



**UNIVERSIDAD MICHOACANA  
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“EVALUACIÓN DEL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA E  
IMPLEMENTACIÓN DE UN TUBO VÓRTEX PARA  
EVITAR EL CONGELAMIENTO POR EFECTO JOULE-  
THOMSON EN EL PROCESO DE DESCOMPRESIÓN DEL  
GAS NATURAL”**

# **TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN  
INGENIERÍA MECÁNICA**

**PRESENTA:**

**ING. LUIS FERNANDO VILLALÓN LÓPEZ**

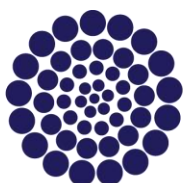
**ASESOR:**

**DR. CARLOS RUBIO MAYA**

**COASESOR:**

**DR. VÍCTOR MANUEL AMBRIZ DÍAZ**

**Morelia, Michoacán, febrero 2023**



**CONACYT**

*Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darme la capacidad y oportunidad de realizar este trabajo

A mi madre, Alicia Villalón López por su amor y apoyo incondicional.

A mi novia, Lupita Segura por todo el amor y cariño, además de su apoyo.

Al Dr. Carlos Rubio Maya y al Dr. Víctor Manuel Ambriz Díaz, por sus conocimientos, tiempo y dedicación que permitieron realizar, gracias a su asesoría, este trabajo.

Al resto de miembro de la mesa sinodal, conformada por la Dra. Laura Alicia Ibarra Bracamontes, el Dr. J. Jesús Pacheco Ibarra y el Dr. Víctor López Garza por su tiempo y atención para la revisión y corrección de este trabajo.

Al Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica, así como a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, por la oportunidad dada de cursar el programa de maestría.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo económico brindado durante el tiempo de estudio del programa de Maestría

## **DEDICATORIA**

Para todos aquellos que buscan superarse a sí mismos.

## RESUMEN

En el proceso de transporte y distribución del gas natural por el método de gas natural comprimido se tiene la problemática del descenso en la temperatura del gas al momento de la descompresión debido al efecto Joule-Thomson, lo cual genera varios problemas en los equipos. Se han implementado varios sistemas de precalentamiento con el fin de evitar este fenómeno.

En esta propuesta de investigación se pretende abordar una posible solución implementando en un sistema de descompresión, un precalentamiento con energía geotérmica y agregando un tubo vórtex para aumentar su eficiencia y reducir el consumo de gas en el proceso de precalentamiento de la estación. Se determinan las propiedades del gas natural de acuerdo a una composición específica y se realiza un modelado energético y exergoeconómico de la estación para analizar más a fondo el comportamiento de las diversas variables. De igual manera se realiza un proceso de optimización para reducir el costo de salida del gas natural descomprimido.

Se obtienen diversos resultados que muestran la viabilidad de este sistema implementado, tales como los flujos de calor, los flujos másicos y los valores de presión y temperatura aptos para la correcta operación del mismo, así como los costos de cada flujo del sistema y la tasa de costos de los equipos. Se determina que la estación solventa el problema del congelamiento debido al efecto Joule-Thomson y se obtienen los valores requeridos de las variables para optimizar el costo del gas natural.

**Palabras clave:** Estación descompresora, exergoeconómico, modelado, precalentamiento, congelamiento

## **ABSTRACT**

In the natural gas transport and distribution, by compressed natural gas process there's a problematic of the decrease of gas temperature at the decompression moment due to Joule-Thomson effect, which generates various equipment problems. Preheating systems are being implemented to prevent this phenomenon.

In the research propose is intended to address a possible solution by implementing in a decompressing system a geothermal energy preheating and a vortex tube to rise the efficiency and reduce the gas consumption in the preheating process of the station. The natural gas properties are calculated according to a specific composition and an energetic and exergoeconomic model of the station is done to analyze in deep the behave of the multiple variables. An optimization process is done to reduce the exit cost of the decompressed natural gas.

Multiple results that show the viability of the implemented system are obtained, such as the heating flows, the mass flows and the suitable pressure and temperature values for the proper operation of it, as well as the cost of the system flows and the cost rate of the equipment. It is determined that the station solvent the problematic due to Joule-Thomson effect and the values required to optimize the natural gas cost are obtained.

## ÍNDICE

|                                                                                       |      |
|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| RESUMEN .....                                                                         | IV   |
| ABSTRACT .....                                                                        | V    |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....                                                               | XI   |
| ÍNDICE DE TABLAS.....                                                                 | XIII |
| NOMENCLATURA.....                                                                     | XV   |
| 1   CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN .....                                                    | 1    |
| 1.1   TRANSPORTE POR GASODUCTOS .....                                                 | 2    |
| 1.2   GAS NATURAL LICUADO .....                                                       | 3    |
| 1.3   GAS NATURAL COMPRIMIDO .....                                                    | 3    |
| 1.4   PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....                                                | 4    |
| 1.4.1   CONGELAMIENTO DEBIDO A LA DESCOMPRESIÓN SÚBITA<br>(EFECTO JOULE-THOMSON)..... | 4    |
| 1.5   JUSTIFICACIÓN .....                                                             | 5    |
| 1.6   OBJETIVO .....                                                                  | 6    |
| 1.6.1   OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....                                                   | 6    |
| 1.7   HIPÓTESIS .....                                                                 | 6    |
| 1.8   FUNDAMENTO TEÓRICO .....                                                        | 6    |
| 1.8.1   PRECALENTAMIENTO DEL GAS NATURAL .....                                        | 7    |
| 1.8.1.1   CALENTADORES DE LÍNEA .....                                                 | 7    |
| 1.8.1.2   RESISTENCIAS ELÉCTRICAS .....                                               | 8    |
| 1.8.1.3   CALENTADORES CATALÍTICOS .....                                              | 9    |
| 1.8.2   COEFICIENTE DE JOULE-THOMSON.....                                             | 10   |
| 1.8.3   TUBO VÓRTEX .....                                                             | 10   |
| 1.9   ANTECEDENTES .....                                                              | 11   |
| 1.9.1   PRECALENTAMIENTO Y TURBINA.....                                               | 11   |
| 1.9.2   SISTEMA DE EXPANSIÓN CON COGENERACIÓN .....                                   | 12   |
| 1.9.3   PRECALENTAMIENTO INDIRECTO .....                                              | 13   |
| 1.9.4   PRECALENTAMIENTO SOLAR Y TURBINA.....                                         | 14   |
| 1.9.5   PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO Y TUBO VÓRTICE. ....                              | 15   |
| 1.9.6   PRECALENTAMIENTO CON DISTRIBUIDOR DE LÍNEA.....                               | 17   |
| 2   CAPÍTULO II: DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS .....                                     | 18   |

|         |                                                         |    |
|---------|---------------------------------------------------------|----|
| 2.1     | DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA.....                    | 18 |
| 2.1.1   | COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL.....                        | 20 |
| 2.1.1.1 | ÍNDICE DE WOUBE .....                                   | 22 |
| 2.1.2   | PROPIEDADES DEL GAS NATURAL .....                       | 22 |
| 2.2     | TUBO VÓRTEX .....                                       | 24 |
| 2.3     | PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO.....                        | 26 |
| 2.3.1   | GRADIENTE GEOTÉRMICO .....                              | 27 |
| 2.3.2   | YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS .....                           | 28 |
| 2.3.2.1 | YACIMIENTOS DE ALTA ENTALPÍA .....                      | 29 |
| 2.3.2.2 | YACIMIENTOS DE MEDIA ENTALPÍA.....                      | 30 |
| 2.3.2.3 | YACIMIENTOS DE BAJA ENTALPÍA .....                      | 30 |
| 2.3.3   | TECNOLOGÍAS PARA USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA .....        | 31 |
| 2.3.3.1 | SISTEMAS ABIERTOS.....                                  | 31 |
| 2.3.3.2 | SISTEMAS CERRADOS.....                                  | 32 |
| 2.4     | TINA DE CALENTAMIENTO .....                             | 35 |
| 2.4.1   | VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN .....                     | 36 |
| 2.4.2   | SISTEMA DE CALENTAMIENTO POR MEDIO DEL GAS NATURAL..... | 38 |
| 2.5     | OTROS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS.....                       | 39 |
| 2.5.1   | CÁMARA DE MEZCLADO .....                                | 39 |
| 2.5.2   | VÁLVULAS DE SEGURIDAD .....                             | 40 |
| 2.5.3   | EQUIPOS DE CONTROL Y MONITOREO .....                    | 41 |
| 3       | CAPÍTULO III: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA .....         | 42 |
| 3.1     | DATOS GENERALES DEL SISTEMA.....                        | 42 |
| 3.1.1   | COMPÓSICIÓN DEL GAS NATURAL.....                        | 42 |
| 3.1.1.1 | FRACCIÓN MÁSCA, FRACCIÓN MOLAR Y MASA MOLAR .....       | 42 |
| 3.1.2   | COMPORTAMIENTO P-V-T .....                              | 45 |
| 3.1.2.1 | DENSIDAD DEL GAS NATURAL .....                          | 47 |
| 3.1.3   | ENTALPÍA Y ENTROPÍA .....                               | 48 |
| 3.1.4   | CALORES ESPECÍFICOS .....                               | 49 |
| 3.1.5   | VISCOSIDAD .....                                        | 49 |
| 3.1.6   | CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.....                              | 50 |
| 3.2     | TUBO VÓRTEX .....                                       | 50 |

|         |                                                                               |    |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.3     | PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO.....                                              | 52 |
| 3.3.1   | MÉTODO DMLT.....                                                              | 54 |
| 3.3.2   | COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR .....                            | 55 |
| 3.3.3   | LONGITUD DEL INTERCAMBIADOR .....                                             | 59 |
| 3.4     | TINA DE CALENTAMIENTO .....                                                   | 61 |
| 3.4.1   | QUEMADOR DE GAS NATURAL.....                                                  | 63 |
| 4       | CAPÍTULO IV: IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO Y MÉTODO DE SOLUCIÓN                   | 64 |
| 4.1     | VARIABLES DE ENTRADA.....                                                     | 65 |
| 4.2     | COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL .....                               | 66 |
| 4.2.1   | COMPOSICIÓN.....                                                              | 66 |
| 4.2.2   | MASA MOLAR Y CONSTANTE DE GAS .....                                           | 67 |
| 4.2.3   | FACTOR DE COMPRESIBILIDAD.....                                                | 69 |
| 4.2.4   | FLUJO MÁSSICO.....                                                            | 70 |
| 4.2.5   | CALORES ESPECÍFICOS .....                                                     | 71 |
| 4.2.6   | VISCOSIDAD .....                                                              | 73 |
| 4.2.7   | CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.....                                                    | 75 |
| 4.3     | ANÁLISIS TUBO VÓRTEX .....                                                    | 76 |
| 4.4     | ANÁLISIS PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO .....                                    | 77 |
| 4.4.1   | DMLT.....                                                                     | 78 |
| 4.4.2   | COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR .....                            | 79 |
| 4.4.2.1 | TUBO DEL INTERCAMBIADOR.....                                                  | 79 |
| 4.4.2.2 | NÚMERO DE REYNOLDS Y DE PRANDTL.....                                          | 81 |
| 4.4.2.3 | NÚMERO DE NUSSELT Y COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN..... | 82 |
| 4.4.2.4 | ÁREA DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....                                           | 82 |
| 4.4.2.5 | LONGITUD DEL INTERCAMBIADOR.....                                              | 83 |
| 4.5     | ANÁLISIS TINA DE CALENTAMIENTO .....                                          | 84 |
| 4.5.1   | EFFECTO JOULE-THOMSON Y BALANCE .....                                         | 84 |
| 4.5.2   | QUEMADOR DE GAS NATURAL.....                                                  | 86 |
| 4.6     | RESULTADOS GENERALES .....                                                    | 87 |
| 4.7     | VALIDACIÓN DE RESULTADOS .....                                                | 88 |
| 4.8     | VARIACIÓN DE PARÁMETROS.....                                                  | 89 |



|         |                                                                                 |     |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.8.1   | ARREGLO DEL TUBO EN U .....                                                     | 90  |
| 4.8.2   | DIÁMETRO DEL POZO.....                                                          | 91  |
| 4.8.3   | FRACCIONES DE FRÍO Y CALIENTE EN EL TUBO VÓRTEX .....                           | 92  |
| 5       | CAPÍTULO V: ANÁLISIS EXERGEOECONÓMICO DEL SISTEMA.....                          | 94  |
| 5.1     | FLUJOS DE EXERGÍA .....                                                         | 94  |
| 5.2     | DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA.....                                                     | 98  |
| 5.3     | COSTOS DE INVERSIÓN .....                                                       | 99  |
| 5.3.1   | TUBO VÓRTEX .....                                                               | 100 |
| 5.3.2   | POZO GEOTÉRMICO .....                                                           | 104 |
| 5.3.3   | INTERCAMBIADOR GEOTÉRMICO (TUBO EN U).....                                      | 106 |
| 5.3.4   | CÁMARA DE MEZCLA.....                                                           | 107 |
| 5.3.5   | TINA DE CALENTAMIENTO .....                                                     | 108 |
| 5.3.6   | QUEMADOR .....                                                                  | 109 |
| 5.3.7   | ACTUALIZACIÓN DE COSTOS.....                                                    | 110 |
| 5.4     | FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL .....                                         | 112 |
| 5.5     | TASA DE COSTO DE LOS EQUIPOS.....                                               | 113 |
| 5.6     | BALANCE DE COSTOS .....                                                         | 113 |
| 5.7     | EVALUACIÓN TERMOECONÓMICA .....                                                 | 118 |
| 5.8     | RESULTADOS DEL ANÁLISIS EXERGEOECONÓMICO .....                                  | 120 |
| 6       | CAPÍTULO VI: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA .....                                     | 123 |
| 6.1     | ANÁLISIS PARAMÉTRICO.....                                                       | 124 |
| 6.1.1   | ANÁLISIS PARAMÉTRICO DEL COSTO DEL GAS NATURAL .....                            | 125 |
| 6.1.1.1 | TEMPERATURA TINA DE CALENTAMIENTO.....                                          | 125 |
| 6.1.1.2 | PORCENTAJE DE FRÍO Y CALOR DEL TUBO VÓRTEX.....                                 | 126 |
| 6.1.1.3 | TEMPERATURA DEL POZO GEOTÉRMICO .....                                           | 128 |
| 6.1.1.4 | CAUDAL VOLUMÉTRICO A LA SALIDA.....                                             | 130 |
| 6.1.2   | ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA<br>(IRREVERSIBILIDADES) ..... | 132 |
| 6.1.2.1 | TEMPERATURA EN LA TINA DE CALENTAMIENTO .....                                   | 132 |
| 6.1.2.2 | PORCENTAJE DE FRÍO Y CALOR DEL TUBO VÓRTEX.....                                 | 133 |
| 6.1.2.3 | TEMPERATURA DEL POZO GEOTÉRMICO .....                                           | 135 |
| 6.1.2.4 | CAUDAL VOLUMÉTRICO A LA SALIDA.....                                             | 137 |
| 6.2     | OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DEL GAS NATURAL.....                                     | 139 |

|                                           |                                                        |     |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----|
| 6.3                                       | OPTIMIZACIÓN DE LA DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA .....        | 142 |
| 6.4                                       | COMPARACIÓN DEL COSTO VS. DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA ..... | 145 |
| CONCLUSIONES .....                        |                                                        | 147 |
| REFERENCIAS .....                         |                                                        | 148 |
| ANEXOS .....                              |                                                        | 153 |
| Código EES.....                           |                                                        | 153 |
| ACCIONES DE DIVULGACIÓN .....             |                                                        | 162 |
| PRESENTACIÓN EN CONGRESOS.....            |                                                        | 162 |
| PUBLICACIÓN DE ARTÍCULOS CIENTÍFICOS..... |                                                        | 163 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                    |                                                                                                    |    |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1.1</b>  | Proceso de transporte del gas natural por gasoductos.....                                          | 3  |
| <b>Figura 1.2</b>  | Etapas del GNC.....                                                                                | 4  |
| <b>Figura 1.3</b>  | Calentador catalítico [7].....                                                                     | 7  |
| <b>Figura 1.4</b>  | Esquema simplificado del precalentamiento [11].....                                                | 12 |
| <b>Figura 1.5.</b> | Esquema del sistema de expansión [12]. ....                                                        | 13 |
| <b>Figura 1.6</b>  | Sistema convencional de una estación descompresora de GN. [14].....                                | 14 |
| <b>Figura 1.7</b>  | Esquema del sistema mejorado [14]. ....                                                            | 15 |
| <b>Figura 1.8</b>  | Estación descompresora de GN equipada con un tubo vórtex y un intercambiador geotérmico [15]. .... | 16 |
| <b>Figura 2.1.</b> | Proceso de precalentamiento del GN. ....                                                           | 18 |
| <b>Figura 2.2</b>  | Esquema estación descompresora de gas natural con tubo vórtex y precalentamiento geotérmico.....   | 19 |
| <b>Figura 2.3</b>  | Esquema de un tubo vórtice [21]. ....                                                              | 24 |
| <b>Figura 2.4</b>  | Ventajas y desventajas de la energía geotérmica. ....                                              | 27 |
| <b>Figura 2.5</b>  | Mapa de flujos de calor y recursos geotérmicos en México [28]. ....                                | 29 |
| <b>Figura 2.6</b>  | Ejemplo de un sistema geotérmico abierto [30].....                                                 | 32 |
| <b>Figura 2.7</b>  | Ejemplo de un sistema geotérmico cerrado en vertical [30]. ....                                    | 34 |
| <b>Figura 2.8</b>  | Tipos de instalación de tubos captadores verticales en sondas geotérmicas [30]. ....               | 35 |
| <b>Figura 2.9</b>  | Tina y sistema de calentamiento. ....                                                              | 36 |
| <b>Figura 2.10</b> | Regulador de presión [34]. ....                                                                    | 37 |
| <b>Figura 2.11</b> | Diagrama de una cámara de mezcla [36]. ....                                                        | 39 |
| <b>Figura 2.12</b> | Disco de cierre de válvula de seguridad [37]. ....                                                 | 40 |
| <b>Figura 3.1</b>  | Balance de masa tubo vórtex. ....                                                                  | 51 |
| <b>Figura 3.2</b>  | Balance de masa y energía del intercambiador de tubo en U. ....                                    | 53 |
| <b>Figura 3.3</b>  | Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida del intercambiador... ..                    | 54 |
| <b>Figura 3.4</b>  | Proceso de transferencia de calor en el tubo del intercambiador geotérmico. ....                   | 55 |
| <b>Figura 3.5</b>  | Longitud del intercambiador en U. ....                                                             | 60 |
| <b>Figura 3.6</b>  | Balance de masa y energía de la tina de calentamiento. ....                                        | 61 |
| <b>Figura 4.1</b>  | Metodología de solución.....                                                                       | 64 |
| <b>Figura 4.2</b>  | Datos de entrada en el software EES. ....                                                          | 66 |
| <b>Figura 4.3</b>  | Fracción de masa del gas natural. ....                                                             | 67 |
| <b>Figura 4.4</b>  | Masa molar, fracciones molares y constante de gas ....                                             | 68 |
| <b>Figura 4.5</b>  | Cálculo del factor de compresibilidad. ....                                                        | 69 |
| <b>Figura 4.6</b>  | Cálculo del flujo másico. ....                                                                     | 70 |
| <b>Figura 4.7</b>  | Cálculo del calor específico en el intercambiador geotérmico. ....                                 | 71 |
| <b>Figura 4.8</b>  | Cálculo del calor específico en la tina de calentamiento. ....                                     | 72 |
| <b>Figura 4.9</b>  | Cálculo de la viscosidad.....                                                                      | 74 |
| <b>Figura 4.10</b> | Cálculo de la conductividad térmica del gas natural.....                                           | 76 |
| <b>Figura 4.11</b> | Análisis del tubo vórtex. ....                                                                     | 77 |
| <b>Figura 4.12</b> | Balance precalentamiento geotérmico. ....                                                          | 78 |

