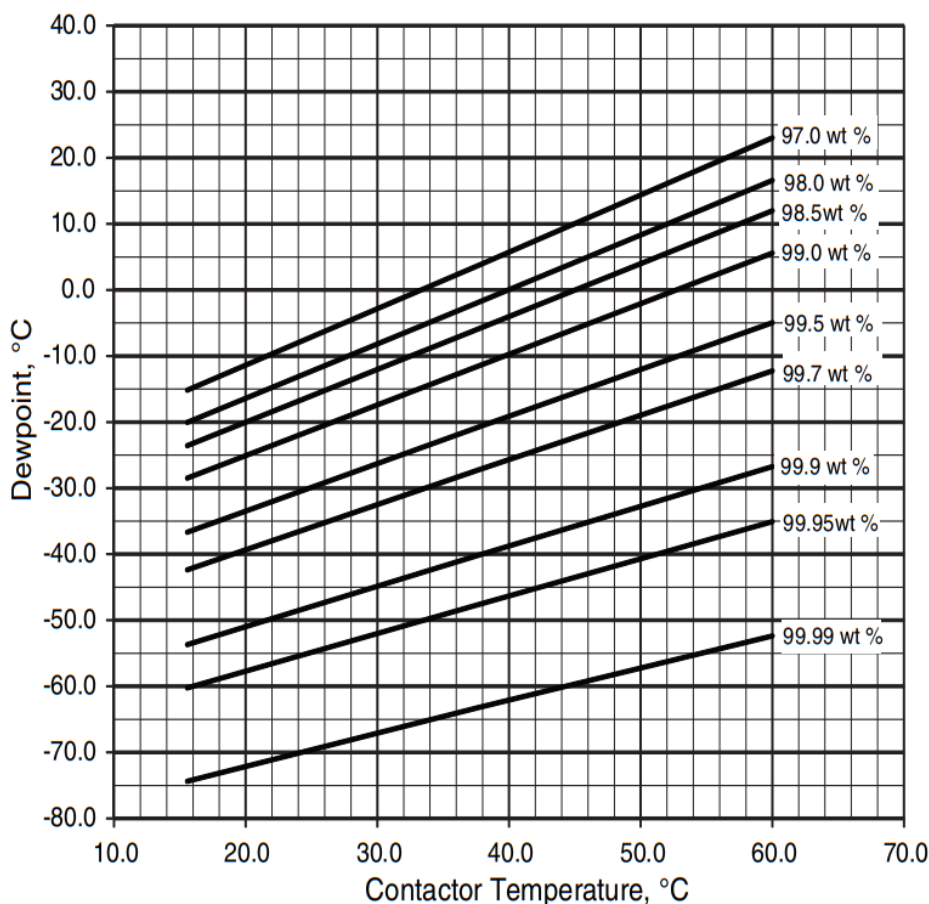
$Y_{CO2}$  = Fracción molar del contenido de CO<sub>2</sub>.

$W_{H2S}$  = contenido de agua efectivo.

$Y_{H2S}$  = fracción molar del H<sub>2</sub>S en el gas natural.

### 3.3 Estimación del Dew Point del gas natural en sistemas de deshidratación de TEG

Para el proceso de deshidratación con TEG, también es necesario establecer la concentración mínima requerida de TEG para cumplir con la especificación del punto de rocío de agua en el gas de salida. Para estimar el punto de rocío de agua de equilibrio de una corriente de gas natural, a diferentes temperaturas y concentraciones de TEG, se utiliza el método gráfico de *Equilibrio de Dew Point vs. Temperatura a distintos valores de concentración de TEG*. ‘Parrish, and Bestani and Shing’ (GPSA Vol 2, 2016) **Fig. 3.4**. Con este grafico puede estimarse la concentración necesaria de TEG para una aplicación particular o, el caso inverso, el punto de rocío que producirá una determinada concentración de TEG a una dada temperatura de la torre contactora.



**Figura 3.4:** ‘Equilibrio de Dew Point vs. Temperatura a distintos valores de concentración de TEG’.

**Fuente:** ‘GPSA Engineering Data Book SI 2016 Vol. I’.

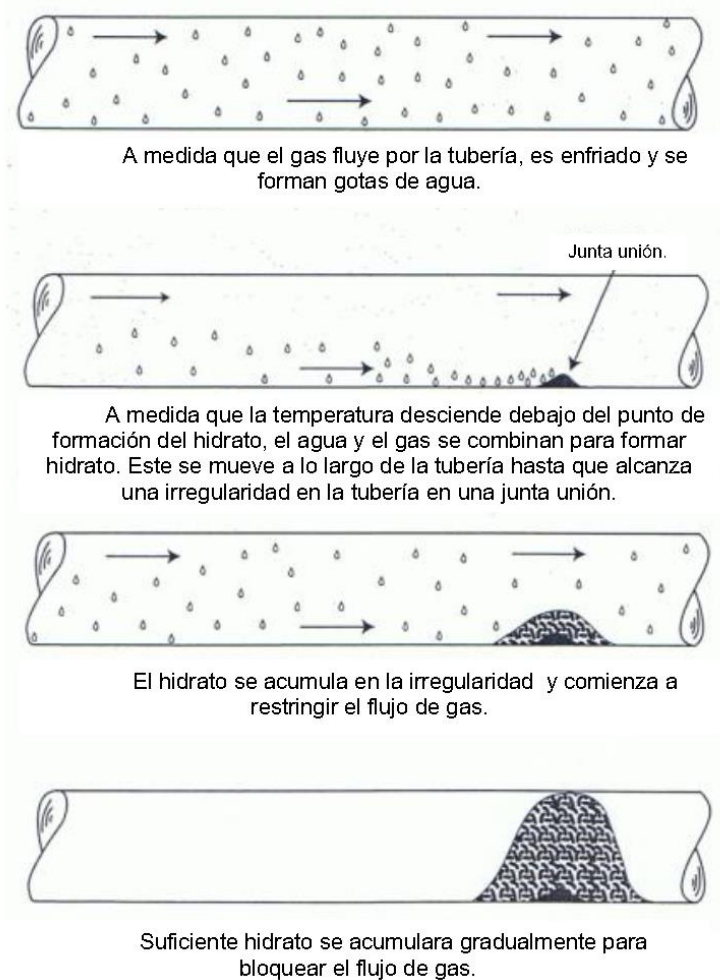
La Fig. 3.4 se utiliza para estimar la concentración pobre de TEG requerida para una aplicación particular o la depresión teórica del punto de rocío para una concentración de TEG y temperatura del contactor determinadas. El punto de rocío de salida real del gas será mayor que el punto de rocío de equilibrio y depende de la velocidad de circulación del TEG y del número de etapas de equilibrio en el contactor, pero los enfoques típicos para el equilibrio son 6-11 °C.

### 3.4 Hidratos

Uno de los problemas en la producción, procesamiento y transporte de gas natural es la formación de hidratos.

Los hidratos son sólidos que se forman como cristales formados por la combinación de gas natural y agua, a presiones y temperaturas muy por encima del punto de congelamiento del agua. Estos hidratos sólidos se forman con compuestos de hidrocarburos que tienen densidades entre 0,96 a 0,98 que flotan en el agua y se hunden en los hidrocarburos líquidos, se forman de la siguiente manera:

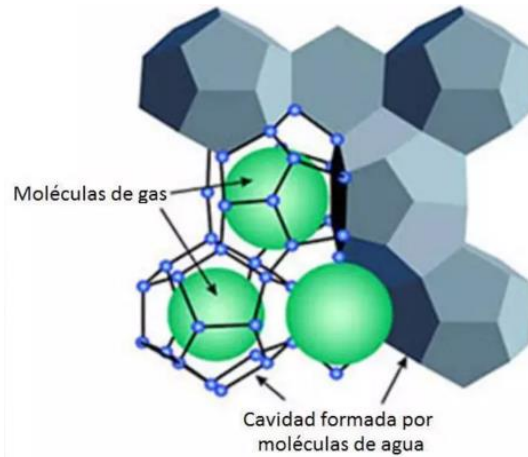
- Las moléculas de agua forman estructuras dodecaedro pentagonal, unidas entre si por ligaduras de hidrogeno.



**Figura 3.5:** ‘Formación de hidratos en la cañería’.

**Fuente:** ‘Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas’.

La estructura cristalina de los hidratos de gas pertenece al grupo de los clatratos, ya que cuando el agua empieza a cristalizar alrededor de la molécula de gas, no se forma en la misma estructura que el hielo, sino que se forma una cavidad que la atrapa.



**Figura 3.6:** ‘Molécula de formación de hidrato’.

**Fuente:** ‘Manual de operaciones Upstream operadora Oil&Gas’.

### 3.4.1 Condiciones que favorecen la formación de hidratos

En general, para formar un hidrato es necesario:

- Suficiente cantidad de agua.
- Presencia de un huésped, tal como metano, etano, CO<sub>2</sub>, etc.
- Adecuadas condiciones de presión y temperatura (típicamente alta presión y baja temperatura).

Para que el hidrato formado sea estable tienen que darse las tres condiciones anteriores.

Otros factores que favorecen la formación de hidratos son:

- Agitación: en regiones donde la velocidad del fluido es alta se genera la turbulencia necesaria para desestabilizar el fluido e iniciar la formación. El mezclado en tuberías, tanques de proceso, intercambiadores de calor, etc., favorece la formación de hidratos.

- Nucleación: se define como la formación de una nueva fase en un punto dado del sistema. Imperfecciones en tuberías, codos, válvulas, tees, restricciones, etc., constituyen sitios apropiados para que se dé la nucleación. La interfase agua-gas constituye un sitio apropiado para la nucleación, no necesariamente el agua debe encontrarse libre para la formación de hidratos.