|                                                                                                                                       |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 4.13</b> Cálculo DMLT.....                                                                                                  | 78  |
| <b>Figura 4.14</b> Propiedades del tubo y cálculo de la velocidad. ....                                                               | 80  |
| <b>Figura 4.15</b> Cálculo del número de Reynolds y de Prandtl.....                                                                   | 81  |
| <b>Figura 4.16</b> Cálculo del número de Nusselt y coeficiente de transferencia de calor por convección. ....                         | 82  |
| <b>Figura 4.17</b> Cálculo de U y del área de transferencia de calor.....                                                             | 83  |
| <b>Figura 4.18</b> Cálculo de la longitud del intercambiador. ....                                                                    | 84  |
| <b>Figura 4.19</b> Cálculo del cambio de temperatura debido al efecto JT. ....                                                        | 85  |
| <b>Figura 4.20</b> Balance de la tina de calentamiento. ....                                                                          | 85  |
| <b>Figura 4.21</b> Cálculo de flujo de combustible requerido en el quemador. ....                                                     | 86  |
| <b>Figura 4.22</b> Resultados tabulados.....                                                                                          | 87  |
| <b>Figura 4.23</b> Resultados generales.....                                                                                          | 88  |
| <b>Figura 4.24</b> Comportamiento de flujos de calor vs la variación del flujo frío. ....                                             | 93  |
| <b>Figura 5.1</b> Flujos de exergía. ....                                                                                             | 98  |
| <b>Figura 5.2</b> Capacidad de enfriamiento vs costo.....                                                                             | 102 |
| <b>Figura 5.3</b> Capacidad de enfriamiento vs costo unitario. ....                                                                   | 103 |
| <b>Figura 5.4</b> Correlación de los costos de perforación vs la profundidad [44]. ....                                               | 106 |
| <b>Figura 5.5</b> Ejemplo de un sistema secuencial con una entrada y una salida. ....                                                 | 115 |
| <b>Figura 6.1</b> Análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para el costo del GN. ....                       | 126 |
| <b>Figura 6.2</b> Análisis paramétrico del porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex para el costo del GN. ....           | 128 |
| <b>Figura 6.3</b> Análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para el costo del GN. ....                               | 130 |
| <b>Figura 6.4</b> Análisis paramétrico del flujo volumétrico de la estación para el costo del GN. ....                                | 131 |
| <b>Figura 6.5</b> Análisis paramétrico del porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex para la destrucción de exergía. .... | 135 |
| <b>Figura 6.6</b> Análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para la destrucción de exergía.....                      | 137 |
| <b>Figura 6.7</b> Análisis paramétrico del flujo volumétrico de la estación para la destrucción de exergía. ....                      | 139 |
| <b>Figura 6.8</b> Destrucción de exergía vs costo del gas natural. ....                                                               | 146 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                   |                                                                                                              |     |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabla 2.1</b>  | Especificaciones del GN de acuerdo a la norma NOM-001-SECRE-2010.....                                        | 20  |
| <b>Tabla 3.1</b>  | Masa molar de los componentes del gas natural. ....                                                          | 45  |
| <b>Tabla 3.2</b>  | Factor de forma para las diferentes posiciones de los tubos.....                                             | 56  |
| <b>Tabla 4.1</b>  | Condiciones iniciales del sistema. ....                                                                      | 65  |
| <b>Tabla 4.2</b>  | Composición seleccionada del Gas Natural. ....                                                               | 66  |
| <b>Tabla 4.3</b>  | Fracción molar. ....                                                                                         | 68  |
| <b>Tabla 4.4</b>  | Constante de gas. ....                                                                                       | 69  |
| <b>Tabla 4.5</b>  | Factor de compresibilidad. ....                                                                              | 70  |
| <b>Tabla 4.6</b>  | Densidad y flujo másico del gas natural. ....                                                                | 71  |
| <b>Tabla 4.7</b>  | Calores específicos. ....                                                                                    | 73  |
| <b>Tabla 4.8</b>  | Factor de compresibilidad Z, para el cálculo de la viscosidad. ....                                          | 74  |
| <b>Tabla 4.9</b>  | Viscosidad del gas natural. ....                                                                             | 75  |
| <b>Tabla 4.10</b> | Conductividad térmica del gas natural. ....                                                                  | 76  |
| <b>Tabla 4.11</b> | Flujos másicos y temperaturas a la salida del tubo vórtex. ....                                              | 77  |
| <b>Tabla 4.12</b> | Flujos de calor, precalentamiento geotérmico. ....                                                           | 78  |
| <b>Tabla 4.13</b> | DMLT.....                                                                                                    | 79  |
| <b>Tabla 4.14</b> | Velocidad del gas natural. ....                                                                              | 80  |
| <b>Tabla 4.15</b> | Número de Reynolds y de Prandtl. ....                                                                        | 81  |
| <b>Tabla 4.16</b> | Número de Nusselt y coeficiente convectivo. ....                                                             | 82  |
| <b>Tabla 4.17</b> | Coeficiente global de transferencia de calor y área de transferencia de calor...                             | 83  |
| <b>Tabla 4.18</b> | Longitud del intercambiador. ....                                                                            | 84  |
| <b>Tabla 4.19</b> | Tina de calentamiento.....                                                                                   | 86  |
| <b>Tabla 4.20</b> | Validación de los resultados obtenidos. ....                                                                 | 89  |
| <b>Tabla 4.21</b> | Variación de la disposición del tubo en U.....                                                               | 90  |
| <b>Tabla 4.22</b> | Variación del diámetro del pozo.....                                                                         | 91  |
| <b>Tabla 4.23</b> | Variación de porcentaje frío y caliente en el tubo vórtex.....                                               | 92  |
| <b>Tabla 5.1</b>  | Ecuaciones de flujos de exergía en la estación descompresora de GN. ....                                     | 97  |
| <b>Tabla 5.2</b>  | Ecuaciones para el cálculo de la destrucción de exergía. ....                                                | 99  |
| <b>Tabla 5.3</b>  | Valores comerciales de diferentes tubos vórtex. ....                                                         | 100 |
| <b>Tabla 5.4</b>  | Categorías del CEPCI y su ponderación [49]. ....                                                             | 111 |
| <b>Tabla 5.5</b>  | Índices anuales de costos (CEPCI) [49][50]. ....                                                             | 112 |
| <b>Tabla 5.6</b>  | Balance de costo de la estación descompresora de GN.....                                                     | 114 |
| <b>Tabla 5.7</b>  | Tabla Combustible (Fuel) – Producto. ....                                                                    | 116 |
| <b>Tabla 5.8</b>  | Ecuaciones auxiliares del análisis exergoeconómico. ....                                                     | 118 |
| <b>Tabla 5.9</b>  | Resultados del análisis exergético y exergoeconómico.....                                                    | 120 |
| <b>Tabla 5.10</b> | Resultados del análisis exergoeconómico en la estación descompresora de gas natural. ....                    | 121 |
| <b>Tabla 6.1</b>  | Variables propuestas para el análisis paramétrico.....                                                       | 124 |
| <b>Tabla 6.2</b>  | Resultados del análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para el costo del GN. .... | 125 |

|                                                                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabla 6.3</b> Resultados del análisis paramétrico del porcentaje de frío/calor en el tubo vórtex para el costo del GN. ....              | 127 |
| <b>Tabla 6.4</b> Resultados análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para el costo del GN. ....                           | 129 |
| <b>Tabla 6.5</b> Resultados del análisis paramétrico del caudal volumétrico a la salida de la estación para el costo del GN. ....           | 131 |
| <b>Tabla 6.6</b> Resultados del análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para la destrucción de exergía. ....     | 133 |
| <b>Tabla 6.7</b> Resultados del análisis paramétrico del porcentaje de frío/calor en el tubo vórtex para la destrucción de exergía. ....    | 134 |
| <b>Tabla 6.8</b> Resultados del análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para la destrucción de exergía. ....             | 136 |
| <b>Tabla 6.9</b> Resultados del análisis paramétrico del caudal volumétrico a la salida de la estación para la destrucción de exergía. .... | 138 |
| <b>Tabla 6.10</b> Valores optimizados de las variables de decisión para el costo del gas natural. ....                                      | 140 |
| <b>Tabla 6.11</b> Optimización de costos por flujos. ....                                                                                   | 141 |
| <b>Tabla 6.12</b> Especificaciones para la optimización del costo del gas natural. ....                                                     | 142 |
| <b>Tabla 6.13</b> Valores optimizados de las variables de decisión para la destrucción total de exergía. ....                               | 143 |
| <b>Tabla 6.14</b> Optimización de la destrucción de exergía por equipo.....                                                                 | 144 |
| <b>Tabla 6.15</b> Especificaciones para la optimización de la destrucción de exergía. ....                                                  | 145 |

## NOMENCLATURA

|           |                                                                               |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------|
| $A$       | Área ( $m^2$ )                                                                |
| $\dot{B}$ | Exergía (kW)                                                                  |
| $C$       | Costo (\$)                                                                    |
| $\dot{C}$ | Costo de exergético (\$/s, \$/h)                                              |
| $c$       | Costo por unidad de exergía (\$/kJ, \$/GJ)                                    |
| $C_p$     | Calor específico (kJ/kg · K)                                                  |
| $C_M$     | Costos de mantenimiento (\$)                                                  |
| $CRF$     | Factor de recuperación de capital                                             |
| $D$       | Diámetro (m)                                                                  |
| $F_d$     | Factores de diseño                                                            |
| $F_p$     | Factor de presión                                                             |
| $F_m$     | Factor de material                                                            |
| $f$       | Factor de Darcy                                                               |
| $f_k$     | Factor exergoeconómico (%)                                                    |
| $fm$      | Fracción de masa                                                              |
| $g$       | Factores de acuerdo al material                                               |
| $h$       | Coefficiente de transferencia de calor por convección (kW/m <sup>2</sup> · K) |
| $\bar{h}$ | Entalpía (kJ/kmol)                                                            |
| $I$       | Destrucción de exergía (kW), corriente (A)                                    |
| $i$       | Tasa de interés                                                               |
| $I_A$     | Índice de costo actual                                                        |
| $I_0$     | Índice de costo base                                                          |
| $K$       | Conductividad térmica (Btu/h · ft · R, kW/m · K)                              |
| $L$       | Longitud (m)                                                                  |
| $M$       | Masa molar (kg/kmol, lb/lbmol)                                                |
| $m$       | Masa (kg)                                                                     |
| $\dot{m}$ | Flujo másico (kg/s)                                                           |
| $N$       | Número de moles (kmol)                                                        |
| $n$       | Número de periodos                                                            |
| $Nu$      | Número de Nusselt                                                             |
| $P$       | Presión (kPa), potencia (kW)                                                  |
| $PC$      | Poder calorífico (kJ/kg)                                                      |
| $Pr$      | Número de Prandtl                                                             |
| $P_R$     | Presión reducida                                                              |
| $P_{cr}$  | Presión crítica (kPa)                                                         |
| $\dot{Q}$ | Flujo de calor (kW)                                                           |
| $R$       | Radio (m)                                                                     |
| $r$       | Diferencia de costos relativa (%)                                             |
| $R$       | Constante de gas (kJ/kg · k), radio (m, in)                                   |

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

|               |                                                                      |
|---------------|----------------------------------------------------------------------|
| $R_u$         | Constante Universal de gases (kJ/kmol · K)                           |
| $Re$          | Número de Reynolds                                                   |
| $\bar{s}$     | Entropía (kJ/kmol · K)                                               |
| $T$           | Temperatura (°C, K, R)                                               |
| $T_R$         | Temperatura reducida                                                 |
| $T_{cr}$      | Temperatura crítica (K)                                              |
| $U$           | Coeficiente global de transferencia de calor (kW/m <sup>2</sup> · K) |
| $V$           | Volumen (m <sup>3</sup> ), voltaje (V)                               |
| $\mathcal{V}$ | Volumen específico (m <sup>3</sup> /kg)                              |
| $\dot{V}$     | Caudal (m <sup>3</sup> /h)                                           |
| $W$           | Índice de Woobe (MJ/m <sup>3</sup> )                                 |
| $y$           | Fracción molar                                                       |
| $Z$           | Factor de compresibilidad                                            |
| $\dot{Z}$     | Tasa de costo (\$/s, \$/h)                                           |
| %GN           | Porcentaje de gas natural (%)                                        |

*Letras griegas*

|                 |                                                   |
|-----------------|---------------------------------------------------|
| $\beta$         | Factor de forma                                   |
| $\theta$        | Cambio de temperatura (°C, K)                     |
| $\phi$          | Factor de mantenimiento                           |
| $\Delta T$      | Diferencia de temperatura (°C, K)                 |
| $\Delta P$      | Diferencia de presión (kPa)                       |
| $\Delta T_{ML}$ | Diferencia media logarítmica de temperatura (°C)  |
| $\mu$           | Viscosidad (cP, lb/ft · h)                        |
| $\mu_C$         | Fracción caliente                                 |
| $\mu_F$         | Fracción fría                                     |
| $\mu_{JT}$      | Coeficiente de Joule-Thomson (°C/MPa)             |
| $\rho$          | Densidad (kg/m <sup>3</sup> , g/cm <sup>3</sup> ) |
| $\Omega$        | Resistencia eléctrica (ohm)                       |

*Subíndices*

|        |                             |
|--------|-----------------------------|
| $C$    | Caliente                    |
| $D$    | Destrucción de exergía      |
| $F$    | Frío, Fuel                  |
| $FUEL$ | Combustible                 |
| $GEO$  | Precalentamiento geotérmico |
| $GN$   | Gas natural                 |
| $H_2O$ | Agua                        |
| $i$    | Componente                  |
| $JT$   | Joule-Thomson               |
| $k$    | Componente                  |
| $m$    | Mezcla                      |



Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

|             |                                    |
|-------------|------------------------------------|
| <i>P</i>    | Productos                          |
| <i>PERF</i> | Perforación                        |
| <i>POZO</i> | Pozo geotérmico                    |
| <i>TINA</i> | Tina de calentamiento              |
| <i>TUBO</i> | Tubo del intercambiador geotérmico |
| <i>TV</i>   | Tubo vórtex                        |
| 0           | Estado de referencia               |
| 1, ...,9    | Flujos                             |

## 1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos compuesto principalmente por metano, etano, propano, butano y dióxido de carbono que se usa principalmente como combustible en procesos industriales. Esta mezcla de hidrocarburos se da de forma natural (de ahí el nombre) debajo de la superficie de la Tierra por lo que este recurso puede ser aprovechado sin generar demasiada contaminación. Su uso hasta el día de hoy es bastante amplio y puede llegar a aprovecharse más si se logra hacer más eficiente su transporte y procesamiento [1].

El consumo de gas natural ha ido en aumento en los últimos años al ser una gran fuente de energía y genera menos emisiones de CO<sub>2</sub> a diferencia de otros tipos de combustibles, pero su almacenamiento, transporte y distribución aún presenta varios retos por resolver.

El gas natural que ahora se considera una fuente de energía “moderna”, es conocido por la humanidad desde hace miles de años. Los hombres primitivos observaban las llamaradas que se producían en los pantanos y manantiales cuando caía un rayo. Desde entonces, el tercer estado de la materia, el gaseoso, no ha dejado de inspirar recelos y temores, por lo misterioso e intangible.

En los primeros inicios del gas destacan tres personajes y dos maneras de producir gas, muy importantes:

- El escocés William Murdock, que en 1792 consigue iluminar su casa con gas producido a través de Carbón.
- El francés Lebon, que en 1801 estaba intentando aplicar el gas obtenido de la destilación de la madera para propósitos similares.
- El Alemán Frederick Albert Winsor, que en 1804 presentó en Londres experimentos de alumbrado con gas [1].

A pesar de su enorme poder calorífico, el gas no se podía aprovechar de manera eficiente, debido a los grandes problemas que planteaban su almacenamiento y transporte, en especial hacia zonas residenciales lejanas de los yacimientos.

Durante los años siguiente a la Segunda Guerra Mundial, se comenzó en los Estados Unidos a expandir líneas de tuberías de gas, brindando el servicio por todo el país. Entre 1985 y 2000, el crecimiento del uso del gas en procesos industriales junto con un aumento gradual del uso en los hogares.

El gas natural necesita poca transformación para ser utilizado en sus destinos finales de la industria y los hogares. En ocasiones es necesario filtrarlo de impurezas o reducir su grado de humedad. Una vez que está listo, comienza su largo viaje a partir de los yacimientos hasta las grandes estaciones de distribución en el país de destino. Muchas veces el transporte llega a ser transnacional, por lo que el ser humano ha sido muy ingenioso al momento de diseñar los diversos métodos de transporte de este recurso energético.

Para elegir el método se depende mucho de la ubicación, los costos, la infraestructura y las distancias a las que se necesite transportar el gas. No hay un método mejor que otro, simplemente se reduce a la opción más eficiente.

El proceso inicia cuando el gas es extraído del subsuelo de los yacimientos, los cuales suelen estar a altas profundidades en el subsuelo, bien en tierra firme o bien bajo el mar. El gas natural puede encontrarse en los yacimientos en dos estados; “libre” o “asociado”. En estado “libre”, el gas se extrae independientemente, no junto con otros compuestos, y cuando está “asociado” se encuentra mezclado con hidrocarburos u otros gases del yacimiento. También puede encontrarse en capas más superficiales, asociado al carbón [2].

El gas es difícil, costoso y peligro de almacenar, por lo que es mejor que sea transportado en cuanto es extraído de sus yacimientos. Existen numerosos métodos para transportar el gas natural, entre los cuales se encuentran: transporte por líneas de tuberías (gasoductos), gas natural licuado (GNL), gas natural comprimido (GNC), principalmente.

## **1.1 TRANSPORTE POR GASODUCTOS**

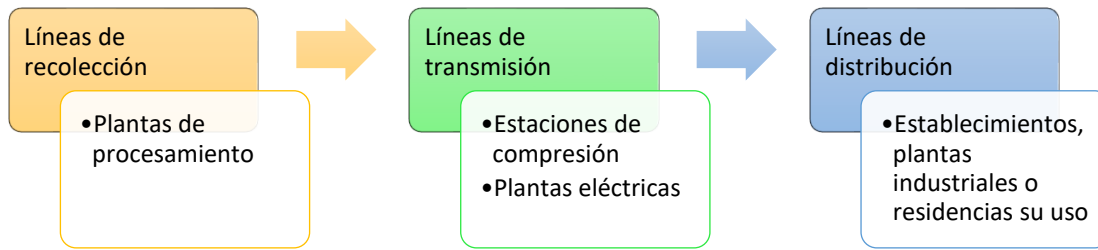
Este método es el más cómodo y el más efectivo cuando ya se tiene la infraestructura construida. Su problema reside en eso mismo, en lograr construir una red ideal de gasoductos que transporten el gas desde el yacimiento hasta su destino final.

El gas comienza su viaje cuando es extraído, a través de las líneas de recolección. Posteriormente es trasladado hasta una planta de procesamiento donde el gas es separado de otros hidrocarburos o gases que pudiera contener (en caso de que el gas se encontrara asociado).

Después el gas se pasa a las líneas principales de transmisión, las que generalmente suelen ser de gran diámetro y con altas presiones [3]. Esta etapa puede incluso llegar a ser internacional.

Para finalizar, el gas llega a líneas de transmisión más pequeñas llamadas líneas de distribución, las cuales se encargan de entregar el gas natural en los hogares y negocios. Operan a presiones relativamente más bajas que las líneas de transmisión.

Como se muestra en la Figura 1.1, en cada etapa el gas natural llega a diferentes estaciones o plantas para tratarlo antes de pasar a la siguiente etapa.



**Figura 1.1** Proceso de transporte del gas natural por gasoductos.

El mayor problema en este método es la dificultad de transportar el gas natural en lugar donde no existen estas redes, como zonas rurales o zonas industriales de reciente creación. Por lo cual muchas veces se combina con otros métodos.

## 1.2 GAS NATURAL LICUADO

El gas natural licuado, es el gas natural en estado líquido. Para lograr esto se congela el gas natural a  $-162^{\circ}\text{C}$  y pasa a tener un volumen de 1/600 de ese gas a temperatura ambiente [1].

Este proceso se lleva a cabo en plantas de licuefacción. La mayoría de veces se usa para transportar el gas natural en barcos mercantes de grandes capacidades y en lugares donde las líneas de tuberías no existen. Así se soluciona el problema orográfico que representa los mares y océanos donde construir gasoductos es más complejo y complicado.

El proceso comienza cuando el gas natural después de ser extraído se lleva a través de tuberías hasta una planta de licuefacción. Ahí los elementos que podrían congelarse a temperaturas bajas (tales como agua y dióxido de carbono) son removidos y así el resto del gas es congelado. De ahí es depositado en tanques especiales, estos tanques están diseñados especialmente para ello, cerca de los núcleos de consumo.

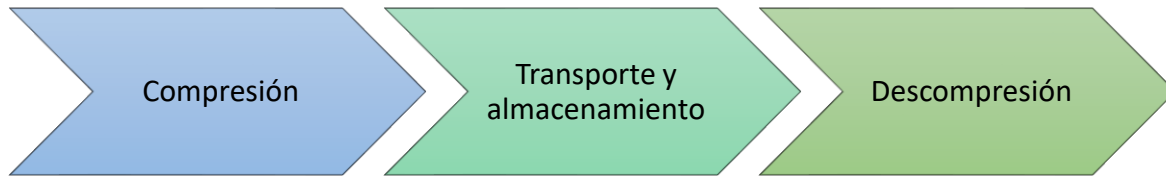
Posteriormente el gas natural licuado es transportado hasta una estación de descarga. En estas estaciones el gas es regasificado, para hacer esto se deshidrata a un estado gaseoso nuevamente a través de un proceso que implica pasar el gas a través de una serie de vaporizadores que recalientan el combustible [4]. En la regasificación se recupera el carácter gaseoso del combustible, permitiéndose así una posterior distribución local a los hogares, comercios e industrias a través de tuberías.

## 1.3 GAS NATURAL COMPRIMIDO

Esté método consiste como su nombre lo dice, en comprimir el gas natural a presión de entre 200 y 250 bar hasta un volumen del 1% de su volumen original a condiciones atmosféricas [5], y luego es depositado en tanques a presión los cuales son distribuidos a los lugares de

destino. Idealmente el método se usa para transportar el gas natural a cortas distancias. Este proceso se lleva a cabo en estaciones compresoras y descompresoras.

Para realizar este proceso, se requieren tres etapas mostradas en la Figura 1.2.



**Figura 1.2** Etapas del GNC.

La etapa de la descompresión se realiza en estaciones descompresoras, para esto el gas es suministrado a la estación a través de tanques especiales que son transportados por camiones; cada camión puede transportar varios tanques para realizar el proceso de una manera más eficiente. Una vez inyectado el gas en la estación, se realiza la descompresión, utilizando válvulas para expandir el gas se reduce la presión y se inyecta el gas a las redes de distribución para llevarlo a los usuarios finales o se deja en los depósitos fijos que estarán usando el gas para diversos procesos.

## **1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En los casos que se opta por transportar el gas de forma comprimida en cilindros, se utilizan estaciones descompresoras para entregarlos al destino final. El problema principal radica que, al expandirse súbitamente el gas natural, este disminuirá también su temperatura, lo cual causará un congelamiento. Este descenso de temperatura está determinado por un coeficiente llamado coeficiente de Joule-Thomson. Para evitar este fenómeno la solución más común es realizar un precalentamiento del gas natural.

### **1.4.1 CONGELAMIENTO DEBIDO A LA DESCOMPRESIÓN SÚBITA (EFECTO JOULE-THOMSON)**

El efecto Joule-Thomson, establece que un gas al ser expandido súbitamente, sufrirá también un cambio en su temperatura y puede describirse a partir del coeficiente de Joule-Thomson.

En el caso del gas natural, cuando su temperatura se ve severamente reducida al ser descomprimido, se forman dentro de él, pequeñas estructuras cristalinas conocidas como hidratos, los cuales son unos sólidos cristalinos similares en apariencia al hielo, pero constituidos por moléculas de gas, rodeadas por una malla de moléculas de agua. Básicamente, es hielo que contiene gas [6].

Estos hidratos son extremadamente dañinos para el sistema, puesto que pueden perjudicar los equipos, instrumentos y tuberías, causando que se tenga que dar un mantenimiento de forma constante y en algunos casos la necesidad de sustituir completamente el equipo dañado, generando así gastos innecesarios para las empresas que brindan el servicio de transporte y distribución del gas natural. Incluso se ha reportado que este fenómeno en la descompresión del gas natural, ha provocado desabasto y grandes pérdidas económicas.

Cuando se habla de precalentamiento del gas natural como un método para prevenir la formación de hidratos, la mayoría de estudios realizados a la fecha se concentran en innovar esos métodos utilizando diferentes sistemas, siendo los más comunes los sistemas de precalentamiento con algún calentador o resistencia eléctrica. La desventaja de estos sistemas resulta ser que el consumo del mismo gas natural necesario para operarlos o de la energía eléctrica pueden llegar a ser muy elevado, generando así altos costos que para alguna empresa podría resultar contraproducente. Para solventar esta parte las empresas optan por realizar un cargo adicional al consumidor de efectivo para recuperar ese costo.

Los sistemas de precalentamiento requieren un análisis muy cuidadoso de los rangos de temperaturas con los que se trabajan, para así poder determinar que método resulta más conveniente. Estos cálculos pueden no ser muy precisos debido a la falta de datos tabulados del gas natural, debido a la variación en su composición. Para obtener la mayoría de sus propiedades se requiere un análisis amplio y un proceso largo. Muchas empresas e industrias deciden utilizar las propiedades del metano para todos sus cálculos como solución práctica; la determinación exacta de las propiedades del gas natural de acuerdo a su composición, podría ayudar entender mejor el comportamiento de dicho combustible y así mejorar el rendimiento, reducir los costos de las estaciones y equipos, y abrir las puertas a nuevos métodos de precalentamiento.

## **1.5 JUSTIFICACIÓN**

El estudio del gas natural y su proceso de extracción, transporte y distribución ha cobrado mucha relevancia en la actualidad, se han encontrado grandes avances para facilitar este proceso, pero a pesar de los diversos estudios hechos, aun no hay una solución definitiva para solventar la problemática del congelamiento del gas natural al descomprimirse debido al efecto Joule-Thomson.

Este problema en México es latente debido a que no se tiene una red de gasoductos y se tiene que optar por transportar el gas natural de forma comprimida, causando problemas para las empresas que trabajan con este recurso. Estas empresas han implementado sistemas de calentamiento y han obtenido algunos resultados aceptables, pero con una eficiencia desfavorable en cuanto a costos.

Al implementar un tubo vórtex en un sistema de descompresión de gas natural se espera reducir el consumo de energía en el proceso de descompresión y por tanto reducir también los costos de operación del sistema, teniendo en cuenta que se podrá realizar el calentamiento con una fuente renovable de energía, dependiendo de la ubicación de la estación. Si resulta ser un sistema viable, se podrán evaluar algunas alternativas e implementar este equipo en

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

estaciones ya existentes, ayudando así a las empresas encargadas de la distribución del gas natural.

## **1.6 OBJETIVO**

Evaluar el uso de energía geotérmica e implementar un tubo vórtex para evitar congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión de gas natural.

### **1.6.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Modelar mediante software el comportamiento de la estación descompresora de gas utilizando el tubo vórtex para facilitar el precalentamiento.
- Obtener datos mediante un análisis termoeconómico del sistema para determinar la viabilidad de la implementación del sistema.
- Evaluar los beneficios energéticos de la energía geotérmica y el tubo vórtex en una estación descompresora de gas natural.

## **1.7 HIPÓTESIS**

Se parte de la hipótesis de que, si se implementa un proceso de precalentamiento por medio de energía geotérmica y un tubo vórtex a una estación descompresora de gas natural, se pueden obtener las condiciones termodinámicas adecuadas para evitar que se produzca un congelamiento en las tuberías del sistema.

## **1.8 FUNDAMENTO TEÓRICO**

La principal solución para evitar la formación de hidratos y de hielo en las tuberías y válvulas por donde pasa el gas natural es realizar un suministro de calor, previo a la expansión del gas.

Lo que se pretende lograr es que al aumentar su temperatura antes de ser expandido, el gas natural no disminuirá hasta la temperatura necesaria para que ocurra la formación de hidratos y mucho menos de hielo al momento de bajar su presión. Simplemente se elimina la posibilidad de que existan condiciones para la congelación. Como estándar se considera que habrá congelamiento si la temperatura desciende de los 0 °C (32 °F).

En este proceso no se remueve el agua o humedad que pueda contener las tuberías de gas natural, lo cual puede seguir siendo un problema para los operadores, pero si elimina el problema que se tiene debido al efecto Joule – Thomson.

### **1.8.1 PRECALENTAMIENTO DEL GAS NATURAL**

Para contrarrestar este efecto, básicamente se busca elevar la temperatura para que cuando ocurra, no se llegue a la temperatura de formación de hidratos y no ocurran las obstrucciones y por ende todos los problemas que conllevan.

Existen muchas formas y sistemas para realizar el precalentamiento, entre las que destacan los calentadores de línea, los hornos eléctricos que funcionan por medio de resistencias eléctricas y los calentadores catalíticos. Cada uno con sus respectivas ventajas y desventajas.

#### **1.8.1.1 CALENTADORES DE LÍNEA**

Los calentadores de línea ayudan a mantener la temperatura por arriba del punto de congelamiento a la hora de expandir el gas natural. Estos utilizan una mezcla de agua que se mantiene por debajo del punto de evaporación como medio para calentar el fluido (en este caso el gas natural) por medio de serpentines.

Ayudan a contrarrestar de forma adecuada el efecto JT, y son muy versátiles, al ser diseñadas de acuerdo a las dimensiones que se requieran para realizar el trabajo. Aunque también existe un amplio catálogo de muchos calentadores diseñados por empresas especializadas de los cuales se puede seleccionar el más adecuado a la necesidad. La Figura 1.3 muestra una imagen de un calentador.



**Figura 1.3** Calentador catalítico [7].



Entre sus principales componentes se encuentran:

- Sistema de quemador: Este sistema es necesario para generar la combustión y se tiene que diseñar específicamente para el fluido de trabajo.
- Serpentin: Es aquí por donde pasa el fluido que será calentado, puede ser solo un serpiente o varios.
- Área del serpiente: Normalmente se toma como el área de transferencia de calor que se tendrá y se calcula con la superficie externa del tubo.

Además de estos elementos principales, los calentadores de línea también cuentan con múltiples sistemas para controlar el flujo de ambos fluidos. Instrumentos de medición tanto de presión como de temperatura. Válvulas que regulan el paso del gas natural y sistemas de seguridad para altas presiones y anti-incendios [7].

El proceso de suministro de calor resulta sencillo:

El fluido entra por la tubería más cercana al quemador, se le suministra calor al fluir por los serpentines dentro de la cámara principal. El fluido sale a través de una brida o boquilla y continua su proceso, en este caso de descompresión, ya con una temperatura mayor. Se necesita que la cámara principal este aislada para preservar el calor dentro de ésta. Al estar aislada se reducirán costos muchas veces innecesarios debido a pérdidas de calor

Los calentadores de línea pueden compararse en rendimiento y eficiencia con los intercambiadores de calor industriales pues su mecanismo de intercambio de calor es muy similar. Una de sus principales ventajas es que las pérdidas de calor son mínimas a la vez que mantiene una alta transferencia de calor.

### **1.8.1.2 RESISTENCIAS ELÉCTRICAS**

El suministro de calor por medio de energía eléctrica es una opción que se puede aplicar en casos donde no se tenga mucha diferencia de temperatura. Es posible aplicarla en casos a mayor escala, pero dado que su costo es más elevado que el de un calentador o quemador esto generaría un aumento considerable en los costos y terminaría por causar pérdidas económicas en lugar de reducirlas, siendo contraproducente. Este método es energéticamente eficiente debido a que el 100% de la energía eléctrica es convertida a calor. Sin embargo, casi toda la electricidad es generada a partir de la quema de combustibles como carbón o petróleo, los cuales solo transforman cerca del 30% del combustible en electricidad, de ahí su alto costo.

Para evitar esto, se pueden realizar análisis exergéticos y termoeconómicos del sistema para conocer con exactitud su rentabilidad para las características de operación del mismo.

Las resistencias eléctricas trabajan bajo el principio que una corriente eléctrica en un material conductor producirá a su vez que el conductor se caliente, se aprovecha este fenómeno para

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

calentar el agua que después cederá calor al gas natural para aumentar su temperatura a la requerida para contrarrestar la formación de hidratos.