**Figura 3.6:** ‘Formación de hidratos en un ducto’.

**Fuente:** ‘Foto compartida por la operadora Oil&Gas’.

### 3.4.2 Inhibición de hidratos

Como mencionamos anteriormente el problema de hidratos es particularmente crítico en la producción de gas, siendo muy frecuente en corrientes de gas saturado con agua, transporte de fluidos en estado multifásico desde el pozo hasta la planta de tratamiento.



Es por ello que existen diferentes inhibidores que se pueden usar para la prevención de su formación:

- ***Inyección de Inhibidores:*** Los más utilizados son los glicoles e incluso sales, donde su función principal es reducir la temperatura a la cual se pueden formar los hidratos.
- ***Remoción de agua:*** Consiste en la remoción de agua mediante las plantas deshidratadoras.
- ***Aislantes térmicos o calentamiento:*** Modificación de la temperatura del sistema de producción, ya sea mediante aislamiento térmico o de manera externa por medio de resistencias eléctricas o la circulación de un fluido caliente.

## Capítulo 4: INSTRUMENTACIÓN

La instrumentación es el conjunto de ciencias y tecnologías mediante las cuales se miden cantidades físicas o químicas con el objetivo de obtener información para su evaluación, en nuestro caso las mediciones forman parte de las instalaciones que intervienen en las distintas etapas del proceso de deshidratación de gas, hasta su comercialización.

Con el objetivo de determinar y realizar un efectivo seguimiento de la producción, tratamiento, transporte, almacenamiento y entrega de gas se contemplan mediciones confiables para asegurar la trazabilidad de los datos, en la cual se utilizan instrumentos que nos ayudan a obtener datos de diferentes variables, y así ejercer una supervisión constante.

En las plantas de gas existen instrumentos con telemetría, es decir que se puede visualizar en tiempo real las variables del proceso del que se quiera obtener información. En este trabajo nos enfocaremos en la medición del contenido de agua en el gas, el cual puede medir por un instrumento de medición local llamado Bureau of Mines, así como también con un Higrómetro de línea donde se reportan los valores medidos en SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), el cual es un Software para permite controlar y supervisar procesos a distancia.

### 4.1 Punto de rocío al agua

Como mencionamos anteriormente, la presencia de exceso de humedad en el gas natural da como resultado la condensación de agua líquida. Este exceso de humedad combinado con alta presión conduce a la formación de hidratos sólidos. Además, el contenido de humedad del gas afecta negativamente el poder calorífico (BTU) del gas, reduciendo así la calidad y el valor del producto. El agua también se combina con gases ácidos y acelera la corrosión. Para cumplir con los requisitos de calidad del gas y proteger la tubería y la infraestructura de almacenamiento, el contenido de humedad debe monitorearse continuamente.

La detección temprana de un aumento en el contenido de humedad permite determinar la causa raíz del problema operativo antes de obtener gas fuera de especificación, ó condensados de agua en el gasoducto de salida de planta.

Para evitar un exceso de humedad en el gas, se considera como parámetro de referencia importante de medición al punto de rocío al agua. El punto de rocío al agua, al cual abreviaremos como (PdR), es la temperatura a la que el gas natural se enfría hasta la saturación sin cambiar el contenido de vapor de agua y la presión del aire. Siendo así un indicador técnico importante para la comercialización del gas natural.

## 4.2 Tipos de instrumentos

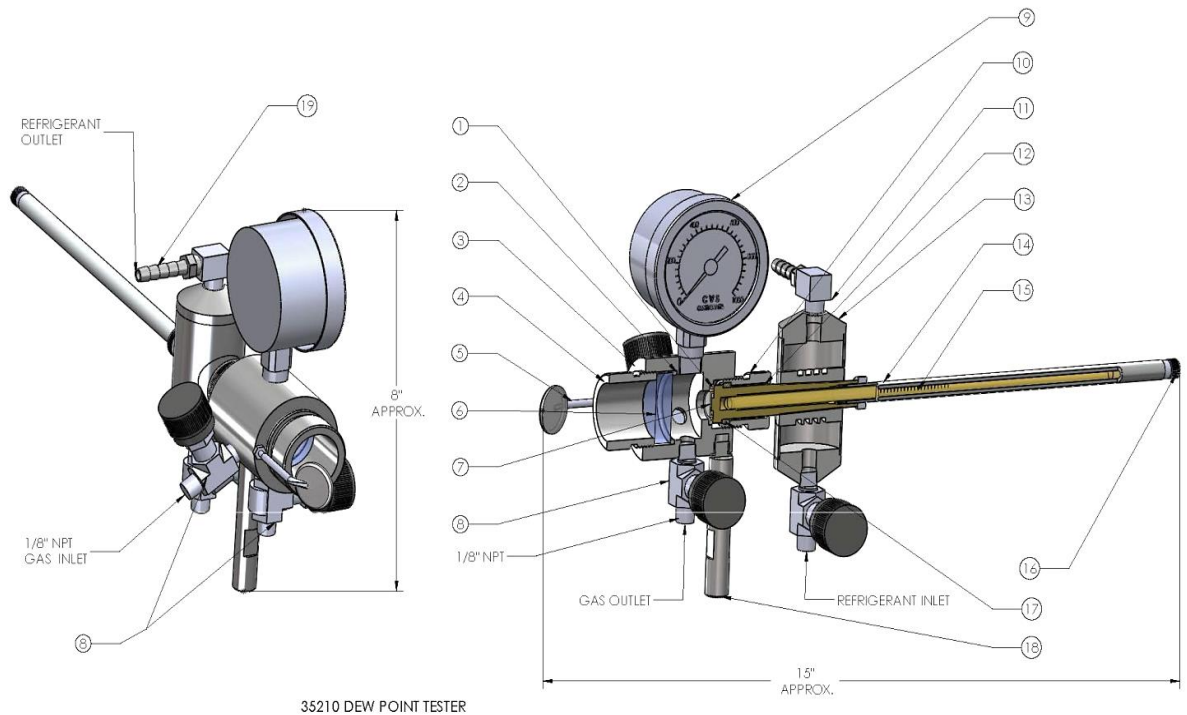
Para la determinación del contenido de humedad en el gas en  $\text{mg/m}^3$  se utilizará el instrumento del Bureau of Mines a presión de línea. Para el control y adquisición de datos automatizados se podrá utilizar higrómetros portátiles o de línea.

No obstante, en caso de controversia o discrepancia en los valores así medidos, se utilizará el instrumento del Bureau of Mines como método de referencia de acuerdo al procedimiento establecido en la Norma ASTM D 1142-86 o su equivalente IRAM-IAP A 6856, aceptado por ENARGAS.

### 4.2.1 Equipo de medición: Bureau of Mines

El Bureau of Mines permite realizar mediciones con una precisión de  $\pm 0,1^\circ\text{C}$  a una temperatura de punto de rocío de  $0^\circ\text{C}$ , mientras que para  $-18^\circ\text{C}$  la precisión variaría a  $\pm 0,2^\circ\text{C}$ , siempre y cuando no se formen cristales de hielo durante la determinación.

**Partes del equipo:**



**Figura 4.1:** ‘Partes del equipo Bureau of Mines’.

**Fuente:** ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd’.

- 1) O-Ring
- 2) O-Ring
- 3) Cuerpo
- 4) Retención de la ventana
- 5) Espejo de observación
- 6) Ventana
- 7) Espejo
- 8) Válvula de entrada y salida de gas
- 9) Medidor de seguridad
- 10) Retiro del espejo a tuerca
- 11) Codos de manguera
- 12) Funda aislante del espejo
- 13) Cuerpo enfriador regulador
- 14) Conjunto de termoguarda
- 15) Termómetro de -30 a 110 °F

Termómetro de -35 a 50°C

16) Perilla de ajuste

17) Anillo aislante del espejo

18) Poste del soporte del estuche de transporte

19) Lengüeta de conexión de manguera

20) Perilla del soporte de la caja

21) Montaje de caja

**Procedimiento de medición:**



**Figura 4.2:** ‘Medición en la línea del gasoducto con Bureau of Mines’.

**Fuente:** ‘Foto obtenida el día de la medición en la operadora Oil&Gas’.

1. Desarmar y realizar la limpieza del equipo, el cristal visor, el espejo y el cuerpo interior del medidor y ensamblar.
2. Posicionar el trípode cerca de la toma de presión de línea y proceder a ensamblar el equipo.
3. Realizar las conexiones a toma de proceso y tubo de CO<sub>2</sub>.
4. Verificar que todas las válvulas del conjunto se encuentren cerradas.
5. Abrir la válvula del cilindro de CO<sub>2</sub> (4) y luego abrir la válvula de cono (5) presente en la manguera de CO<sub>2</sub>, manteniendo la válvula de bronce de salida (6) cerrada. Verificar que no se presenten pérdidas.

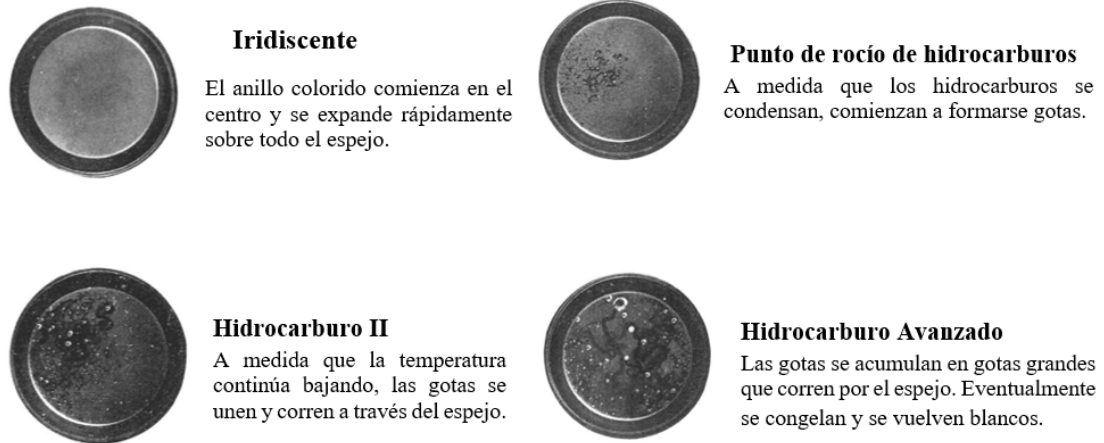
6. Abrir la válvula de la toma de gas (1), luego debe abrir la válvula de paso en el medidor de PdR, (2) manteniendo la válvula de salida (3) cerrada. Debe verificar que el manómetro y atestigüe la presión de línea.

7. Abrir la válvula de salida de gas (3) de línea, de manera que se asegure un pasaje mínimo, manteniendo la presión del manómetro estable.

8. Abrir la válvula de bronce de salida de CO<sub>2</sub> (6) de manera que el mismo circule a un ritmo LENTO por el cuerpo de enfriamiento del medidor de PdR. La circulación de CO<sub>2</sub> debe ser controlada dado que si la temperatura disminuye abruptamente se corre el riesgo de que se congele el espejo, en cuyo caso se deberá reiniciar toda la medición, incluyendo la limpieza del equipo.

9. Tomar la hora de inicio de la medición, con los valores de presión y temperatura, mientras se observa por el visor del equipo la condensación sobre el espejo. Debe repetir la adquisición de dichos datos y la inspección del espejo a intervalos de tiempo no mayores a dos minutos. Debe considerarse que para realizar una medición óptima la temperatura del conjunto de medición de PdR debe disminuir a un ritmo de aproximadamente 1°C/1 minuto, regulando la misma con la válvula de bronce (6).

10. Durante el desarrollo del procedimiento de determinación de PdR, en una primera instancia podrá evidenciarse la presencia de hidrocarburos, en el espejo. Los mismos se identifican, por lo general, con una “nube oscura” y/o con un tornasol que puede ser de color azulado en el centro del espejo.



**Figura 4.3:** ‘Distintos tipos de visualizaciones del espejo cuando se mide el punto de rocío al hidrocarburo’.

**Fuente:** ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd’.

11. Posteriormente, el punto de rocío se debe tomar como el promedio de la temperatura en la cual se ve que la nube se comienza a formar, formando un punto con forma de “nube blanca”. En este punto tomar el valor de temperatura y presión del equipo de medición de PdR y asentarlos en la planilla “Determinación del contenido de agua”.



**Figura 4.4:** ‘Distintos tipos de visualizaciones del espejo cuando se mide el punto de rocío al agua’.

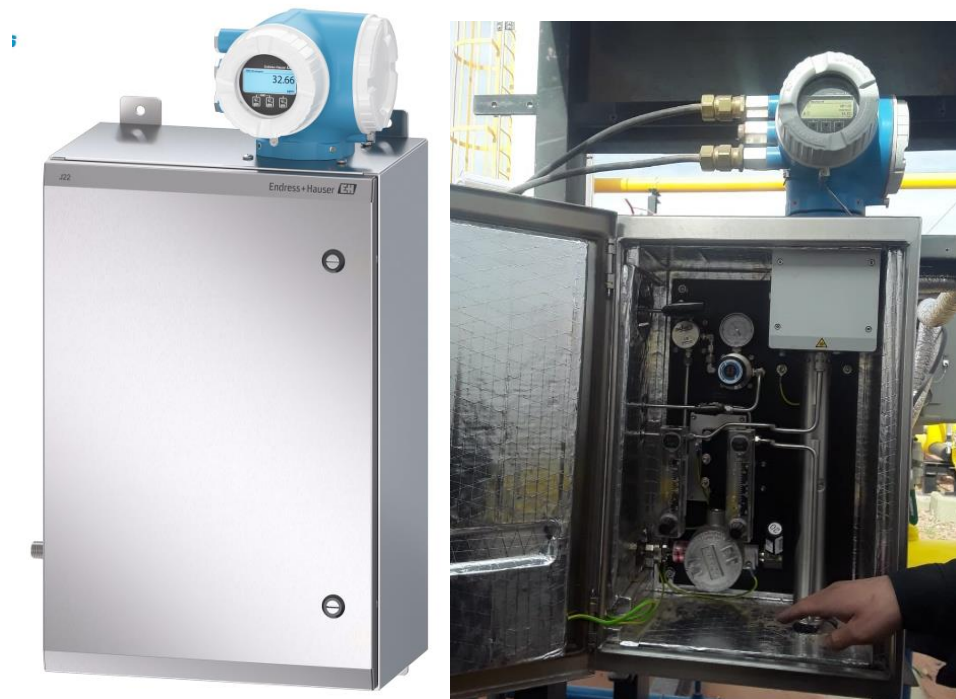
**Fuente:** ‘Manual de instrucción de Dew Point Tester, CVS Controls Ltd’.

12. En caso de medir un gas con un exceso de glicol, se recomienda utilizar un equipo que cuente con la posibilidad de emplear filtros de glicol. En caso contrario se dificultará en gran medida la identificación del PdR.

Una vez tomada la medición de presión y temperatura de rocío, se ingresa con esos valores al gráfico de Mc Ketta-Wehe donde se lee el valor de contenido de agua, ver **Figura 3.2**: ‘Descripción grafica de lectura de contenido de agua’.

#### 4.2.2 Equipo en línea: Higrómetro

El higrómetro que se explicará en este trabajo es de la marca TDLAS. Como mencionamos anteriormente, el punto de rocío de humedad (MDP) es la temperatura (en grados Fahrenheit o Celsius) a la que la humedad empieza a condensarse en forma de líquido para una concentración y una presión dadas. Saturación significa que el vapor de agua está en equilibrio con el agua en fase líquida o sólida (según la que esté presente). Cuando el vapor de agua está en equilibrio con la fase sólida (hielo), el punto de rocío suele denominarse punto de escarcha.



**Figura 4.5:** ‘Analizador de gas TDLAS J22, parte externa e interna’.

**Fuente:** ‘Manual de instrucciones del Analizador de gas TDLAS J22’



El analizador de gas TDLAS emite sus mediciones en forma de fracción molar, así como en partes por millón en volumen (ppmv) y en partes por mil millones (ppmmv). Para las mediciones de humedad, a menudo se prefiere la temperatura del punto de rocío a la concentración con el fin de evitar la condensación de agua a las temperaturas de funcionamiento del proceso. El MDP se calcula usando métodos aceptados por la industria y los analizadores de gas TDLAS pueden suministrar valores de MDP a través del indicador y de las salidas de comunicación analógica y digital.

El analizador de gas TDLAS J22 está diseñado para funcionar dentro del rango de temperatura ambiente especificado. En algunas zonas geográficas, la exposición a la radiación solar intensa puede provocar que la temperatura interna del analizador supere la especificación de temperatura ambiente.

- En tales casos se recomienda montar un parasol o un toldo sobre el analizador para su instalación en exteriores.



**Figura 4.6:** ‘Analizador de gas TDLAS J22 instalado en exteriores’.

**Fuente:** ‘Foto obtenida el día de la medición en la operadora Oil&Gas’

El higrómetro al calcular el punto de rocío al agua, para una concentración de humedad determinada a una presión de proceso, utiliza métodos descriptos que aparecen en publicaciones como procedimientos del ASTM (American Society for Testing and Materials) aceptadas por la industria que se pueden obtener a través de las

organizaciones respectivas como GPSA (Gas Processors Suppliers Association) además están aprobadas por la ENARGAS en Argentina.

**Métodos para el cálculo del punto de rocío:**

Según **ASTM D1142**, se tiene 2 ecuaciones:

- Ecuación 1 (ASTM1): Rango de 0 a 100 °F (de -18 a 38 °C)
- Ecuación 2 (ASTM2): Rango de -40 a 460 °F (de -40 a 238 °C)

Las ecuaciones que utilizan en este método no toman en consideración la composición del producto circulante

Según **ISO 18453**:

- Toma en consideración la composición del producto circulante; las fracciones molares son entradas de la ecuación.
- Se debe introducir en el analizador la composición del producto circulante.