El tipo y cantidad de resistencias se puede determinar a partir de la potencia necesaria para calentar el agua:

$$P = V * I \quad (1.1)$$

Con un voltaje ya determinado, se puede determinar la corriente mediante la Ley de Ohm:

$$\Omega = \frac{V}{I} \quad (1.2)$$

### 1.8.1.3 CALENTADORES CATALÍTICOS

La conversión catalítica es el proceso de romper moléculas complejas al acelerar reacciones químicas. Los calentadores catalíticos generan calor a través de esta reacción química sin necesidad de una flama que puede llegar desde los 300 °C (600 °F) a los 427 °C (800 °F).

El principio de funcionamiento se basa en lo siguiente:

- Una vez que se alcanza cierta temperatura se libera gas propano.
- Un conmutador dentro del sistema detecta cuándo la superficie del platino posee un calor uniforme permitiendo la dispersión del gas.
- Al mismo tiempo, se dispersa una cantidad de aire que proviene de afuera del convertidor catalítico, de manera que se mezcle con el gas.
- El gas propano se descompone rápidamente sobre la superficie del platino caliente.
- El producto principal de esta reacción química es más energía en forma de calor [8].

Este tipo de calentadores se suele usar para aplicar el calor directamente sobre la superficie de la válvula, para esto se usa un espacio cerrado. Esto se debe a que el calentador catalítico es un sistema ideal para calentar áreas pequeñas de manera eficiente. El problema de este sistema es que requiere de energía adicional para hacerlo funcionar y el calor se ira disipando entre más tenga que viajar de la fuente hasta la superficie a calentar, por lo que habrá muchas más pérdidas y no será tan eficiente.

### 1.8.2 COEFICIENTE DE JOULE-THOMSON

Este coeficiente matemáticamente se define como la derivada parcial de la presión, respecto de la temperatura a una entalpía constante.

$$\mu_T = \left( \frac{\partial T}{\partial P} \right)_h = - \frac{\left[ V - T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \right]}{C_p} \quad (1.3)$$

El coeficiente de JT varía en función de la presión y temperatura y cambia de un fluido a otro. Su valor será cero en un punto llamado “punto de inversión”. La expansión de casi todos los gases reales da como resultado un enfriamiento del gas, pero no siempre es el caso. Matemáticamente, si el coeficiente es positivo, entonces el fluido se enfriará después de la expansión y si éste es negativo el fluido se calentará debido a la expansión [9].

Para el gas natural aún no existen tablas que muestren con exactitud los diferentes valores de este coeficiente a diferentes presiones de trabajo. Influye el hecho de que la composición del gas natural puede variar de acuerdo al yacimiento por lo que sus propiedades nunca serán exactamente iguales, aunque si se puede hacer una aproximación adecuada para fines de ingeniería.

### 1.8.3 TUBO VÓRTEX

Los Tubos Vórtex son dispositivos que funcionan normalmente con aire comprimido, pero en este caso se usa el gas natural. El gas natural entra en el tubo vórtex y es, literalmente, dividido en dos partes: gas frío en un extremo, y gas caliente en el otro. Todo sin partes móviles.

Los tubos vórtex tienen una válvula ajustable en el extremo "caliente", que controla el volumen del flujo de aire y la temperatura de salida en el extremo frío. Mediante el ajuste de la válvula, se puede controlar la "fracción fría" que es un % del total de entrada de aire comprimido que sale de la parte fría del tubo. El porcentaje de frío será mayor que el caliente en la mayoría de los casos, pero se puede variar de acuerdo a la necesidad.

Las temperaturas de funcionamiento varían de -46 ° C a + 127 ° C. El diseño único del tubo vórtex y los materiales de calidad utilizados para su fabricación garantizarán años de uso sin mantenimiento [10]. Pero estos datos varían un poco dependiendo de cada fabricante. En la aplicación de este mecanismo en el proceso de descompresión de gas natural, se tiene mucho margen con las temperaturas debido a que no se llega a trabajar cerca de esos valores límites.

En casos extremos para temperaturas inferiores, se busca estar un poco más arriba de los 0° para evitar la formación de hidratos.

A partir de este instrumento Universal Vortex Incorporation creó un dispositivo llamado “Vortex Pilot Gas Heater” (VPGH), el cual puede traducirse como calentador de gas por vortex dirigido. Este sistema convierte la energía interna del gas a alta presión en un intenso flujo de calor el cual prevendrá que el gas natural se congele y forme hidratos.

Las dos principales ventajas de este sistema son que no requiere suministro de calor externo y su vida útil es larga.

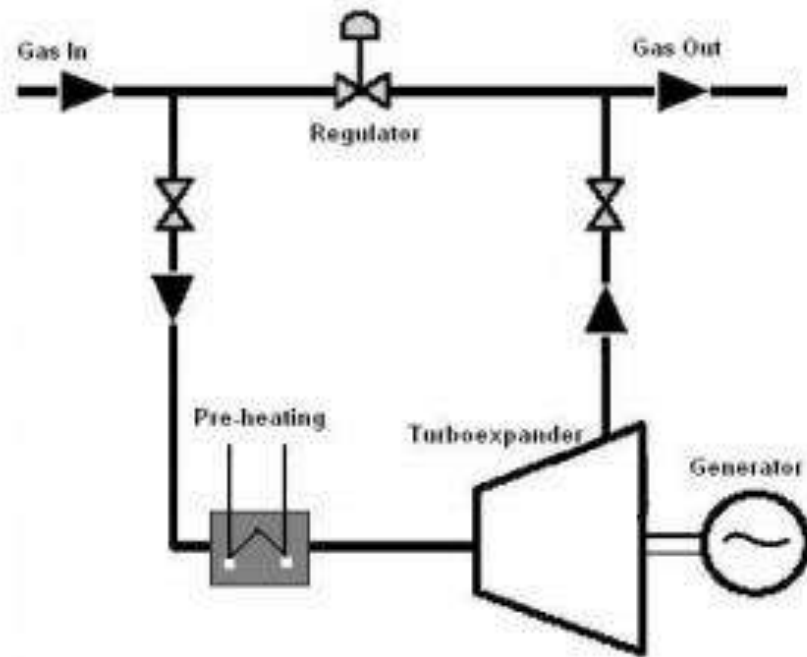
## **1.9 ANTECEDENTES**

En los últimos años se han propuesto diversas soluciones e implementado diferentes sistemas para evitar el congelamiento del gas natural. Cada uno con sus respectivas ventajas y desventajas, pero siempre buscando un mejor rendimiento o un ahorro de combustible y/o energía.

### **1.9.1 PRECALENTAMIENTO Y TURBINA.**

Rahman [11], propone un sistema de expansión de gas natural en una turbina mediante by-pass en regulación. Con esto se produciría energía para compensar el gas natural usado en el precalentamiento.

Dependiendo el flujo de la estación se podrían obtener entre 150 kW y 5 MW. Se muestra el esquema de este proceso en la Figura 1.4.



**Figura 1.4** Esquema simplificado del precalentamiento [11].

### 1.9.2 SISTEMA DE EXPANSIÓN CON COGENERACIÓN

Kostowski y Usón [12], presentan un análisis energético y exergético de un sistema de descompresión de gas natural implementado una unidad de cogeneración. De la cual obtendrá energía eléctrica a través de un generador, aprovechando la exergía del gas a alta presión.

El sistema consiste de dos turbinas que generan electricidad y un módulo CHP con un quemador que sirve para proporcionar calor a un sistema de intercambiadores de calor de alta y baja temperatura que ayudan a elevar la temperatura del gas antes de ser expandido. Los gases de combustión se utilizan también para generar más electricidad con una turbina de gas.

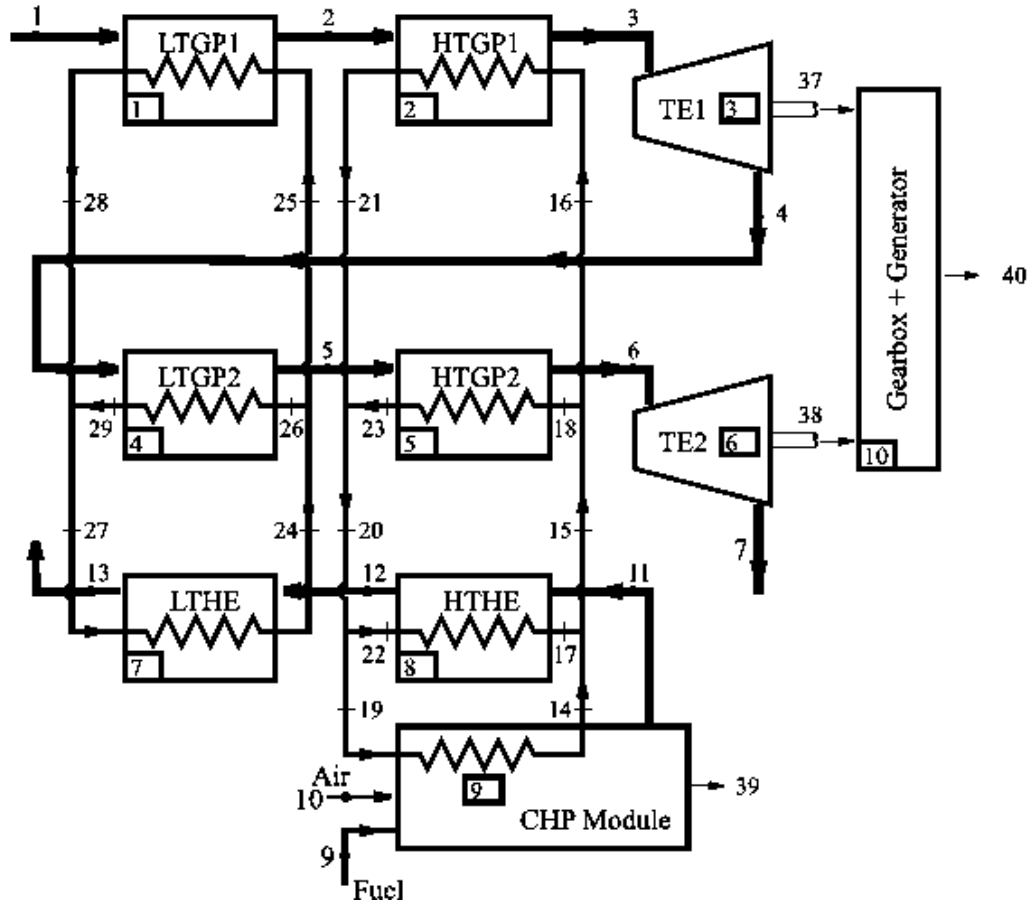


Figura 1.5. Esquema del sistema de expansión [12].

De este estudio se obtienen, gracias al análisis termoeconómico, costos exergéticos adecuados y viables para el rendimiento. Disminuye el uso de combustible y por tanto disminuye el costo de operación del sistema. Al ser implementado en una estación de gas natural, puede generar beneficios para la empresa que lo maneje, haciendo de esto, una opción más rentable a la hora de transportar y suministrar gas natural.

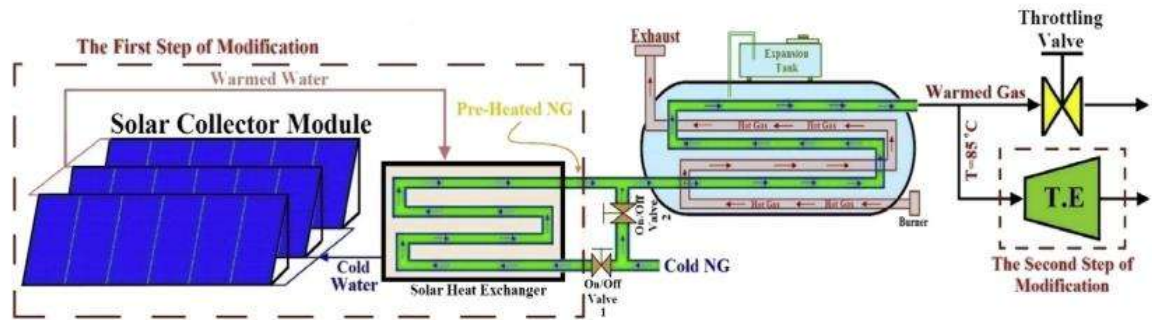
### 1.9.3 PRECALENTAMIENTO INDIRECTO

Ashouri et al. [13], analizan un sistema de precalentamiento indirecto calentando agua (70 °C – 90 °C) por medio de calentadores que consumen gas natural de la propia línea de la estación descompresora. Este estudio se realiza mediante el computo del coeficiente de Joule-Thomson utilizando ecuaciones fundamentales de la termodinámica para obtener la temperatura mínima a la que el gas tiene que entrar a los reguladores de presión. Estos datos se comparan con los observados en una estación de descompresión de gas natural real en operación durante diez meses.



Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

que el sistema no sea el más óptimo, puesto que se necesitará más flujo de calor para solventar las necesidades. Para usos donde no se requiera mucho exceso de calor, resulta ser una solución viable. La Figura 1.7 muestra el esquema del sistema mejorado.



**Figura 1.7** Esquema del sistema mejorado [14].

La segunda propuesta implementa una turbina en lugar de la válvula convencional de expansión, la cual sirve para generar electricidad a través de un generador conectado a esta. Así no solo se reduce el consumo de gas, sino que también se aprovecha más su exergía y hace más rentable el proceso.

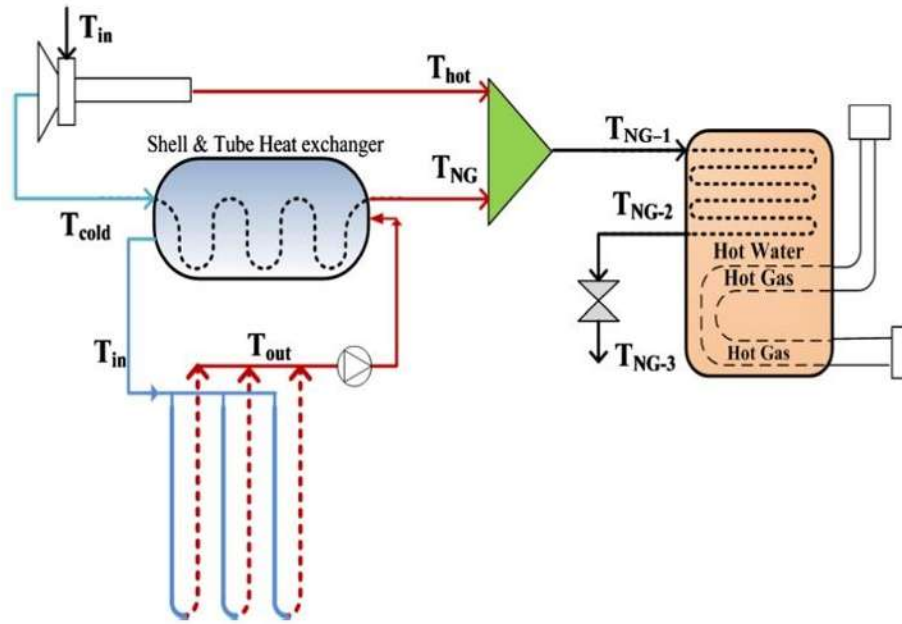
Esta propuesta obtuvo como resultado un incremento en la eficiencia del sistema de descompresión y determinó un periodo de recuperación de tan solo tres años y medio.

### 1.9.5 PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO Y TUBO VÓRTICE.

Ghezelbash [15], presenta una propuesta utilizando energía de la tierra y un dispositivo conocido como tubo vórtex (efecto Ranque-Hilsch).

El tubo vórtex es utilizado en lugar de la válvula de expansión para reducir la presión del gas. La diferencia radica en que este tubo separa el gas entrante en dos flujos, uno caliente y otro frío. El flujo frío entra a un intercambiador de calor tubular y se le suministra energía geotérmica para aumentar su temperatura. Después el flujo ya calentado se combina con el flujo caliente del tubo vórtex y pasan a otro calentador, pero de más bajo consumo, a una baja presión tal cual se muestra en la Figura 1.8. El sistema puede reducir el consumo de energía hasta un 88% y estimó un periodo de recuperación de la inversión de cuatro años y medio [15].





**Figura 1.8** Estación descompresora de GN equipada con un tubo vórtex y un intercambiador geotérmico [15].

El quemador dentro del calentador que se utiliza en la segunda etapa, utiliza como combustible el mismo gas natural para calentar agua la cual cede su temperatura al gas que está siendo descomprimido. Actualmente los calentadores no tienen sistemas que regulen automáticamente la temperatura de acuerdo a la demanda, por lo que se tiene que ajustar manualmente a parámetros ya establecidos.

Dado que el implemento del tubo vórtex no es muy costoso, peligroso y es muy confiable resulta perfecto para suministrar calor al gas. En el caso de estudio se utilizó una fracción de 80% de flujo frío y 20% de flujo caliente a las salidas del tubo para mantener la temperatura de salida fría por encima de  $1^{\circ}\text{C}$  para prevenir la formación de hidratos. Por otra parte, es posible incrementar la eficiencia de acuerdo a la reducción de presión que haya dentro del tubo, puesto que entre más se reduzca la presión en esta etapa, menos se tendrá que precalentar el gas debido a que en la segunda etapa la expansión será menor.

El sistema propuesto resulta muy conveniente para mejorar el rendimiento de la estación, pero también aumenta su seguridad, considerando que normalmente los quemadores se encuentran muy cerca de las tuberías donde pasa el gas natural y si llegara a haber una fuga, esto podría desencadenar un accidente. Al retirar el quemador y colocarlo más alejado del sistema principal utilizando el agua caliente como medio de transmisión de calor, se vuelve una medida extra de seguridad.