Este método es aplicable a mezclas de gas natural cuyas composiciones se encuentren dentro de los límites de la siguiente tabla:

Compuesto	mol %
Metano (CH <sub>4</sub> )	≥ 40,0
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	≤ 20,0
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	≤ 55,0
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	≤ 30,0
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	≤ 4,5
i-butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	≤ 1,5
n-butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	≤ 1,5
Neopentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	≤ 1,5
i-pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	≤ 1,5
n-pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	≤ 1,5
Hexano/C <sub>6</sub> + (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	≤ 1,5

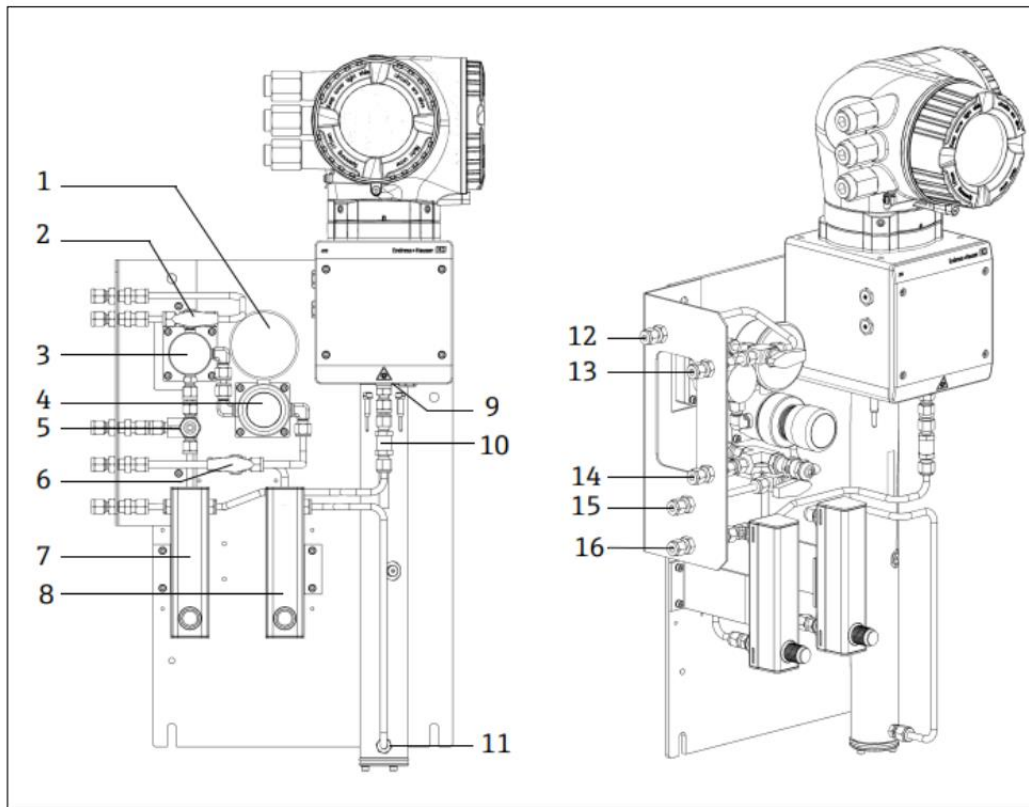
**Figura 4.7:** ‘Tabla de límites para el método ISO 18453’.

**Fuente:** ‘Manual de instrucciones del Analizador de gas TDLAS J22’

Las temperaturas de punto de rocío calculadas a partir de los contenidos de agua han sido validadas para encontrarse generalmente dentro de un margen de  $\pm 2$  °C para presiones de  $0,5 \leq P \leq 10$  MPa y temperaturas de punto de rocío de  $258,15 \leq T \leq 278,15$  K [14]. Debido a la solidez de los fundamentos termodinámicos sobre los que se desarrolló el método, también se considera válido un rango de trabajo ampliado de  $0,1 \leq P \leq 30$  MPa y  $223,15 \leq T \leq 313,15$  K [10]. No obstante, más allá del rango de trabajo ampliado la incertidumbre de la temperatura de punto de rocío calculada es desconocida.

Se debe tener en cuenta que las tres correlaciones mencionadas anteriormente, producen resultados aceptables para contenidos de agua de moderados a altos a bajas presiones. Aunque resulta un poco más difícil de implementar, el método ISO se puede considerar el más preciso (especialmente para bajos contenidos de agua y presiones altas).

**Partes del equipo:**



**Figura 4.8:** ‘Analizador de humedad de gas con sistema de muestra y conexiones de gas’.

**Fuente:** ‘Manual de instrucciones del Analizador de gas TDLAS J22’

- 1) Manómetro.
- 2) Válvula selectora de gas (entrada de purga/entrada de muestra).
- 3) Separador de membrana (opcional).
- 4) Regulador de presión.
- 5) Válvula de descarga de presión (opcional).
- 6) Gas de referencia conectado/desconectado.
- 7) Indicador del flujo de derivación y control (opcional).
- 8) Indicador del flujo del analizador y control.
- 9) Puerto de entrada de la celda.
- 10) Válvula de retención (opcional).
- 11) Puerto de salida de la celda.
- 12) Entrada de purga de muestra, 140-310 kPa (20-45 psi) (opcional).
- 13) Entrada de muestra, 140-310 kPa (20-45 psi).



- 14) Respiradero de alivio de presión, ajustado de fábrica, 350 kPa (50 psig) hacia área segura (opcional).
- 15) Entrada de gas de referencia, 15-70 kPa (2-10 psi).
- 16) Respiradero de muestra, hacia área segura.

## **Capítulo 5: PROPUESTA DEL PROYECTO Y ANÁLISIS DE DATOS**

En la actualidad se mide el vapor de agua del gas en el gasoducto a la salida de la planta deshidratadora con el instrumento en línea conocido como higrómetro, el cual puede visualizarse por telemetría en pantalla a través del software SCADA donde tiene un valor de alarma de alto contenido de vapor de agua en el gas aproximado del 58 mg/cm<sup>3</sup> (este valor depende de cada operadora de Oil & Gas). Si el valor que mide el higrómetro está por encima del 65 mg/cm<sup>3</sup> se puede decir que el gas se encuentra fuera del rango de especificación establecido por la ENARGAS. Por tal motivo es necesario corroborar el valor medido y que no sea error del instrumento debido a la descalibración del mismo.

Con el instrumento de medición spot llamado Bureau of Mines se verifica si el valor medido con el higrómetro es correcto, según método ASTM-1142. Esto es resultado de haber enviado una cuadrilla de medición in situ.

Este Proyecto Integrador Profesional tiene por objetivo detectar desvíos tempranos utilizando los valores medidos con el higrómetro y los parámetros del proceso. Para ello se complementará las mediciones obtenidas utilizando una formula semiempírica equipada con datos del gráfico de Mc Ketta- Wehe.

### **5.1 Datos relevados en la operadora de Oil&Gas.**

Se presenta un caso real de una planta de la zona de Añelo en Vaca Muerta, cuyos datos se relevaron en una planta de una empresa operadora de la industria Oil&Gas.

Inicialmente solicitamos la cromatografía del gas de dicha planta para analizar su composición y caracterizar al mismo.

Cromatografía del gas a deshidratar con TEG	
COMPONENTE	CANTIDAD (%)
NITROGENO (N <sub>2</sub> )	0,2499
DIOXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )	0,5506
METANO (C <sub>1</sub> )	96,9784
ETANO (C <sub>2</sub> )	2,0142
PROPANO (C <sub>3</sub> )	0,1774
NORMAL BUTANO (N-C <sub>4</sub> )	0,0096
ISO BUTANO (I-C <sub>4</sub> )	0,0131
ISO PENTANO (I-C <sub>5</sub> )	0,0023
NORMAL PENTANO (N-C <sub>5</sub> )	0,0015
HEXANO (C <sub>6</sub> )	0,0011
HEPTANO (C <sub>7</sub> +)	0,0018

**Tabla 5:** ‘Cromatografía del gas de la operadora Oil&Gas.’.

Se procede a calcular el GPM del gas, para determinar si es posible la recuperación de condensables, ya que estos pueden ser comercializados y además es necesario su disminución en el gas para un mejor transporte.

Datos Cromatografía		DATO DE TABLA (Anexo I)	Ver ecuación en (Anexo II)	DATO DE TABLA (Anexo I)	Ver ecuación en (Anexo II)	
Componente	Molar%	M <sub>i</sub>	Y <sub>i</sub>	ft <sup>3</sup> gas/ gal liq	gal liq / Mft <sup>3</sup> gas	gal liq / Mft <sup>3</sup> gas
N <sub>2</sub>	0.2499	28.013	0.002499	-	Para C <sub>2</sub> +	Para C <sub>3</sub> +
CO <sub>2</sub>	0.5506	44.01	0.005506	-		
C <sub>1</sub>	96.9784	16	0.969784	-		
C <sub>2</sub>	2.0142	30	0.020142	37.476	0.537	
C <sub>3</sub>	0.1774	44.097	0.001774	36.375	0.049	0.049
n-C <sub>4</sub>	0.0096	58.122	0.000096	30.63	0.003	0.003
i-C <sub>4</sub>	0.0131	58.122	0.000131	31.79	0.004	0.004
i-C <sub>5</sub>	0.0023	72.149	0.000023	27.393	0.001	0.001
n-C <sub>5</sub>	0.0015	72.149	0.000015	27.674	0.001	0.001
C <sub>6</sub>	0.0011	86.175	0.000011	24.371	0.000	0.000
C <sub>7</sub> +	0.0018	100.202	0.000018	21.729	0.001	0.001
Total	100.000			<b>GPM</b>	<b>0.596</b>	<b>0.059</b>

**Tabla 6:** ‘Cálculo del GPM del gas analizado.’

Podemos concluir que:

- **C<sub>2+</sub>**: Tenemos 0.596 galones de líquido recuperable cada 1000 ft<sup>3</sup> de gas. Por lo tanto, como el gpm es menor a 2.5, se lo puede denominar como gas pobre, según **Tabla 2**: ‘Clasificación del gas según GPM’.
- **C<sub>3+</sub>**: Tenemos 0.059 galones de líquido recuperable cada 1000 ft<sup>3</sup> de gas. Por lo tanto, como el gpm es menor a 2.5, se lo puede denominar como gas pobre, según **Tabla 2**: ‘Clasificación del gas según GPM’.

Por tal motivo no es económicamente rentable la recuperación de hidrocarburos condensados, ya que su proporción es baja con respecto a la cantidad de agua, en consecuencia, el gas solo necesitara un tratamiento de deshidratación.

Con el propósito de ratificar la medición del higrómetro, se realizó en simultaneo la medición con el instrumento ‘Bureau of Mines’, la temperatura de rocío al agua a la presión de línea del gasoducto a la salida del proceso de 2 plantas deshidratadoras de TEG, para comprobar las mediciones obtenidas con el instrumento en línea.



**Figura 5.1:** ‘Medición con el Higrómetro a la salida de la planta’.

**Fuente:** ‘Foto obtenida el día de la medición en la operadora Oil&Gas’





**Figura 5.2:** ‘Medición con Bureau of Mines a la salida de la planta’.

**Fuente:** ‘Foto obtenida el día de la medición en la operadora Oil&Gas’

Los valores medidos se mostrarán en la siguiente tabla:

DATOS DE PLANTA 1				
		Medición con Bureau of Mines		Medición de Higrómetro
FECHA	HORA	PUNTO DE ROCIO (°C)	PRESIÓN (Kg/cm <sup>2</sup> )	CONTENIDO DE AGUA (mg/m <sup>3</sup> )
15/08/2023	10:30	1	66,8	120,8
	11:00	-1	66,8	109
	11:30	6	66,8	160

DATOS PLANTA 1		
FECHA	Presión de entrada a torre contactora (Kg/cm <sup>2</sup> )	67
15/08/2023	Temperatura de entrada a torre contactora (°C)	28
	Concentración de glicol pobre %	99,7
	Concentración de glicol Rico %	97

*Tabla 7:* 'Datos medidos a salida de la planta N°1'.

DATOS DE PLANTA 2				
		Medición con Bureau of Mines		Medición de Higrómetro
FECHA	HORA	PUNTO DE ROCIO (°C)	PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )	CONTENIDO DE AGUA (mg/m <sup>3</sup> )
03/10/2023	11:50	-19,5	77	41,19
	12:25	-19,2	76,83	41,75
	14:30	-21,6	76,96	43,31

DATOS PLANTA 2		
FECHA	Presión de entrada a torre contactora (Kg/cm <sup>2</sup> )	78,62
03/10/2023	Temperatura de entrada a torre contactora (°C)	25,01
	Concentración de glicol pobre %	99,0
	Concentración de glicol Rico %	97,2

**Tabla 8:** 'Datos medidos a salida de la planta N°2'.

## 5.2 Validación de datos medidos con los instrumentos.

Se validarán las mediciones obtenidas en el higrómetro con los valores medidos a partir de la utilización del Bureau of Mines. Para ello se tendrá que ingresar con la temperatura de rocío medida y la presión de gasoducto en el gráfico de McKetta-Wehe *figura 3.2*. Debido a que leer los valores gráficamente produce un error de precisión se utilizara una de las fórmulas semiempíricas ajustada a datos nomográficos que se obtuvieron del gráfico de Mcketta-Wehe.

A partir de la formula semiempírica mencionada anteriormente, calcularemos la saturación de agua en el gas con los valores medidos con el Bureau of Mines en las ‘Plantas 1 y Plantas 2’, y así validar la medición del higrómetro. Para lo cual haremos uso del programa de Microsoft Office Excel, y así también minimizar el error de precisión de los cálculos por corte y redondeo.

### 5.2.1 Formula Semiempírica de Sloan ajustada a datos del gráfico de McKetta- Wehe

Esta fórmula se obtuvo del artículo científico de investigación ‘*Formula calculation methods of water content in sweet natural gas and their adaptability analysis*’ de la revista *Natural Gas Industry B*. Esta revista tiene como objetivo informar sobre investigaciones académicas de vanguardia en el campo del gas natural, presentar las tendencias de desarrollo de la tecnología de ingeniería y promover el progreso de la tecnología de ingeniería con resultados de investigación teórica.

Sloan trató el contenido de agua en el gas natural dulce como una función de  $\frac{1}{(T+273,15)}$  y  $\ln(p)$ ; derivó la ecuación (1) basándose en los datos del gráfico nomográfico de Mcketta-Wehe. Esta ecuación es válida para un rango de presiones de 1 MPa a 15.000 MPa y temperaturas menores de 120°C.

$$W_{H_2O} = 16,02 \times \exp \left[ a_1 + a_2 \times \ln(p) + \left( \frac{a_3 + a_4 \times \ln p}{T + 273,15} \right) + \frac{a_5}{(T + 273,15)^2} + a_6 (\ln(p))^2 \right] \quad (1)$$

Donde  $W_{H_2O}$  es el contenido de agua en el gas natural dulce en  $\text{mg/m}^3$  a condiciones atmosféricas ( $15^\circ\text{C}$  y  $1 \text{ atm}$ );  $T$  denota la temperatura del gas en  $^\circ\text{C}$ , y  $p$  es la presión absoluta del gas en MPa; los parámetros de  $a_1$  a  $a_6$  son los coeficientes y sus valores se muestran en la siguiente Tabla:

Coeficientes de la Ecuación de SLOAN	
Coeficiente	Valor
a1	21,58610805
a2	-1,280044975
a3	-4808,426205
a4	113,0735222
a5	-40377,6358
a6	0,038508508

**Tabla 9:** ‘Coeficientes de la ecuación de Sloan’.

**Fuente:** *Formula calculation methods of water content in sweet natural gas and their adaptability analysis*. *Natural Gas Industry B*.

A continuación, se mostrará los resultados del contenido de agua utilizando la ecuación 1, con los datos medidos en cada planta.

DATOS PLANTA 1		Medicion con Berau of Mines			Formula Sloan												Valor obtenido con SLOAN
FECHA	Hora	Presión (kg/cm2)	Presion (MPa)	Temperatura (°C)	a1	a2	a3	a4	a5	a6	Term 1	Term 2	Term 3	Term 4	Term 5	Term 6	W (mg/Sm3)
15/08/2023	10:30	66,8	6,550842	1	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	19,180936	-16,7641581	-0,537235	0,1360456	2,0155881	120,2323384
	11:00	66,8	6,550842	-1	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	19,180936	-16,887356	-0,54516	0,1360456	1,884465	105,4569613
	12:30	66,8	6,550842	6	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	19,180936	-16,4638866	-0,518162	0,1360456	2,3349326	165,4667987

**Tabla 10:** ‘Valores de saturación de agua obtenidos con ecuación de SLOAN de Planta 1’.

DATOS PLANTA 2		Medicion con Berau of Mines			Formula Sloan												Valor obtenido con SLOAN
FECHA	Hora	Presión (kg/cm2)	Presion (MPa)	Temperatura (°C)	a1	a2	a3	a4	a5	a6	Term 1	Term 2	Term 3	Term 4	Term 5	Term 6	W (mg/Sm3)
03/10/2023	11:50	77	7,551121	-19,5	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	18,999038	-18,0556906	-0,627583	0,1573941	0,4731587	25,71299922
	12:30	76,83	7,534449	-19,2	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	19,001867	-18,0353449	-0,626101	0,1570501	0,4974716	26,34581658
	14:30	76,96	7,547198	-21,6	21,5869	-1,28004498	-4808,426	113,07352	-40377,64	0,038509	16,02	18,999703	-18,2066574	-0,638105	0,1573132	0,312254	21,89135726

**Tabla 11:** ‘Valores de saturación de agua obtenidos con ecuación de SLOAN de Planta 2’.

En la siguiente tabla se compara los valores obtenidos con la medición de higrómetro en las plantas, con el obtenido con la ecuación de SLOAN.

DATOS PLANTA 1		Medicion con Berau of Mines			Valor calculado con SLOAN	Medicion con higrometro
FECHA	Hora	Presión (kg/cm2)	Presion (MPa)	Temperatura (°C)	W (mg/Sm3)	W (mg/Sm3)
15/08/2023	10:30	66,8	6,5508422	1	120,2323384	120,8
	11:00	66,8	6,5508422	-1	105,4569613	109
	12:30	66,8	6,5508422	6	165,4667987	160

**Tabla 12:** ‘Tabla comparativa de saturación de agua obtenidos con medición de higrómetro y ecuación de SLOAN de Planta 1’.

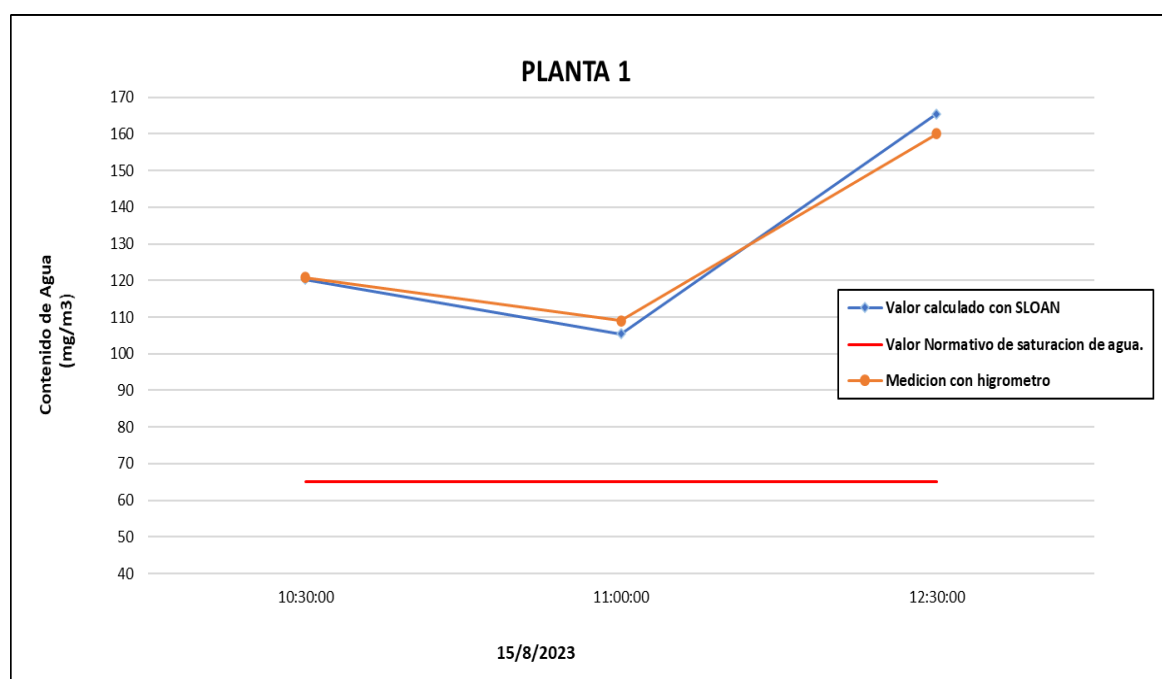
DATOS PLANTA 2		Medicion con Berau of Mines			Valor calculado con SLOAN	Medicion con higrometro
FECHA	Hora	Presión (kg/cm2)	Presion (MPa)	Temperatura (°C)	W (mg/Sm3)	W (mg/Sm3)
03/10/2023	11:50	77	7,5511205	-19,5	25,71299922	41,19
	12:30	76,83	7,5344492	-19,2	26,34581658	41,75
	14:30	76,96	7,54719784	-21,6	21,89135726	43,31

**Tabla 13:** ‘Tabla comparativa de saturación de agua obtenidos con medición de higrómetro y ecuación de SLOAN de Planta 2’.