### **1.9.6 PRECALENTAMIENTO CON DISTRIBUIDOR DE LÍNEA.**

Khosravia y Arabkoohsarb [16], realizaron una mejora al sistema convencional de precalentamiento. Se propone usar un distribuidor de flujo para modificar el área de transferencia de calor y por ende la eficiencia térmica del calentador. Este proceso es simulado numéricamente para el caso real de un calentador en una estación de Irán y se analiza los efectos de utilizar este distribuidor de flujo.

Los resultados muestran que este equipo puede mejorar el número de Nusselt promedio del flujo de gas a través de los tubos alrededor del 20% reduciendo así el consumo de combustible.

## 2 CAPÍTULO II: DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS

Para llevar a cabo el proceso de descompresión de gas natural se requiere de un sistema que reduzca la presión, integrando también un proceso de precalentamiento para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson. El sistema propuesto consta de tres etapas principales de precalentamiento: la separación del flujo para aumentar su temperatura mediante un tubo vórtex, el precalentamiento del flujo frío mediante energía geotérmica y la adición de calor en una tina con agua caliente (tina de calentamiento) al momento de la expansión del gas natural. A su vez, antes de esta última etapa los flujos fríos y calientes de gas natural se mezclan para formar de nuevo un solo flujo, ya con el aporte térmico reflejado como un aumento de temperatura en este mayor que el flujo inicial. Este proceso se describe en la Figura 2.1.



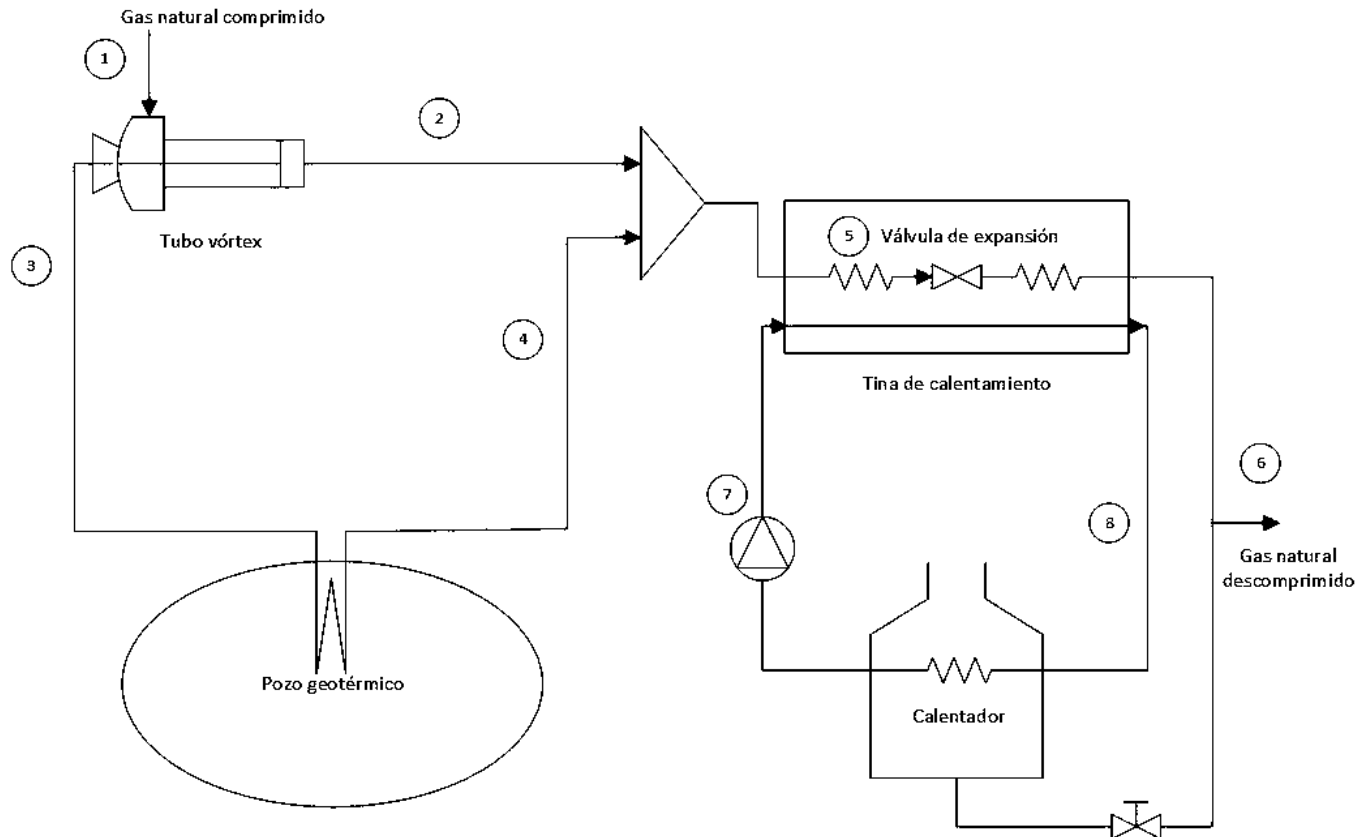
**Figura 2.1.** Proceso de precalentamiento del GN.

En este capítulo se describen detalladamente todos los equipos que conforman el sistema de descompresión, sus características generales y su funcionamiento, así como cuestiones teóricas necesarias para entender mejor el funcionamiento y justificar las decisiones de diseño tomadas.

### 2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

La Figura 2.2, muestra el esquema de una estación de gas natural con un tubo vórtex y un precalentamiento geotérmico. El gas a alta presión entra por el tubo vórtex el cual divide el flujo en dos, una rama caliente y otra fría. El porcentaje de frío/calor se ajusta de acuerdo a las temperaturas más adecuadas para el proceso, tomando a consideración como límite de temperatura inferior, el punto de formación de hidratos (cerca de los 0 °C). La rama fría llega hasta un tubo que sirve como intercambiador de calor, el cual es enterrado debajo de la superficie, donde eleva su temperatura debido al calor de la tierra. Después de que el gas eleva su temperatura se junta con el gas de la rama caliente y pasan a una tina de calentamiento donde ocurre la expansión del gas, el cual es a su vez recibe calor nuevamente a través de agua caliente potenciada por un calentador que funciona con el mismo gas natural

descomprimido, evitando el congelamiento de la tubería en el momento de la expansión debido al efecto Joule-Thomson para finalmente llegar su estado final para ser almacenado o usado de acuerdo a la necesidad.



**Figura 2.2** Esquema estación descompresora de gas natural con tubo vórtex y precalentamiento geotérmico.

Los datos y consideraciones iniciales del sistema de descompresión son:

- El flujo se considera estacionario y estable.
- El flujo que sale de la estación es de  $300 \text{ m}^3/\text{hr}$ .
- El gas natural llega a una temperatura ambiente ( $20^\circ\text{C}$ ) y una presión de 250 bar.
- La tina de calentamiento se encuentra a una temperatura de  $62^\circ\text{C}$ .
- El gas natural descomprimido tiene una presión de 3 bar y se mantiene a una temperatura similar que la de entrada ( $20^\circ\text{C}$ ).
- La presión en los estados intermedios se supone casi constante, solo disminuye a la salida del tubo vórtex y en la etapa de expansión.

Normalmente para obtener las propiedades del gas natural, simplemente se consideran las propiedades del metano debido a que es el elemento con mayor porcentaje en su composición.

Esto puede llegar a generar ciertos errores en los cálculos. Parte del objetivo de estudio de este sistema es comprobar su factibilidad económica, por lo que un error en las mediciones debió a la omisión de estas consideraciones se puede reflejar en los resultados. Por tanto, para el sistema propuesto, el gas natural no se considera como un gas ideal y se debe tomar en cuenta cada uno de los hidrocarburos que lo conforman.

### 2.1.1 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

El gas natural es considerado como una mezcla de hidrocarburos gaseosa. Está compuesto principalmente por metano (95% aproximadamente) y en menor medida por otros hidrocarburos tales como etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno [17].

Los porcentajes de cada hidrocarburo en su composición varían de acuerdo al yacimiento del cual es extraído. En México, las especificaciones del gas natural están normadas por la NOM-001-SECRE-2010 e indica que todo gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución debe cumplir ciertas especificaciones. Dieciséis parámetros son los que se toman a consideración en la norma. Estos parámetros de la norma se muestran en la Tabla 2.1 y se dividen entre el gas natural de la zona sur y el resto del país [18]. Se observan que muchas propiedades son iguales, principalmente en los porcentajes de volumen máximos y las variaciones, pero también se identifican diferentes valores para algunas propiedades tales como el poder calorífico superior.

**Tabla 2.1** Especificaciones del GN de acuerdo a la norma NOM-001-SECRE-2010.

| Propiedad                                  | Unidades  | Zona Sur  | Resto del país |
|--------------------------------------------|-----------|-----------|----------------|
| Metano ( $CH_4$ ) – Min.                   | % volumen | 83        | 84             |
| Oxígeno ( $O_2$ ) – Max.                   | % volumen | 0.2       | 0.2            |
| Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) – Max.       | % volumen | 3         | 3              |
| Nitrógeno ( $N_2$ ) – Max.                 | % volumen | 6         | 4              |
| Nitrógeno. Variación max. diaria           | % volumen | $\pm 1.5$ | $\pm 1.5$      |
| Total de inertes ( $CO_2$ y $N_2$ ) – Max. | % volumen | 6         | 4              |

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

|                                             |           |             |             |
|---------------------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| Etano – Max.                                | % volumen | 11          | 11          |
| Temperatura de rocío de hidrocarburos – Max | K         | 271.15 (-2) | 271.15 (-2) |
| Humedad ( $H_2O$ ) – Max.                   | mg/m3     | 110         | 110         |
| Índice Woobe – Min.                         | MJ/m3     | 47.3        | 48.2        |
| Índice Woobe – Max.                         | MJ/m3     | 53          | 53.2        |
| Índice Woobe – Variación max. Diaria        | %         | $\pm 5$     | $\pm 5$     |
| Poder calorífico superior – Min.            | MJ/m3     | 36.8        | 37.3        |
| Poder calorífico superior – Max.            | MJ/m3     | 43.6        | 43.6        |
| Ácido Sulfhídrico ( $H_2S$ ) – Max.         | mg/m3     | 6           | 6           |
| Azufre total (S) – Max.                     | mg/m3     | 150         | 150         |

Otras características que se deben a tomar en cuenta del gas natural, en el punto de transferencia de custodia que haya sido acordado entre las partes, debe estar técnicamente libre de:

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

El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte, distribución y/o usuarios es de 283.15 a 323.15 K. El suministrador podrá entregar gas natural a una temperatura inferior a la mínima establecida si cuenta con autorización por escrito del permisionario o del usuario o así lo hayan acordado las partes en el contrato de suministro [18].

Estas especificaciones sirven de referencia al momento de considerar la composición y estado del gas natural en el sistema de descompresión.

### 2.1.1.1 ÍNDICE DE WOBBE

El índice de Wobbe es un parámetro que se utiliza para caracterizar la intercambiabilidad de un combustible. Es un parámetro importante cuando se quiere mezclar gases combustibles y el aire, se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria en un quemador. Se puede definir como la relación del poder calorífico superior con la raíz cuadrada de la densidad relativa del combustible.

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_{rGN}}} \quad (2.1)$$

De esta manera, se asume que un combustible puede substituirse por otro sin necesidad de realizar cambios en los equipos de combustión, si ambos combustibles tienen índices de Wobbe muy similares [19].

Al observar las especificaciones de la norma se observa que el índice de Woobe (tanto mínimo como máximo) es mayor al poder calorífico superior (de igual forma mínimo y máximo) por lo que la densidad relativa del gas natural es menor a la unidad. Si se establecen los valores del índice y del poder calorífico se podría conocer el valor exacto de la densidad relativa (y por tanto de la densidad del GN).

### 2.1.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Una vez determinados los porcentajes de cada hidrocarburo que conforma al GN, se procede a determinar su composición tanto en forma molar (número de moles) o especificando la masa de cada componente (análisis gravimétrico).

Con esto se pueden obtener las propiedades del gas natural tales como presión, temperatura, entalpía, energía interna y entropía. Estas propiedades termodinámicas se pueden calcular por medio de métodos rigurosos de software especializado y también mediante cartas, correlaciones y procedimientos rápidos de cálculos.

Se puede considerar el gas natural como una mezcla de gases reales, aunque el cálculo de estas propiedades puede llegar a ser algo complejo, se cuentan con herramientas suficientes para poder realizar una aproximación bastante acertada de estas propiedades.

Para predecir el comportamiento P-v-T de la mezcla normalmente se utilizan dos modelos: la ley de Dalton de las presiones aditivas y la ley de Amagat de volúmenes aditivos.

Estos modelos se pueden describir de la siguiente manera:

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

- Ley de Dalton de presiones aditivas: La presión de una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones que cada gas ejerce si existe sólo a la temperatura y volumen de la mezcla.
- Ley de Amagat de volúmenes aditivos: El volumen de una mezcla de gases es igual a la suma de los volúmenes que cada gas ocupa si existe sólo a la temperatura y presión de la mezcla [19].

Estas leyes son exactas para gases ideales, pero solo aproximadas para gases reales. Aunque en principio, ambas leyes funcionan igual no siempre se obtendrá el mismo resultado. La Ley de Dalton es más apropiada para mezclas de gases a bajas presiones, mientras que la Ley de Amagat será más adecuada a presiones altas

Para la mezcla de gases reales se debe tomar a consideración la desviación de cada componente del comportamiento de gas ideal. La manera más empleada es utilizando el factor de compresibilidad  $Z$

$$Z_m = \sum_{i=1}^k y_i Z_i \quad (2.2)$$

Dónde  $Z_i$  se determina con la ley de Dalton o con la ley de Amagat y con la temperatura de la mezcla para cada gas individual. En general el enfoque del factor de compresibilidad proporciona resultados más precisos cuando se evalúa con la ley de Amagat [20].

Para determinar las propiedades intensivas tales como la energía interna, entalpía y entropía se sugiere una manera simple: únicamente se suman las contribuciones de cada componente mezclado, pudiendo expresar dichas propiedades como:

$$U_m = \sum_{i=1}^k U_i = \sum_{i=1}^k m_i u_i = \sum_{i=1}^k N_i \bar{u}_i \quad (2.3)$$

$$H_m = \sum_{i=1}^k H_i = \sum_{i=1}^k m_i h_i = \sum_{i=1}^k N_i \bar{h}_i \quad (2.4)$$

$$S_m = \sum_{i=1}^k S_i = \sum_{i=1}^k m_i s_i = \sum_{i=1}^k N_i \bar{s}_i \quad (2.5)$$

Se utiliza una lógica similar para los cambios de cada una de las propiedades.

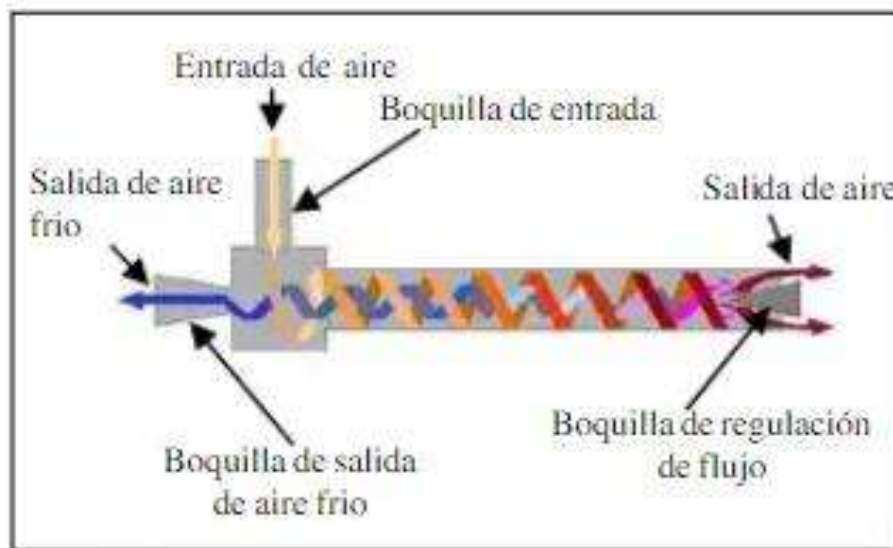


Como los componentes del gas natural se comportan como gases reales el análisis se vuelve un poco más complejo debido a que las propiedades de los gases reales (energía interna, entalpía, calores específicos) dependen de la presión o volumen específico, así como de la temperatura. En estos casos, los efectos de la desviación con respecto al comportamiento al considerarse como gases ideales en las propiedades de la mezcla deben ser tomados en cuenta.

## 2.2 TUBO VÓRTEX

Como se mencionó en el capítulo anterior el tubo vórtex, o tubo vórtice, es un equipo que opera como una máquina refrigerante sin ninguna parte móvil, como ejes o pistones descompresores. Dicho equipo funciona sin necesidad de un suministro externo de energía, al utilizar la misma energía cinética del gas, debido al efecto Ranque – Hilsch.

Este equipo consta de un tubo por el cual entra el gas a alta presión, para ser dividido posteriormente en dos flujos, un flujo de aire frío y uno de aire caliente. El flujo frío sale del equipo a través de una boquilla de aire, mientras que el flujo caliente sale regulado por una válvula cónica en el lado opuesto del tubo como se muestra en la Figura 2.3.



**Figura 2.3** Esquema de un tubo vórtice [21].

El tubo vórtice tiene una forma cilíndrica y se le inyecta aire tangencialmente a presiones mayores a la atmosférica a través de una boquilla con un área menor a la del tubo, pasando a través de una cámara en la cual se realiza la separación del flujo inyectado en una corriente de salida caliente y otra fría (respecto a la temperatura del fluido a la entrada), pudiendo

controlar las temperaturas a través de una válvula cónica posicionada en la salida de la corriente caliente [21].