A continuación, describiremos las condiciones operativas de cada planta y las conclusiones de los valores obtenidos con SLOAN vs medición de higrómetro.

➤ **Planta N°1**

Al momento de realizar la medición de datos, nos informaron que el gas que sale de la planta no tiene como condición obligatoria estar por debajo del valor normativo que establece ENARGAS,  $65 \text{ mg/cm}^3$ ; debido a que tienen un convenio con otra operadora.



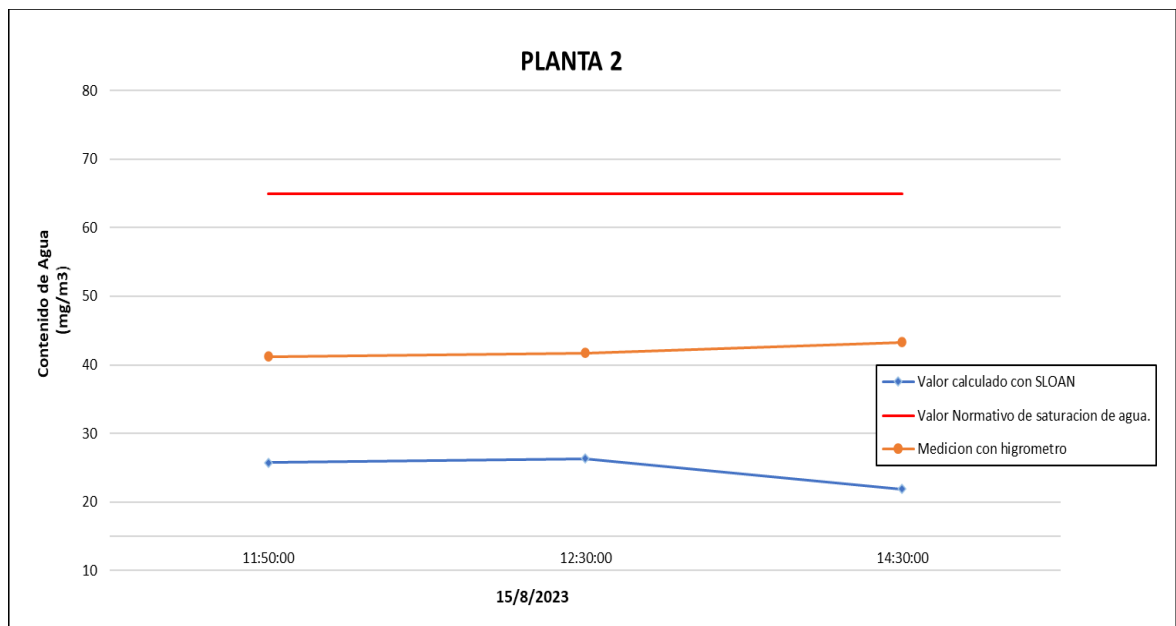
**Figura 5.3:** ‘Grafico comparativo de la Planta N°1’.

En la *figura 5.3* se puede observar que, aunque el gas se encuentre fuera de especificación; los valores obtenidos con la ecuación de SLOAN, no tienen tanta diferencia con respecto a los valores medidos con el Higrómetro. Por lo cual se puede asegurar que este instrumento no presenta errores en la medición, debido que a además se comprueba con el instrumento de Burea of Mines bajo la norma ASTM D-1142.



➤ **Planta N°2**

La información brindada al momento de realizar la medición en esta planta, fue que el gas tratado de la misma debe cumplir con la condición de estar por debajo del valor normativo de ENARGAS,  $65 \text{ mg/cm}^3$ ; ya que este gas si se transporta directamente a venta.



**Figura 5.4:** ‘Grafico comparativo de la Planta N°2’.

De la **figura 5.4** se puede comprobar con la ecuación de SLOAN, que, al momento de realizar la medición, el gas se encontraba en especificación. Por otro lado, también se puede observar que los valores de la medición que se obtuvieron con el higrómetro son erróneos, por lo cual se puede concluir que el instrumento presentaba fallas en ese momento, debido que a además se comprueba con el instrumento de Bureau of Mines bajo la norma ASTM D-1142.

## 5.2.2 Correlación para estimar el Dew Point

Una alternativa menos compleja para estimar el Dew Point es utilizar la correlación basada en el gráfico de la Fig.3.4, obtenida en el paper presentado por "AAIQ Asociación Argentina de Ingenieros Químicos" con el nombre de 'Nuevas correlaciones para la estimación del punto de rocío de equilibrio de agua en el proceso de deshidratación del gas natural' donde nos permite realizar una lectura más exacta y simple.

La correlación a utilizar es de forma de ecuaciones algebraicas, las que por su simplicidad pueden ser rápidamente implementadas en una planilla de cálculo, lo cual permite que se pueda realizar un rápido control del punto de rocío de agua a diferentes condiciones, evitando el uso engorroso de expresiones complejas y de gráficos.

$$T_{d,eq} = f_a(w) + f_b(w) \cdot T_c \quad (2)$$

$$f_a(w) = A_1 + \frac{B_1 w^2}{w^2 - C_1^2} + \frac{D_1 w^2}{w^2 - E_1^2} + \frac{F_1 w^2}{w^2 - G_1^2} \quad (3)$$

$$f_b(w) = A_2 \exp \left( G_2 \left( \frac{1}{C_2} \ln \left( \frac{w - C_2}{B_2} \right) \right)^{D_2} \right) + F_2 \quad (4)$$

Donde,

$T_{d,eq}$  = Punto de rocío del agua en equilibrio en Kelvin.

$T_c$  = Temperatura de torre contactora en Kelvin.

$w$  = Concentraciones de TEG en por ciento en peso %.

Coeficientes 95% <TEG< 99,99%		Coeficientes 95% <TEG< 99,99%	
A <sub>1</sub>	-4,37E+01	A <sub>2</sub>	2,11E+00
B <sub>1</sub>	-1,66E+01	B <sub>2</sub>	4,40E+01
C <sub>1</sub>	1,12E+02	C <sub>2</sub>	-1,29E+01
D <sub>1</sub>	-1,00E-01	D <sub>2</sub>	-1,06E-01
E <sub>1</sub>	-1,10E+03	E <sub>2</sub>	5,60E+01
F <sub>1</sub>	-1,59E-01	F <sub>2</sub>	-2,99E-02
G <sub>1</sub>	1,00E+02	G <sub>2</sub>	-5,00E-01

**Tabla 14:** 'Coeficientes empleados en la ecuación 3 y 4'.

**Fuente:** 'Nuevas correlaciones para la estimación del punto de rocío de equilibrio de agua en el proceso'. AAIQ Asociación Argentina de Ingenieros Químicos.

Dado que en el proceso de deshidratación el gas húmedo entra en contacto en contracorriente con la solución concentrada de TEG en la torre contactora, a presión y temperatura constante, la corriente de gas entra en equilibrio con la corriente de TEG durante un corto tiempo, debido a esto el punto de rocío de agua que se obtiene realmente es siempre mayor que el punto de rocío de equilibrio ( $T_{d,eq}$ ). En consecuencia, el punto de rocío real del gas de salida ( $T_{d, salida}$ ) dependerá de la velocidad de circulación del TEG. Una unidad bien diseñada y operada tendrá un punto de rocío real de 6 K a 11 K más alta que el punto de rocío de equilibrio (P. Gandhidasan,2003).

$$T_{d,salida} = T_{d,eq} + 6 K \text{ en (K) (5)}$$

En la siguiente tabla se encuentran los valores de punto de rocío, que se obtuvieron iterando con la ecuación (2) hasta encontrar que se cumpla el “ $w$ ” relevado de las plantas 1 y 2.

DATOS PLANTA 1							
FECHA	Presión de entrada a torre contactora (Kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura de entrada a torre contactora (°C)	Concentración de glicol pobre %	Td, equilibrio		Td,rocío salida	
				K	°C	K	°C
15/08/2023	67	28	95	265,3698	-7,7802	271,3698	-1,7802

**Tabla 15:** ‘Valores de punto de rocío obtenidos con ecuación de (2) para la Planta 1’.

DATOS PLANTA 2							
FECHA	Presión de entrada a torre contactora (Kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura de entrada a torre contactora (°C)	Concentración de glicol pobre %	Td, equilibrio		Td,rocío salida	
				K	°C	K	°C
03/10/2023	78,62	25,01	99	247,65	-25,5	253,65	-19,5

**Tabla 16:** ‘Valores de punto de rocío obtenidos con ecuación de (2) para la Planta 2’.

## 5.3 Detección de los desvíos tempranos en la medición del contenido de agua en el gas.

Con este proyecto integrador profesional se pretende detectar desvíos tempranos en la medición del contenido de agua en el gas, a partir de comparar el valor medido por el higrómetro que se observa remotamente, con los parámetros operativos de la torre contactora los cuales son: temperatura, presión y concentración de glicol (TEG) que se le inyecta a la torre contactora. En conclusión, lo que se propone es un método de cálculo de la temperatura del punto de rocío al agua a una presión de línea dada, donde la misma depende de los parámetros de la operación de la planta.

Los resultados obtenidos se contemplarán aceptables si la diferencia entre la temperatura de rocío obtenida por el higrómetro y la que depende de los parámetros operativos de la planta es menor al 5%.

$$Error = T_{RH} - T_{d,salida} \leq 5 \% \quad (6)$$

Donde:

$T_{RH}$  : Temperatura de rocío del higrómetro obtenida con la ecuación de SLOAN.

$T_{d,salida}$  : Temperatura de rocío real del gas de salida obtenida con la corrección de Dew Point.

### 5.3.1 Aplicación del método propuesto

Se procede a calcular la temperatura del punto de rocío al agua real que mide el higrómetro a la salida de la planta, a partir de la ecuación de SLOAN tomando como parámetro de entrada el contenido de agua en el gas, leído por dicho instrumento y la presión de línea.

Los cálculos se realizaron utilizando la ecuación (1) mediante la función SOLVER de Microsoft Excel.

DATOS PLANTA 1	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)
15/08/2023	66,8	6,5508422	120,8	1,084586614

*Tabla 17:* ‘Punto de rocío del higrómetro Planta 1’.

DATOS PLANTA 2	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)
03/10/2023	77	7,5511205	41,19	-13,20374412

*Tabla 18:* ‘Punto de rocío del higrómetro Planta 2’.

A continuación, se procede a comparar los valores obtenidos de temperatura de Punto de Rocío en la tabla anterior con los valores del *Capítulo 5.2.2, Tabla 15 y 16* para Planta 1 y 2 respectivamente.

DATOS PLANTA 1	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN	Correlación de DEW POINT
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)	T <sub>d,salida</sub> (°C)
15/08/2023	66,8	6,5508422	120,8	1,084586614	-1,780137157

*Tabla 19:* ‘Comparación de valores de Punto de rocío de Planta 1’.

DATOS PLANTA 2	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN	Correlación de DEW POINT
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)	T <sub>d,salida</sub> (°C)
03/10/2023	77	7,5511205	41,19	-13,20374412	-20,58492998

**Tabla 20:** ‘Comparación de valores de Punto de rocío de Planta 2’.

Finalmente, al comparar los valores que se muestra en las tablas anteriores se puede decir que:

El desvío que presenta el valor del punto de rocío al agua obtenido por el higrómetro con respecto al valor obtenido con parámetros de la torre contactora tiene un error del 5%, lo cual es aceptable para tomar como referencia que el método propuesto funciona, ya que además fue verificado con el método ASTM-D-1142 (la utilización del Bureau of Mines ratificando lo mencionado).

### **Planta 1:**

Por lo mencionado anteriormente queda demostrado que para esta planta el higrómetro NO presenta falla en la medición.

DATOS PLANTA 1	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN	Correlación de DEW POINT	Bureau of Mines	
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)	T <sub>d,salida</sub> (°C)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	Temperatura (°C)
15/08/2023	66,8	6,5508422	120,8	1,084586614	-1,780137157	120,2323384	1

**Tabla 21:** ‘Comparación de valores de Punto de rocío con el método ASTM-D-1142 de Planta 1’.

### Planta 2:

Por lo mencionado anteriormente queda demostrado que para esta planta el higrómetro SI presenta falla en la medición.

DATOS PLANTA 2	Presión de salida de planta		Lectura de higrómetro	Valor calculado con SLOAN	Correlación de DEW POINT	Bureau of Mines	
FECHA	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión (MPa)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	T <sub>RH</sub> (°C)	T <sub>d,salida</sub> (°C)	W (mg/Sm <sup>3</sup> )	Temperatura (°C)
03/10/2023	77	7,5511205	41,19	-13,20374	-20,584929	25,71299	-19,5

**Tabla 22:** ‘Comparación de valores de Punto de rocío con el método ASTM-D-1142 de Planta 2’.

### 5.3.2 Esquematización grafica del método

Posterior a la validación del método propuesto se mostrarán los pasos a seguir para alcanzar la solución a la problemática asociada a la falla del instrumento mediante un diagrama de flujo.

Para esto se utilizarán los siguientes parámetros de entrada:

$P_l$  = Presión de línea en el gasoducto en MPa.

$W$  = Saturación de agua leída por el higrómetro en mg/cm<sup>3</sup>

$T_c$  = Temperatura de torre contactora en Kelvin.

$w$  = Concentraciones de TEG en porciento en peso %.

Además, se debe tener en cuenta que:

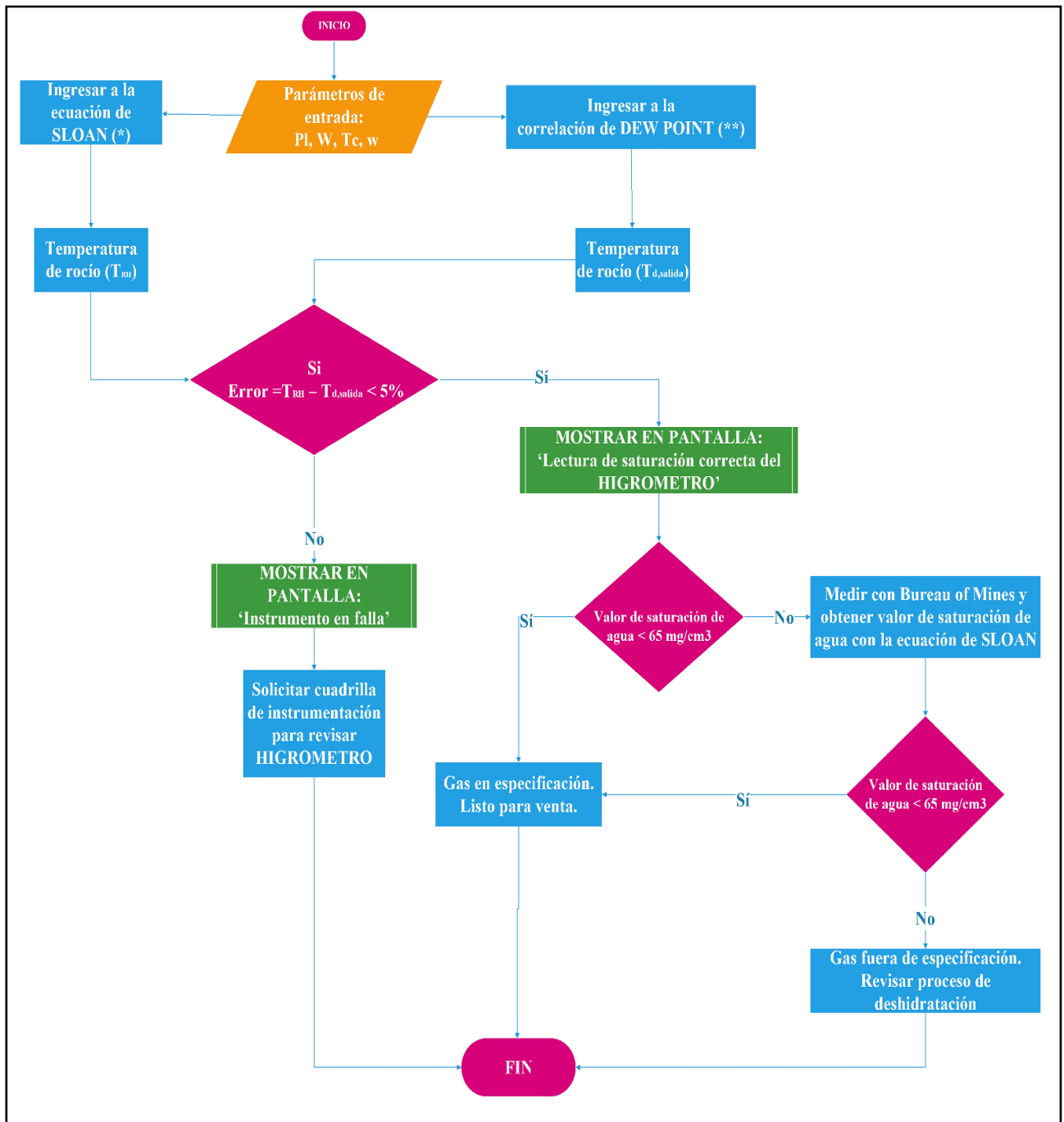
(\*) Ecuacion presentada en **Capitulo 5.2.1.**

(\*\*) Correlacion presentada en capitulo **Capitulo 5.2.2.**

De los cuales se obtendrán:

$T_{RH}$  : Temperatura de rocío del higrómetro obtenida con la ecuación de SLOAN.

$T_{d,salida}$  : Temperatura de rocío real del gas de salida obtenida con la corrección de Dew point.