Una breve explicación del fenómeno se expone de la siguiente manera: al entrar el aire al tubo se generan flujos en forma de torbellino los cuales viajan en direcciones contrarias, a la misma velocidad angular. Por el principio de conservación del momento angular la velocidad rotacional del vórtice interno debería aumentar, pero en el tubo la velocidad de vórtice permanece igual. El momento angular que el vórtice interno deja de ganar, se manifiesta en el vórtice exterior en forma de calor. Así, el vórtice exterior se calienta y el interno se enfría. Debido a que el flujo es turbulento, remolinos pueden viajar de un vórtice al otro. De esta forma, micro volúmenes del fluido viajan desde el centro hacia el exterior (en la cual la presión relativa es mayor), los cuales son comprimidos produciendo calentamiento, mientras que los micro volúmenes que se mueven hacia el centro del tubo disminuyen su presión, por lo que sufren enfriamiento [22].

Existen en el mercado una amplia gama de tubos vórtex contruidos con diferentes materiales, medidas y dimensiones las cuales determinan su rango de temperaturas de funcionamiento, su presión máxima y el flujo máximo de trabajo.

Para el caso de la estación descompresora se busca un tubo que cumpla las características necesarias, principalmente el rango de fracción de frío que se necesita para poder aumentar la temperatura del flujo caliente sin llegar al punto de congelación en el flujo frío. También se debe considerar a su vez la cantidad de flujo máximo con la que se trabajará en la estación y este parámetro se verá reflejado en el tubo en cuanto a su tamaño. Ambos parámetros se encuentran íntimamente relacionados. Cuanto mayor sea la fracción de frío, mayor será el caudal y la temperatura del flujo de aire frío. Por el contrario, cuanto menor sea la fracción de frío, menor será el caudal de aire frío y la temperatura.

La presión de entrada afecta tanto a la temperatura del tubo frío como la del tubo caliente, teniendo una mayor temperatura de aire caliente y una menor temperatura de aire frío cuando se aumenta ésta.

Algunos fabricantes recomiendan comenzar con la fracción fría más alta posible y a partir de ahí encontrar un flujo menor (acompañado de una temperatura más baja que viene con él), según sea la necesidad de aplicación. Estos parámetros no modifican el consumo total del gas, por lo que se puede optimizar el rendimiento sin un costo adicional de funcionamiento [23].

En los casos que la aplicación requiera un diseño especial del tubo vórtex que no se encuentre en el mercado, es posible construir el equipo adaptándolo a las geometrías y características necesarias. El más usado es el método propuesto por Blamer en 1950 [24] quién utilizó un material denominado Perspex, aunque se han realizado algunos experimentos con acrílico [21] o PVC [22], lo cual brinda una mayor gama de opciones en cuanto al diseño y construcción de los tubos.

## 2.3 PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO

La energía geotérmica o geotermia, es aquella que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. Se considera como una fuente renovable y sostenible de energía.

La energía geotérmica viene del calor de la roca fundida, o magma, que se encuentra en las profundidades de la Tierra y que sube a través de las grietas de la corteza terrestre [25]. Este tipo de energía funciona de varias formas según el yacimiento y las necesidades del usuario o industria.

En la actualidad su uso es cada vez más estudiado y tiene diversas aplicaciones, incluso desde épocas más antiguas, aunque no se compara con las fuentes de energía más convencionales como la energía hidráulica o la quema de carbón y combustibles.

Algunos de sus aplicaciones son:

- Generación de electricidad.
- Calefacción tanto industrial como doméstica.
- Uso en invernaderos.
- Acuicultura.
- Usos turísticos.

Este tipo de energía tiene diferentes ventajas y desventajas, como se muestra en la Figura 2.4. Como principal ventaja sobre los demás tipos de energías: no solo es prácticamente libre de emisiones de  $CO_2$ , y por lo cual se considera una energía limpia, puesto que contamina muy poco a comparación de otros tipos de combustibles, sino que además se encuentra disponible en todo el mundo. Además, esta energía es inagotable, por mucha extracción de calor que se realice, esta será muy pequeña comparada con la emisión de calor que la Tierra realiza constantemente [26]. Por último, la energía geotérmica reduce la dependencia energética y esto provoca que se puedan mantener los precios y, al ser de producción local, no se está a merced de lo que pueda pasar en otros países productores, considerando que en un mundo tan globalizado, es difícil no depender del recurso de otras naciones los cuales pueden fluctuar en sus precios según sea la demanda, o incluso en casos más graves, cuando ocurre un desastre natural, guerra o conflicto político que cause algún tipo de desabasto. Eso no ocurre cuando se depende de energía geotérmica.



## Ventajas

- Limpia.
- Inagotable.
- Alta disponibilidad en el mundo.
- Reduce la dependencia de otras energías.
- Mantenimiento mínimo.
- Es segura.



## Desventajas

- Alto costo de infraestructuras.
- Varías de acuerdo a la época del año.
- No se puede transportar.
- Requiere realizar diversos estudios en el suelo y clima.

**Figura 2.4** Ventajas y desventajas de la energía geotérmica.

En cuanto a las desventajas de la energía geotérmica, la principal de ellas es la infraestructura para obtenerla, puesto que tiene un alto costo y a pesar de que no depende del Sol ni del viento si puede llegar a depender de la época del año en la que se utilice, por lo que se tiene que tener en consideración estas condiciones al momento de diseñar algún sistema que utilice este tipo de energía, lo cual puede llevar a la disminución en la producción total del sistema que al final se refleja en términos económicos y en desabasto de recursos. Otro punto importante es que, a diferencia de la energía eléctrica la cual se genera y luego es transportada, este tipo de energía, al ser térmica, tiene que ser utilizada en el lugar donde se extrae dado que en caso contrario y debido a la primera ley de la Termodinámica, esta terminará por disiparse en el medio ambiente.

Por ello que es importante elegir el lugar para instalar la estación descompresora de gas natural para lo cual se necesitan realizar estudios al terreno y al clima. Afortunadamente, México cuenta con bastos recursos de este tipo a lo largo de su territorio, por ende, este tipo de alternativas resultan muy favorables al aprovechar un recurso que aún tiene bastante potencial por ser explotado en el país.

### 2.3.1 GRADIENTE GEOTÉRMICO

Se puede definir el gradiente geotérmico como el número de grados centígrados que aumenta la temperatura al profundizar 100 m en el interior de la corteza terrestre.

Este gradiente se determinó al medir la temperatura desde la superficie de la Tierra hasta la base de la corteza terrestre. A medida que aumenta la profundidad su valor sigue una

progresión media de 3.1 °C cada 100 metros de profundidad o aproximadamente 1 °C cada 33 metros de profundidad [27]. Cuando existe un sitio con gradientes de temperaturas mucho mayores, se consideran buenos sitios geotérmicos. Hay varios factores que determinan el gradiente geotérmico de una zona. Tanto el grado como el gradiente geotérmico varían con:

- La conductividad térmica de las rocas (a mayor conductividad térmica de las rocas menor gradiente geotérmico, y mayor grado geotérmico).
- El tipo de reacciones químicas que predominen en la zona (endotérmicas y exotérmicas).
- La presencia y concentración de elementos radiactivos, que desprenden calor en su desintegración, elevando el gradiente geotérmico y disminuyendo el grado geotérmico.
- La proximidad de rocas eruptivas aún no consolidadas, que aportan calor en forma considerable.
- La existencia de aguas termales en la zona considerada.

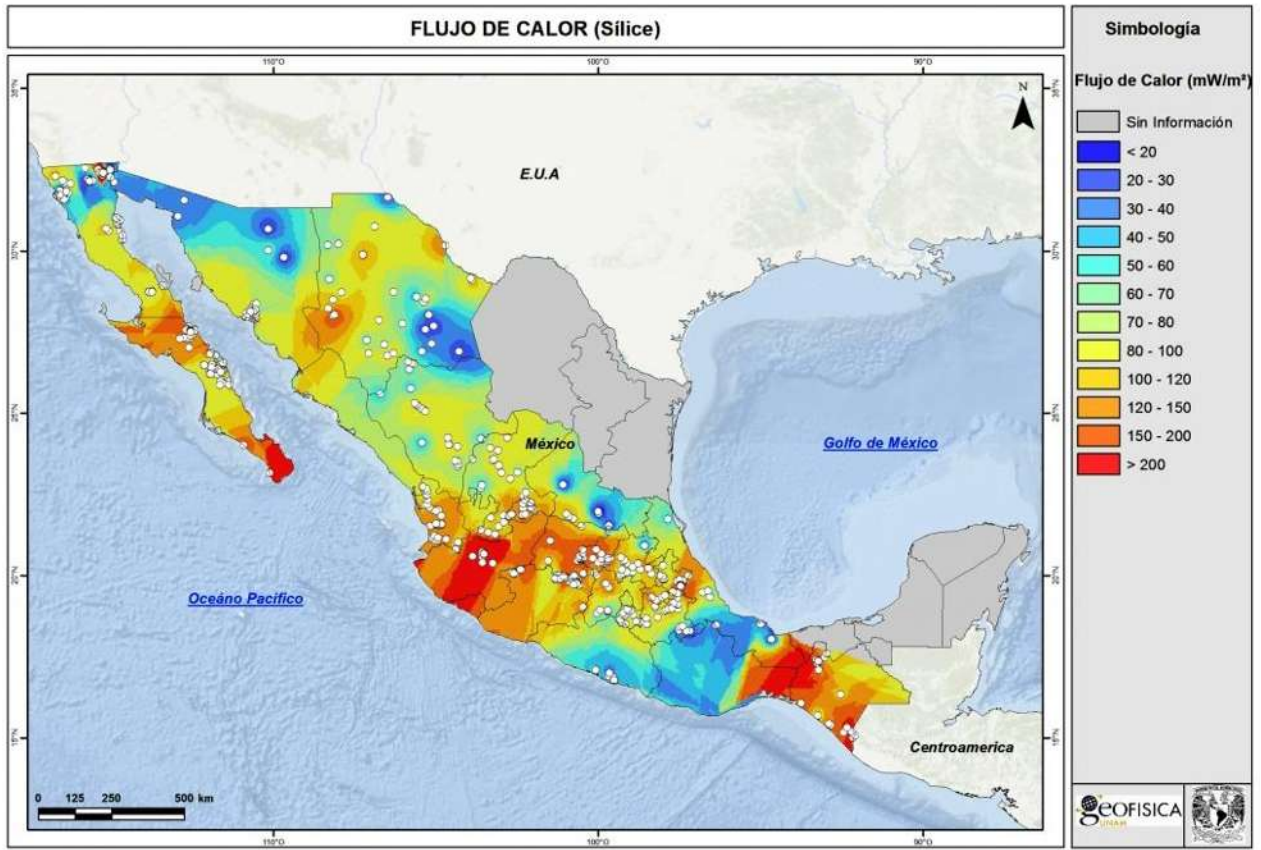
### **2.3.2 YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS**

Para poder determinar que uso se le da al recurso geotérmico que se logra extraer del suelo, estos se clasifican según su nivel energético.

Se pueden clasificar como:

- Yacimientos de alta entalpía. son aquellos recursos en los cuales su temperatura se encuentra por encima de los 150 °C.
- Yacimientos de media entalpía. Aquellos recursos en los que su temperatura oscila entre los 100°C y 150°C.
- Yacimientos de baja entalpía. Los recursos en dónde su temperatura se encuentra por debajo de los 100 °C.

México es muy rico en cuanto a este recurso, teniendo principalmente recursos de media y baja entalpía, como se muestra en la Figura 2.5, que presenta un mapa de flujo de calor y recursos geotérmico en México [28].



**Figura 2.5** Mapa de flujos de calor y recursos geotérmicos en México [28].

Cada uno de estos tiene diferentes usos y aplicaciones, los cuales se describen brevemente a continuación

### 2.3.2.1 YACIMIENTOS DE ALTA ENTALPÍA

Este tipo de yacimientos aprovecha masas de agua subterráneas a gran presión, selladas entre rocas impermeables que transmiten el calor interior de la tierra, obteniendo temperaturas mayores a 150°C, que permite aprovechar el vapor de agua natural para obtener energía eléctrica de forma constante, fiable y rentable durante todo el año.

Se encuentran principalmente en zonas con gradientes geotérmicos elevados y se sitúan a profundidades muy variables (frecuentemente entre 1500 y 3000 metros). Están constituidos por vapor seco o por una mezcla de agua y vapor.

Su uso principalmente es industrial y de generación de electricidad. El aprovechamiento de este recurso puede hacerse directamente si se dan de forma natural las condiciones geológicas y físicas para ello. Si el yacimiento geotérmico cuenta con condiciones físico-geológicas

favorables, pero no existe fluido, éste podría inyectarse creando así un yacimiento de roca caliente seca.

Las centrales geotérmicas en las que se produce electricidad se emplazan habitualmente sobre yacimientos geotérmicos, de los que se extrae el agua y el vapor a alta entalpía, que se aprovecha mediante una turbina para generar electricidad. Una vez extraída la energía, el agua se devuelve al yacimiento geotérmico con objeto de asegurar la perdurabilidad del mismo.

Este tipo de recursos por sus características no son los más adecuados para un precalentamiento en una estación descompresora de gas natural, debido a las altas presiones y al exceso de temperatura que se tendría, lo cual sería un gasto innecesario, por eso su principal uso es el de generación eléctrica. Además, México cuenta con pocos lugares con este tipo de recurso geotérmico, siendo Cerro Prieto el más conocido, donde se tiene una capacidad instalada de 720 MW [29].

#### **2.3.2.2 YACIMIENTOS DE MEDIA ENTALPÍA**

Son yacimientos en los cuales su temperatura oscila entre los 150°C y 80°C. Pueden localizarse en zonas con un gradiente geotérmico elevado a profundidades inferiores a los 2000 metros, y en cuencas sedimentarias a profundidades entre los 3000 y 4000 metros [30]. Su temperatura permite el uso para la producción de electricidad mediante ciclos binarios, aunque su rendimiento no es el más óptimo. También pueden aprovecharse para uso térmico en calefacción y refrigeración en sistemas urbanos y en procesos industriales.

Estos yacimientos encuentran en mayor medida que los de alta entalpía en el territorio mexicano, muchos ya han sido explorados para corroborar sus propiedades y lo viables que son.

Este tipo de recurso resulta ideal para trabajar en el caso de estudio de este trabajo, debido a que se busca dar un uso térmico a dicho recurso para realizar una transferencia de calor, del suelo al gas natural, siendo la temperatura en esta categoría la adecuada, de acuerdo a las hipótesis iniciales.

#### **2.3.2.3 YACIMIENTOS DE BAJA ENTALPÍA**

Estos recursos al tener una temperatura más baja (menos de 80 °C) se utilizan únicamente en procesos de calefacción, industriales y de balneoterapia. Se pueden encontrar a profundidades de entre 1500 y 2500 metros profundidades menores de 1000 metros en zonas con un gradiente alto de temperatura.

Usualmente a estos yacimientos se les dan usos son domésticos, los cuales principalmente buscan regular las temperaturas en invierno con mecanismos sencillos. Cuando la temperatura del yacimiento es aún menor (menos de 50°C), su nivel térmico es muy poco para ser utilizado en esos sistemas domésticos, por lo cual se utilizan en otro tipo de lugares como invernaderos o lugares recreativos (balnearios).

Debido a esto no sería lo más adecuado utilizar este tipo de recursos en la estación descompresora de gas natural debido a las condiciones de temperatura que se requiere, aunque no se descarta totalmente si se llegara a una configuración en la cual una temperatura entre 70 °C y 100 °C sirviera para satisfacer el requisito de transferencia de calor necesario en el sistema para elevar la temperatura de gas natural hasta un punto donde sea beneficioso para el rendimiento total del sistema, pero requerirá un estudio más profundo de optimización.

### **2.3.3 TECNOLOGÍAS PARA USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA**

Hay varias maneras de aprovechar la energía geotérmica para uso térmico en los yacimientos de media y baja entalpía.

Las principales cuestiones que se plantean para poder utilizar dichos yacimientos como un método de precalentamiento son la forma en que se extraerá el recurso y la manera en que se dará el intercambio de calor. Es por ello que es importante revisar las diversas tecnologías que se han desarrollado para elegir la tecnología más adecuada en la estación descompresora de gas natural.

Se puede clasificar los tipos de tecnologías en dos grupos:

- Sistemas abiertos: Básicamente captan el agua caliente que se encuentra en el subsuelo, la extraen mediante una bomba para luego reinyectarla después de extraer su energía.
- Sistemas cerrados: Estos sistemas utilizan intercambiadores de calor enterrados en el subsuelo por los cuales pasa un fluido que absorbe la energía calorífica del subsuelo, en este caso no es necesario extraer y reinyectar ningún fluido.

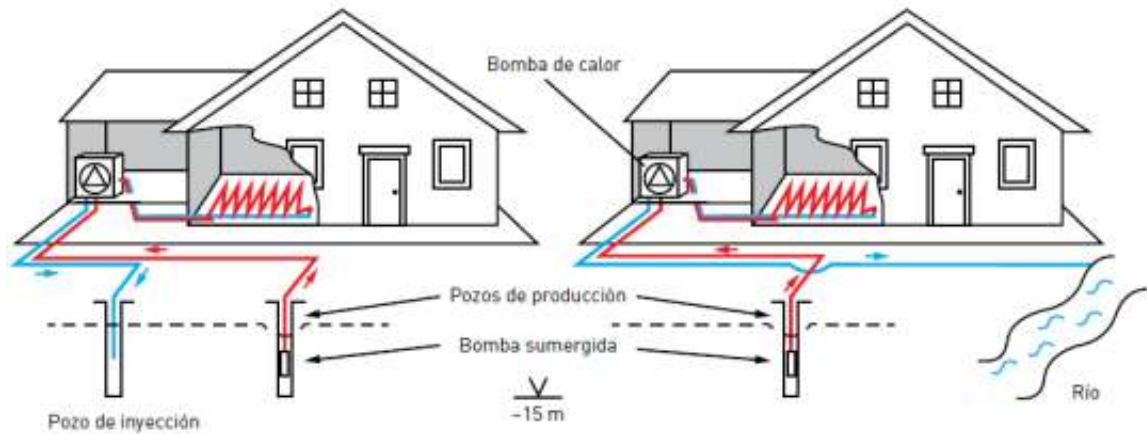
#### **2.3.3.1 SISTEMAS ABIERTOS**

Este tipo de sistemas se caracterizan por que el agua subterránea la cual contiene alta temperatura, fluye libremente en el subsuelo y actúa, como medio para el intercambio del mismo. El principal aspecto técnico de este tipo de sistemas es la perforación que se debe llevar a cabo para poder utilizar el agua caliente como medio. En la mayoría de los casos, se necesita realizar dos sondeos, uno para extraer el agua subterránea y otro para reinyectarla en el mismo acuífero de la que se obtuvo.



El sondeo de captación, equipado con una bomba sumergible, conduce el agua subterránea hasta la bomba de calor, desde donde, una vez enfriada tras extraer su energía, se devuelve al acuífero de origen o se vierte a un cauce superficial [30].

Este tipo de sistemas se muestran en la Figura 2.6



**Figura 2.6** Ejemplo de un sistema geotérmico abierto [30].

La profundidad de estas perforaciones puede variar de acuerdo a la temperatura del yacimiento. Para la aplicación de estos sistemas se requiere una permeabilidad suficientemente elevada del terreno, que permita obtener la cantidad necesaria de agua subterránea a poca profundidad, pero es necesario tener atención a la calidad del agua, debido a que puede contener altas cantidades de sales. Esto puede provocar problemas de corrosión o que se obstruyan las tuberías por donde circula el fluido, derivado así también altos costos y jornadas frecuentes de mantenimiento. Como ventaja es que estos sistemas tienen un bajo costo de inversión.

### 2.3.3.2 SISTEMAS CERRADOS

Se basan en el empleo de intercambiadores de calor enterrados dentro del subsuelo, con un fluido en su interior que absorbe la energía del subsuelo. Este fluido es el que circula por el intercambiador en circuito cerrado y no el agua subterránea, como sucede en el caso de los sistemas abiertos.

Este tipo de sistemas ofrecen la posibilidad de aprovechar el calor acumulado en la corteza terrestre, a relativamente pocas profundidades. Por tanto, son de gran ayuda en las situaciones en que la impermeabilidad del terreno o la profundidad de los niveles no permite explotar la energía de las aguas del subsuelo.

Dentro de estos sistemas se pueden encontrar dos subdivisiones: horizontales y verticales, en función de cómo se sitúan los intercambiadores en el terreno.

- Sistemas horizontales:

Los circuitos cerrados con intercambiador de calor horizontal son los sistemas cerrados más fáciles de instalar, dado que las tuberías se disponen retirando la capa superficial de terreno y cubriéndolas con este. Su uso es recomendable cuando se conecta con instalaciones que funcionan con baja potencia.

Sin embargo, es necesario disponer de un gran espacio, y por ello están limitados a lugares grandes.

Estos pueden conectarse en serie o en paralelo, aunque también se han buscado alternativas para reducir el problema del espacio, tales como utilizar conectores Slinky, en espiral o en zanja [31].

Estos sistemas tienen un costo inferior al que supone la perforación de sondeos, pero presentan el inconveniente de requerir una considerable superficie, además de estar sometidos a importantes variaciones de temperatura y humedad, que afectan al rendimiento estacional.

Una variante de estos sistemas son los denominados sistemas de expansión directa, en los que el intercambio térmico se realiza mediante la circulación del fluido refrigerante directamente por el circuito situado en el terreno.

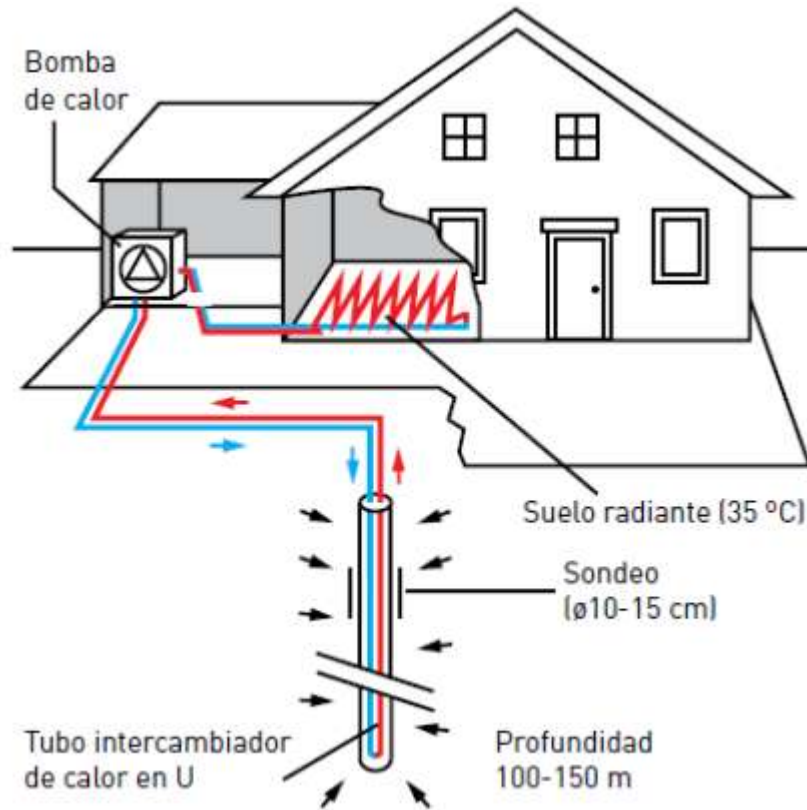
La ventaja de esta tecnología, limitada a las unidades más pequeñas, es que evita uno de los procesos de intercambio de calor, ofreciendo, de este modo, la posibilidad de mejorar la eficacia del sistema.

Para el caso de la estación descompresora de gas natural solo sería una opción viable en caso de no requerir demasiada temperatura para precalentar el gas, tomando en cuenta que, a mayor demanda de potencia, estos sistemas no resultarán suficientes.

- Sistemas verticales:

Los sistemas cerrados con intercambiador vertical suponen la perforación normalmente entre 50 y 200 metros en los que se introducen colectores de calor por los que circula el fluido [32]. Estos dispositivos verticales de captación de calor se denominan sondas geotérmicas

Su ventaja es que requieren menos espacio que los sistemas horizontales, pero debido a las perforaciones que se tienen que realizar, aumentan sus costos de perforación y complejidad de instalación. En la Figura 2.7, se muestra un ejemplo de cómo son este tipo de sistemas.



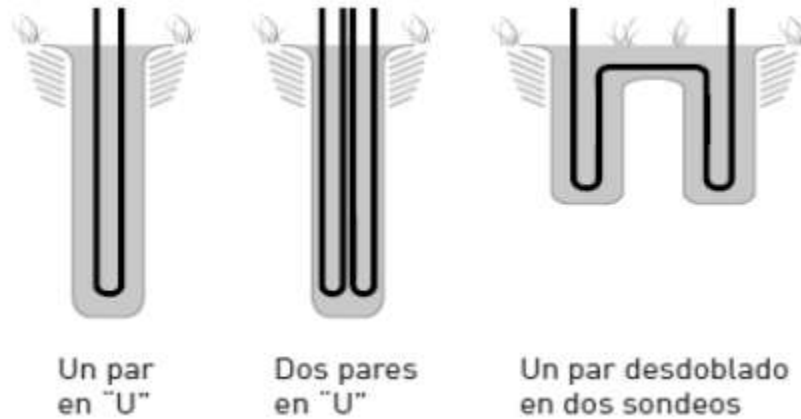
**Figura 2.7** Ejemplo de un sistema geotérmico cerrado en vertical [30].

Primero se realiza la perforación y después se introducen los tubos captadores. Estos tubos que forman el intercambiador son de materiales plásticos como el polietileno o el polipropileno. Una vez introducido el intercambiador, se rellena el sondeo, con el fin de mantener el contacto con el terreno y la capacidad de transmisión de calor [31]. Lo más recomendable, es un relleno de gravas o arenas permeables para incrementar la conductividad térmica o también si hay agua caliente a los alrededores de la perforación, esto resulta beneficioso para la transferencia de energía.

Un parámetro importante en este tipo de sistemas, es la potencia requerida. A mayor potencia, el pozo tendrá que ser más profundo para que el intercambiador tenga más área de transferencia de calor, este parámetro se medirá en W/m. El diámetro del tubo es otro dato a considerar. La configuración del intercambiador también resulta importante: el número de tubos, si se conecta en serie o paralelo, etc.

Para el diseño de intercambiadores verticales conectados a instalaciones individuales o de pequeño tamaño puede recurrirse a tablas, datos empíricos y normas generales. En el caso de instalaciones de mayor demanda y tamaño, es necesario calcular el número y la longitud de los dispositivos necesarios.

Las sondas geotérmicas más utilizadas constan de un Tubo en U (un par de tubos unidos en su base mediante un codo de 180 °C formando una U, lo cual hace referencia a su nombre) o un par de ellos, siendo posible que en cada sondeo puedan instalarse, dependiendo de su diámetro de perforación, varios pares de tubos en U, existiendo también la posibilidad de dar a estos pares un mayor recorrido a lo largo de varias sondas, como se observa en la Figura 2.8.



**Figura 2.8** Tipos de instalación de tubos captadores verticales en sondas geotérmicas [30].

La ventaja de esta configuración es el bajo costo del material de los tubos.

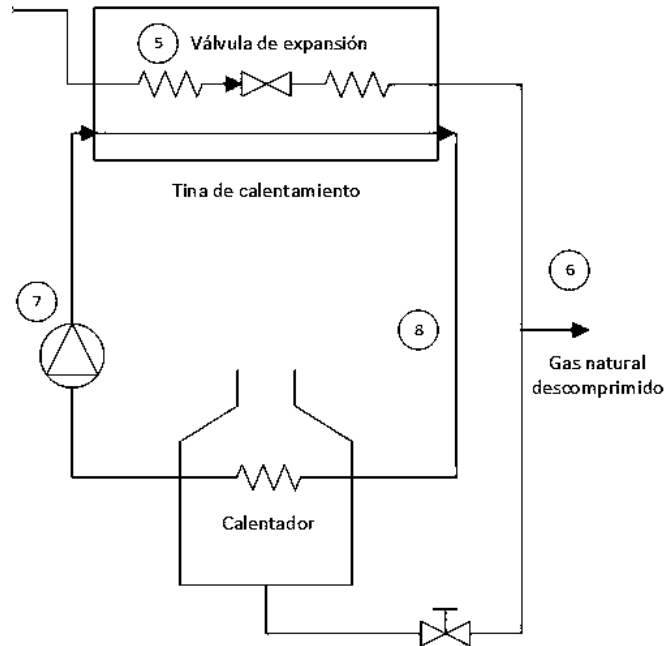
Las sondas geotérmicas son la parte más cara de un sistema geotérmico. Tienen una vida útil de 50 años y, una vez introducidas en el terreno y cementadas, no admiten posibilidad de efectuar sobre ellas ningún mantenimiento preventivo o correctivo, de ahí la importancia de que estén adecuadamente dimensionadas y correctamente instaladas [33].

Este tipo de tecnología es la recomendada para la estación descompresora de gas natural, debido a sus bajos costos, a que requiere perforaciones de poca profundidad de aproximadamente cien metros. De igual manera los rangos de temperaturas de trabajo lo permiten, al no ser requeridas temperaturas tan elevadas. Al trabajar sin la necesidad de extraer algún fluido caliente de los yacimientos, se simplifica mucho la configuración.

## 2.4 TINA DE CALENTAMIENTO

Esta parte del sistema consiste en una tina que contiene agua caliente, la cual puede ser calentada por medio del mismo gas natural, algún otro combustible o resistencias eléctricas.

Para la estación descompresora se eligió un sistema de calentamiento que utiliza el mismo gas natural como combustible para mantener a cierta temperatura el agua de la tina como se muestra en la Figura 2.9.



**Figura 2.9** Tina y sistema de calentamiento.

Dentro de este equipo se encuentra la etapa de expansión del gas, donde por medio de una válvula de expansión se reducirá la presión hasta la deseada. En esta parte es donde se da el fenómeno del efecto Joule-Thomson y por tanto la temperatura del gas es reducida, al colocar la válvula de expansión dentro de la tina se minimizan las pérdidas que pueda haber en la transferencia de calor por disipación con el medio ambiente y se aprovecha mejor la energía del agua caliente.

Para realizar esta función, la tina de calentamiento cuenta con dos equipos principales:

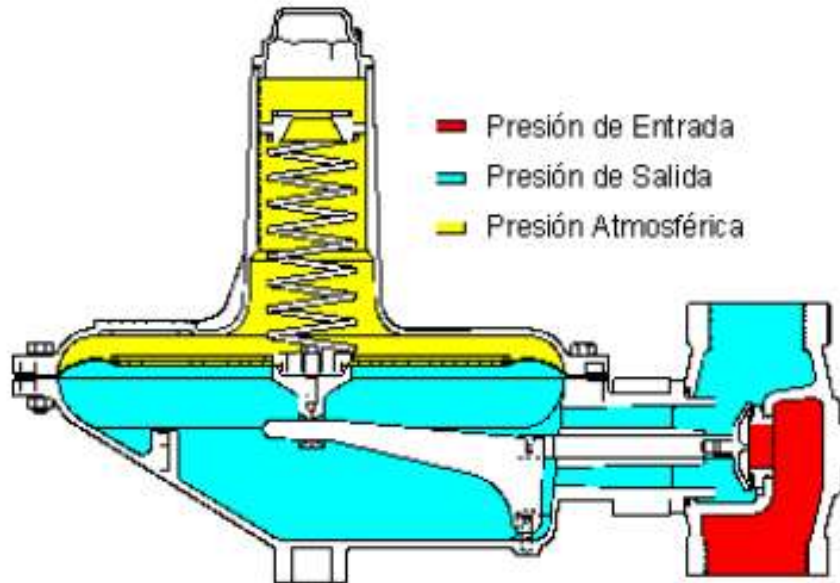
- Válvula de expansión (reguladora de presión).
- Sistema de calentamiento por medio de gas natural.

### 2.4.1 VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN

Estas válvulas cortan automáticamente el flujo del gas cuando está a cierta presión. Pero también se utilizan para permitir que los tanques o líneas de suministro de fluido a alta presión se reduzcan a una presión utilizable y segura para diferentes aplicaciones. Los mecanismos internos que componen un regulador, automáticamente controlan o limitan las variaciones de

presión a un valor previamente establecido. Un ejemplo muy claro de estos equipos son las válvulas reguladoras de uso doméstico para tanques de gas LP.

Básicamente, un regulador es una válvula de recorrido ajustable conectada mecánicamente a un diafragma el cual se equilibra con la presión de salida y una fuerza aplicada en el lado contrario, como se observa en la Figura 2.10.



**Figura 2.10** Regulador de presión [34].

Un regulador de presión se compone de tres elementos funcionales.

- Un elemento reductor de presión o restrictivo. Con mayor frecuencia, los reguladores emplean una válvula de resorte como elemento restrictivo. La válvula de retención incluye un sello elastomérico o un sello termoplástico, que está configurado para hacer un sello en un asiento de válvula.

Cuando la fuerza del resorte aleja el sello del asiento de la válvula, se permite que el fluido fluya desde la entrada del regulador hasta la salida. A medida que aumenta la presión de salida, la fuerza generada por el elemento sensor resiste la fuerza del resorte y la válvula se cierra. Estas dos fuerzas alcanzan un punto de equilibrio en el punto de ajuste del regulador de presión.

Cuando la presión aguas abajo cae por debajo del punto de ajuste, el resorte empuja el vástago lejos del asiento de la válvula y se permite que fluya fluido adicional desde la entrada hasta la salida hasta que se restablezca el equilibrio de la fuerza.

- Un elemento sensor. Típicamente un diafragma o pistón.

- Un elemento de fuerza de referencia o de carga. Más comúnmente una primavera.

En funcionamiento, la fuerza de referencia generada por el resorte abre la válvula. La apertura de la válvula aplica presión al elemento sensor que a su vez cierra la válvula hasta que se abre lo suficiente como para mantener la presión establecida [35].

Existen diversos tipos de válvulas reguladoras, pero se pueden clasificar principalmente en dos tipos:

- Reguladores auto operativos: La principal característica de los reguladores auto operados es que disponen de menos partes móviles. La particularidad de contar con un resorte como único ajuste en la presión de entrega, le otorga una ventaja en las labores de operación y mantenimiento.
- Reguladores pilotados: los reguladores pilotados están conformados por un pequeño regulador, o piloto, que es utilizado como control del regulador principal. El piloto, amplificador o multiplicador tiene la habilidad de traducir los pequeños cambios en la presión de salida, en grandes cambios aplicados sobre el instrumento de medida (diafragma), [34].

Para seleccionar las válvulas adecuadas se deben tomar a consideración varios factores, tales como las presiones de entrada y salida, las cuales se deben conocer previamente, así como el diferencial de presión máximo que se permite entre la entrada y salida; el requerimiento de flujo, al ser importante el establecer el caudal máximo que va a circular por la estación, para así instalar la válvula que pueda cumplirlo y tomar a consideración sus dimensiones y peso. También si el caudal va a tener variaciones, se debe integrar esas variables a los cálculos pertinentes.