**Figura 5.5:** ‘Diagrama de flujo para detectar fallas en el higrómetro o en el proceso de deshidratación’.

**Fuente:** Realizado por las autoras de este PIP.



# Capítulo 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 6.1 Conclusiones

- 1) Con el presente trabajo se pudo validar un método sencillo y aplicable en la operación remota para identificar fallas en el instrumento de medición de saturación de agua llamado higrómetro utilizando como datos los parámetros operativos que son visibles en SCADA.
- 2) Uno de los beneficios de esta propuesta es obtener un soporte extra que ayuda a prevenir desvíos en el proceso de deshidratación del gas, debido a que si se cumple que  $Error = T_{RH} - T_{d,salida} \leq 5\%$ , se puede descartar rápidamente que sea error del instrumento y se deberá examinar los valores operativos a los que se encuentra operando la planta de deshidratación, logrando tomar acción antes de llegar a valores de saturación de agua por encima del establecido por ENARGAS.
- 3) Otra utilidad que se logra alcanzar con el método es el de obtener un valor real aproximado de la temperatura de rocío al agua en el gas, sin la necesidad de recurrir inmediatamente a realizar las mediciones en el campo con el Bureau of Mines, logrando no ver afectada la medición por: largas distancias de las plantas en los yacimientos, factores climáticos, falta de cuadrilla de medición, etc.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- 1) Asegurar que la planta deshidratadora con Trietilenglicol trabajé a las condiciones operativas adecuadas al proceso.
- 2) Contemplar que, si el proceso de deshidratación no es correcto, como primera medida se deberá revisar lo siguiente:
  - Que el caudal de glicol (TEG) no se encuentre contaminado.
  - Si se aumento el caudal de gas de trabajo, de igual manera debe aumentarse el caudal de glicol en la torre deshidratadora.
  - Si la Temperatura a la cual ingresa el gas a la torre contactora se encuentre dentro del siguiente rango [  $T \geq 30^{\circ} \text{C}$  condensa agua en el gas;  $T \leq 15^{\circ}\text{C}$  posible formación de hidratos].
  - Se realice una buena separación de la fase gaseosa-liquida en el Separador previo a la torre contactora.
- 3) Considerar el rango de trabajo del higrómetro que está asociado a la marca de dicho instrumento a utilizar. En este trabajo su utilizo el HIGROMETRO TDLAS J22 con rango de medición:
  - 0 a 500 ppmv (0 a 24 lb/mmscf)
  - 0 a 2000 ppmv (0 a 95 lb/mmscf)
  - 0 a 6000 ppmv (0 a 284 lb/mmscf)
- 4) Realizar mantenimiento periódico al analizador de humedad para evitar fallas en la lectura de la medición.

## BIBLIOGRAFIA

- MSc. Ing. Flavia Ruiz: Notas de clases “Gas y Gasolina”. UNCo.
- Marcías J. Martínez (1994), Ingeniería de gas, Principios y Aplicaciones.
- Francis S. Manning, Richard E. Thompson, William P. Manning y Paul.
- Buthod (1991), Oilfield Processing of Petroleum volumen one: Natural Gas.
- ENARGAS-NAG-602 Año 2019, ‘ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y OTROS GASES ANÁLOGOS.’
- Paper: El Reventón Energético Vol. 8 No 2 de 2010 - Jul/Dic, MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), 2014., ‘ASPECTOS TÉCNICOS, ESTRATÉGICOS Y ECONÓMICOS DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS.’
- Olga Patricia Ortiz Cancino, M.Sc. VOL. 8 NUM. 2, SEGUNDO SEMESTRE DE 2010, FUENTES ‘EL REVENTÓN ENERGÉTICO’.
- PIP-2018, Op. de Planta de Des. Gas mediante el uso de Glicol.
- MACHINE LEARNING PARA PLANTAS DE PROCESOS DE GAS; Flavia Ruiz 2022.
- Erdmann, Eleonora; Ruiz, Liliana Ale; Benítez, Leonel; Tarifa, Enrique, ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR SIMULACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE UNA PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS NATURAL.
- Avances en Ciencias e Ingeniería, vol. 3, núm. 3, julio-septiembre, 2012.

- Zhu Lin, Fan Junming, Zhu Jia, Qin Li C., Li Luling. ‘MÉTODOS DE CÁLCULO DE FÓRMULAS DE CONTENIDO DE AGUA EN GAS NATURAL DULCE Y ANÁLISIS DE SU ADAPTABILIDAD’
- L.A. Benitez , J.P. Gutiérrez, E. Erdmann, L. Ale Ruiz y E.E. Tarifa. ‘NUEVAS CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO DE EQUILIBRIO DE AGUA EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.’

# ANEXOS

## ANEXO 1: PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

Compound	Formula	Mol Wt	Boiling Point °F (1 atm)	Vapor Press @ 100 F Psia	Critical		Liquid Spec. Grav. 60/60 F	Volume Ratio scf gas/ gal liq.
					Press. Psia	Temp. Degr F		
Methane	CH <sub>4</sub>	16.043	-258.73	(5000) <sup>a</sup>	666.4	-116.67	(0.3) <sup>b</sup>	(59.135) <sup>c</sup>
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	-127.49	(800) <sup>a</sup>	706.5	89.92	0.35619 <sup>d</sup>	37.476 <sup>e</sup>
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	-43.75	188.64	616.0	206.06	0.50699 <sup>d</sup>	36.375 <sup>e</sup>
Iso-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	10.78	72.581	527.9	274.46	0.56287 <sup>d</sup>	30.639 <sup>e</sup>
Normal Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	31.08	51.706	550.6	305.62	0.58401 <sup>d</sup>	31.790 <sup>e</sup>
Iso-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	82.12	20.445	490.4	369.10	0.62470	27.393
Normal Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	96.92	15.574	488.6	385.8	0.63112	27.674
n-Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	155.72	4.960	436.9	453.6	0.66383	24.371
n-Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	209.16	1.620	396.8	512.7	0.68820	21.729
n-Octane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.231	258.21	0.537	360.7	564.2	0.70696	19.580
n-Decane	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142.285	345.48	0.061	305.2	652.0	0.73421	16.326
Nitrogen	N <sub>2</sub>	28.013	-320.45	—	493.1	-232.51	0.80940 <sup>d</sup>	91.413 <sup>e</sup>
Oxygen	O <sub>2</sub>	31.999	-297.33	—	731.4	-181.43	1.1421 <sup>d</sup>	112.93 <sup>e</sup>
Carbon Dioxide	CO <sub>2</sub>	44.010	-109.26 <sup>b</sup>	—	1071	87.91	0.81802 <sup>d</sup>	58.807 <sup>e</sup>
Hydrogen Sulfide	H <sub>2</sub> S	34.08	-76.50	394.59	1300	212.45	0.80144 <sup>d</sup>	74.401 <sup>e</sup>
Water	H <sub>2</sub> O	18.0153	212.00	0.950	3198.8	705.16	1.00000 <sup>d</sup>	175.62 <sup>e</sup>
Air	Mixture	28.9625	-317.8	—	546.9	-221.31	0.87476 <sup>d</sup>	95.557 <sup>e</sup>

Compound	Acentric Factor, ω	Flammability Limits, vol% in Air Mixt.		Heating Value 60°F, 1 atm Btu/scf		Freezing Point @ 1 atm Degr F	Heat of Vap'n @ 1 atm Btu/lb
		Lower	Upper	Net	Gross		
Methane	0.0104	5.0	15.0	909.4	1010.0	-296.44 <sup>f</sup>	219.45
Ethane	0.0979	2.9	13.0	1618.7	1769.6	-297.04 <sup>f</sup>	211.14
Propane	0.1522	2.0	9.5	2314.9	2516.1	-305.73 <sup>f</sup>	183.01
Iso-Butane	0.1852	1.8	8.5	3000.4	3251.9	-255.28	157.23
Normal Butane	0.1995	1.5	9.0	3010.8	3262.3	-217.05	165.93
Iso-Pentane	0.2280	1.3	8.0	3699.0	4000.9	-255.82	147.12
Normal Pentane	0.2514	1.4	8.3	3706.9	4008.9	-217.05	153.57
n-Hexane	0.2994	1.1	7.7	4403.8	4755.9	-139.58	143.94
n-Heptane	0.3494	1.0	7.0	5100.8	5502.5	-131.05	136.00
n-Octane	0.3977	0.8	6.5	5796.1	6248.9	-70.18	129.52
n-Decane	0.4898	0.7	5.4	7189.6	7742.9	-21.36	119.65
Nitrogen	0.0372	—	—	—	—	-346.00 <sup>f</sup>	85.59
Oxygen	0.0216	—	—	—	—	-361.82 <sup>f</sup>	91.59
Carbon Dioxide	0.2667	—	—	—	—	-69.83	246.47
Hydrogen Sulfide	0.0948	4.3	45.5	586.8	637.1	-121.88 <sup>f</sup>	235.63
Water	0.3443	—	—	—	—	32.00	970.18
Air	—	—	—	—	—	—	88.20

a. Above critical point, extrapolated or estimated.  
b. Sublimation point.  
c. At saturation pressure, 60°F.  
d. At normal boiling point.  
e. Gas at 60°F, liquid at normal boiling point.  
f. At the triple point pressure.

**Tabla 1:** Propiedades de los hidrocarburos y gases comunes.

**Fuente:** Libro de datos de ingeniería de GPSA, 10 edición, 1987.

## ANEXO 2: RESUMEN DE FORMULAS

Para calcular la  $Y_i$  se utiliza la siguiente formula:

$$Y_i = \frac{\text{Molar } \%}{100}$$

Donde:

$$\text{Molar } \% = \text{Vol } \%$$

El GPM se calcula con la siguiente formula:

$$GPM = \frac{1}{\text{VOLUME RATIO}} * 1000 * Y_i$$