Para el caso propuesto se considera como mejor opción una válvula reguladora pilotada, debido a que la estación no siempre tendrá la misma carga y las presiones podrían variar de cierta manera, aunque no es lo deseado. Así se podrá ajustar la válvula a presión requerida por el consumidor sin que existan más complicaciones. Si se seleccionan adecuadamente, pueden operar por muchos años sin acarrear grandes costos de mantenimiento, pero la falla de uno de ellos puede significar la parada de la planta en su totalidad.

## **2.4.2 SISTEMA DE CALENTAMIENTO POR MEDIO DEL GAS NATURAL**

Este sistema de calentamiento transfiere energía al agua que se encuentra dentro de la tina, en forma de calor. Para esto se utiliza una pequeña parte del gas natural como combustible.

La principal ventaja de utilizar el mismo gas natural es una simplificación del proceso, puesto que no será necesario adquirir otro tipo de combustible, simplemente se requiere una válvula y una tubería que extraiga la pequeña porción del gas natural necesario hacia un quemador y una bomba que haga circular el flujo de agua por la tina.

La desventaja principal es que ese mismo gas que se utiliza en el quemador, ya no será utilizado por el consumidor y aun así refleja un gasto que usualmente se carga hacia él y no hacía la empresa distribuidora, por lo que también se busca reducir ese porcentaje de combustible que se pierde.

Como se mencionó en el capítulo anterior, los equipos ideales para realizar este proceso son los calentadores de línea, muchos de ellos ya diseñados por fabricantes. Para el caso de la estación descompresora, se busca simplificar este tipo de equipos y adaptarlo a las necesidades, pero basándose en su mismo funcionamiento.

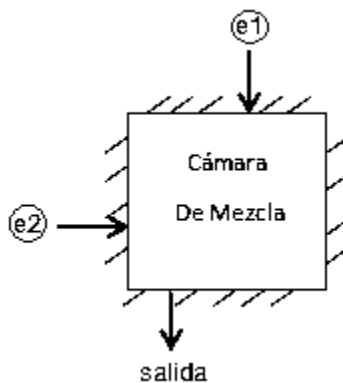
## 2.5 OTROS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS

La estación debe contar con otros elementos importantes necesarios principalmente para el correcto funcionamiento y la seguridad de los operadores.

### 2.5.1 CÁMARA DE MEZCLADO

Una cámara de mezcla o intercambiador de calor por contacto directo es donde sucede el proceso de mezclado de dos corrientes de fluidos. Este tipo de dispositivo solo se emplea en los sistemas continuos o circulantes para la mezcla completa de fluidos miscibles. Esta es la sección de la estación donde se mezclarán los dos flujos de gas natural inicialmente separados en el tubo vórtex.

Es un equipo en el cual ingresan más de una corriente de fluido, en este caso el gas natural, que luego de mezclarse, salen bajo un mismo estado como se muestra en la Figura 2.11.



**Figura 2.11** Diagrama de una cámara de mezcla [36].

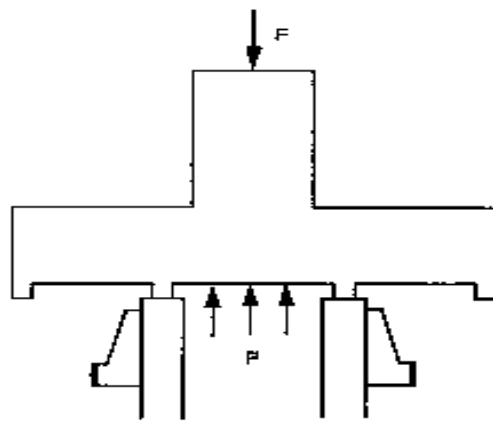


La condición de funcionamiento para este equipo, es que las presiones de entrada deben ser iguales a la presión de salida. La cámara de mezcla funciona en régimen permanente y es adiabática.

## 2.5.2 VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Es extremadamente importante que el sistema cuente con diversas válvulas de seguridad, las cuales se encargan de regular la presión para que no sobrepase cierto límite, evacuando el fluido por un escape.

Las válvulas de seguridad de alivio de presión están diseñadas para abrir y aliviar un aumento de la presión interna del fluido, por exposición a condiciones anormales de operación o a emergencias. Son actuadas por la energía de la presión estática. Cuando en el recipiente o sistema protegido por la válvula se produce un aumento de presión interna, hasta alcanzar la presión de tarado, la fuerza ejercida por el muelle es equilibrada por la fuerza producida por la presión sobre el área del disco de cierre, como se muestra en la Figura 2.12.



F: Fuerza ejercida por el muelle; P: Presión interna.

**Figura 2.12** Disco de cierre de válvula de seguridad [37].

A partir de aquí, un pequeño aumento de presión producirá el levantamiento del disco de cierre y permitirá la salida del fluido.

Si se trata de una válvula de seguridad de apertura instantánea, el disco de cierre se separará repentina y totalmente, debido al incremento de la fuerza resultante del producto de la presión por el incremento del área del disco de cierre. Pero si se trata de una válvula de alivio de presión, la válvula abrirá proporcionalmente al incremento de presión producido. Cuando la

presión disminuye, la válvula cierra a una presión ligeramente inferior a la presión de tarado como consecuencia de la energía cinética del fluido en el escape.

El gas natural es un fluido inflamable y explosivo, por lo que se debe seguir las medidas de seguridad y manejarlo de forma adecuada. Debe haber válvulas de seguridad principalmente en la sección de la estación que trabaja a una alta presión, para evitar, ya sea por un descuido humano de operación o manejo de los equipos, un error en los sistemas de control, una obstrucción de la tubería o demás equipos por falta de mantenimiento que pueda ocasionar un accidente en la estación, teniendo como consecuencia pérdidas materiales, económicas y humanas.

### **2.5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y MONITOREO**

Los sistemas de monitoreo y control son necesarios en las instalaciones debido a que proporcionan información en tiempo real del comportamiento de la estación descompresora y avisan de posibles fallos, mal funciones, incrementos o decrementos de cargas, etc.

Estos sistemas consisten de diversos sensores que miden los parámetros deseados y registran posibles fallos, tales como una alta o baja presión no deseadas, variaciones en las temperaturas y flujos de gas natural y del agua de la tina de calentamiento y posibles fugas.

Dichos sensores se colocan en puntos estratégicos de la estación:

- En la entrada del sistema.
- A la salida del tubo vórtex.
- A la entrada y salida de la cámara de mezclado.
- Dentro de la tina de calentamiento.
- En el quemador.
- En la línea de gas natural ya descomprimido.

Un sistema de control por medio de una unidad de transmisión remota permite realizar el control y seguimiento de la seguridad de la estación y de los parámetros básicos de proceso, así mismo permiten ajustar local y remotamente los parámetros de trabajo a las necesidades del cliente. Esto hace que no sea necesario tener el operador presente todo el tiempo, si no realizar los ajustes de forma remota, siendo esta una gran ventaja frente sistemas antiguos.

### 3 CAPÍTULO III: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA

#### 3.1 DATOS GENERALES DEL SISTEMA

Para caracterizar el sistema se parte de unas condiciones y suposiciones iniciales que permitirán determinar el rumbo del análisis. Estas establecerán algunos requerimientos y criterios que el sistema debe cumplir.

El sistema será analizado principalmente mediante la primera ley de la Termodinámica para sistemas abiertos para conocer los flujos de calor necesarios y observar el comportamiento del gas natural de acuerdo a estos flujos.

Las suposiciones iniciales son las siguientes:

- Los cambios de energía cinética ( $\Delta Ec$ ) y energía potencial ( $\Delta Ep$ ) de todos los equipos son despreciables, debido a que serán relativamente muy pequeños.
- El sistema se encontrará en estado estable.
- El flujo es compresible.
- Las tuberías del sistema se supondrán adiabáticas con el ambiente, se despreciarán las pérdidas de calor.
- Se considerará la composición del gas natural.
- El gas natural será tratado como un gas real.

##### 3.1.1 COMPÓSICIÓN DEL GAS NATURAL

Para conocer las propiedades del gas natural es necesario conocer primero su composición. Para el sistema se tomará como referencia los valores máximos y mínimos permitidos en la norma NOM-001-SECRE-2010.

Se establece una base de composición como referencia que posteriormente, una vez realizado el modelo, se podrá modificar de acuerdo a la composición del yacimiento exacta.

##### 3.1.1.1 FRACCIÓN MÁSCICA, FRACCIÓN MOLAR Y MASA MOLAR

La masa de una mezcla se puede expresar como la suma de las masas de cada componente, así mismo para el gas natural al ser considerado una mezcla de gases:

$$m_{GN} = \sum_{i=1}^k m_i \quad (3.1)$$

Si se supone 1kg de gas natural, entonces la masa de cada componente será equivalente al porcentaje en su composición, siendo ese porcentaje la fracción másica ( $fm_i$ ) de dicho componente, la cual se expresa de forma matemática:

$$fm_i = \frac{m_i}{m_{GN}} \quad (3.2)$$

El número de moles del gas natural, se expresa como la suma del número de moles de cada componente:

$$N_{GN} = \sum_{i=1}^k N_i \quad (3.3)$$

Al expandir la expresión, de acuerdo a la composición del gas natural se obtiene:

$$N_{GN} = N_{CH_4} + N_{C_2H_6} + N_{C_3H_8} + N_{C_4H_{10}} + N_{N_2} + N_{CO_2} + N_{O_2} \quad (3.4)$$

Para determinar el número de moles de cada componente a partir de la masa y su masa molar, se utiliza la Ecuación (3.5):

$$N_i = \frac{m_i}{M_i} \quad (3.5)$$

Una vez obtenido el número de moles total, se puede calcular la fracción molar de cada componente, la cual se determina con la Ecuación (3.6):

$$y_i = \frac{N_i}{N_{GN}} \quad (3.6)$$

El dato de la fracción molar de cada componente es de gran importancia para conocer el resto de propiedades.

Este procedimiento se puede realizar solo en caso de conocer la masa total de gas natural. En caso contrario, si solo se conoce el porcentaje de la composición, pero no la masa total, se

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

puede relacionar el porcentaje (que vendría siendo la fracción molar) con la fracción de masa por medio de:

$$fm_i = y_i \frac{M_i}{M_{GN}} \quad (3.7)$$

O despejando la fracción molar:

$$y_i = fm_i \frac{M_{GN}}{M_i} \quad (3.8)$$

Dónde M es la masa molar, de cada componente (i) y la total del gas natural (GN), la cual se obtiene de la Ecuación (3.9):

$$M_{GN} = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \frac{fm_i}{M_i}} \quad (3.9)$$

Al desarrollar esta expresión anterior de acuerdo a los componentes, la masa molar del gas natural se calcula de la siguiente manera:

$$M_{GN} = \frac{1}{\frac{fm_{CH_4}}{M_{CH_4}} + \frac{fm_{C_2H_6}}{M_{C_2H_6}} + \frac{fm_{C_3H_8}}{M_{C_3H_8}} + \frac{fm_{C_4H_{10}}}{M_{C_4H_{10}}} + \frac{fm_{N_2}}{M_{N_2}} + \frac{fm_{CO_2}}{M_{CO_2}} + \frac{fm_{O_2}}{M_{O_2}}} \quad (3.10)$$

La masa molar de cada componente se muestra en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1** Masa molar de los componentes del gas natural.

| Componente         | Fórmula química | Masa molar. $M_i$ (kg/kmol) |
|--------------------|-----------------|-----------------------------|
| Metano             | $CH_4$          | 16.043                      |
| Etano              | $C_2H_6$        | 30.070                      |
| Propano            | $C_3H_8$        | 44.097                      |
| Butano             | $C_4H_{10}$     | 58.124                      |
| Nitrógeno          | $N_2$           | 28.013                      |
| Dióxido de carbono | $CO_2$          | 44.01                       |
| Oxígeno            | $O_2$           | 31.999                      |

### 3.1.2 COMPORTAMIENTO P-V-T

Para predecir al comportamiento P-v-T, se basa en el modelo de la Ley de Dalton de presiones aditivas y la Ley de Amagat de volúmenes aditivos. Matemáticamente se expresan como:

$$P_{GN} = \sum_{i=1}^k P_i(T_{GN}, V_{GN}) \quad (3.11)$$

$$V_{GN} = \sum_{i=1}^k V_i(T_{GN}, P_{GN}) \quad (3.12)$$

$P_i$  y  $V_i$  son la presión de componente y volumen de componente respectivamente. Se debe considerar que  $V_i$  es el volumen que un componente ocuparía si existiera aislado a la temperatura y presión de la mezcla, no es el volumen real ocupado por ese componente de la mezcla.

Si la mezcla se considera de gases ideales,  $P_i$  y  $V_i$  pueden relacionarse con  $y_i$ , solo en ese caso, dicho planteamiento es válido.

Debido a que se considera el gas natural como una mezcla de gases reales y no ideales, se debe tomar en cuenta la desviación de cada componente del comportamiento de gas ideal

como se mostró en el capítulo anterior con el factor de compresibilidad, utilizando el volumen específico en la Ecuación (3.13):

$$P_{GN} \mathcal{V}_{GN} = Z_{GN} R_{GN} T_{GN} \quad (3.13)$$

Esta ecuación determinará el comportamiento del gas natural como mezcla de gases reales de una forma más precisa y aceptable, respecto a solo considerarlo como un gas ideal.

La constante de gas natural se obtiene mediante:

$$R_{GN} = \frac{R_u}{M_{GN}} \quad (3.14)$$

El factor de compresibilidad del gas natural se expresa como la suma de cada factor de compresibilidad de sus componentes multiplicado por su fracción molar. Matemáticamente se expresa como:

$$Z_{GN} = \sum_{i=1}^k y_i Z_i \quad (3.15)$$

Desglosando la Ecuación (3.12), se obtiene la expresión:

$$Z_{GN} = y_{CH_4} Z_{CH_4} + y_{C_2H_6} Z_{C_2H_6} + y_{C_3H_8} Z_{C_3H_8} + y_{C_4H_{10}} Z_{C_4H_{10}} + y_{N_2} Z_{N_2} + y_{CO_2} Z_{CO_2} + y_{O_2} Z_{O_2} \quad (3.16)$$

Cada  $Z_i$  se determina ya sea a partir de la temperatura y volumen de la mezcla (ley de Dalton) o a la temperatura y presión de la mezcla (ley de Amagat). Entre estas dos opciones se selecciona la segunda, con base en que la ley de Dalton ignora la influencia de moléculas diferentes entre sí en una mezcla y por tanto esta ley es más precisa para presiones altas. Dado que el gas natural se encuentra a una elevada presión cuando llega a la estación, se obtendrá un resultado más preciso.

Utilizando la ley de Amagat, el factor de compresibilidad de cada componente se obtiene:

$$Z_i(T_{R,i}, P_{R,i}) \quad (3.17)$$

Dónde se pueden obtener la temperatura y presión reducidas de cada componente por medio de:

$$T_{R,i} = \frac{T_{GN}}{T_{cr,i}} \quad (3.18)$$

$$P_{R,i} = \frac{P_{GN}}{P_{cr,i}} \quad (3.19)$$

Nótese que hay otros métodos para obtener resultados precisos en cuanto al comportamiento P-v-T de una mezcla de gases ideales, como por ejemplo la ecuación de Van der Waals, la regla de Kay (utilizando presiones y temperaturas pseudocríticas) o la ecuación de Beattie-Bridgeman, pero estas involucran un proceso más laborioso y complejo (a excepción de la regla de Kay, en la cual se obtienen resultados muy similares al factor de compresibilidad). Se selecciona el método del factor de compresibilidad por tener una exactitud y complejidad adecuada para el alcance propuesto en el caso de estudio. Al ser una mezcla de varios componentes, la complejidad radica en la cantidad de cálculos y propiedades individuales que conforman a todo el gas, por ello muchos autores prefieren considerar el gas natural como metano y gas ideal.

### 3.1.2.1 DENSIDAD DEL GAS NATURAL

En la mayoría de estudios, se obtiene una densidad para el gas natural a condiciones estándar, esto no siempre es del todo fiable, puesto que este valor varía de acuerdo a la presión y temperatura, por lo que es necesario calcularse este valor una vez determinado el volumen específico del gas natural en algún punto.

Esto se hace obteniendo el valor inverso del volumen específico, o sustituyendo en la Ecuación (3.13):

$$\rho_{GN} = \frac{1}{V_{GN}} \quad (3.20)$$



Al ser un flujo compresible, este valor variará cuando el gas natural cambie su presión o temperatura, por lo que es necesario determinar el flujo másico del sistema el cual permanecerá constante.

Este flujo másico se obtiene a partir de la densidad y del caudal o flujo volumétrico con el que llega el gas a la estación:

$$\dot{m}_{GN} = \dot{V}_{GN} \rho_{GN} \quad (3.21)$$

### 3.1.3 ENTALPÍA Y ENTROPÍA

En el estudio se requerirán las propiedades intensivas específicamente, las cuales pueden determinarse dividiendo las ecuaciones 2.4 y 2.5 descritas en el capítulo anterior para obtener por unidad de mol:

$$\bar{h}_{GN} = \sum_{i=1}^k y_i \bar{h}_i \quad (3.22)$$

$$\bar{s}_{GN} = \sum_{i=1}^k y_i \bar{s}_i \quad (3.23)$$

Estas relaciones suelen ser muy aproximadas para la mezcla de gases reales. El mayor reto es obtener las propiedades de cada gas individual en la mezcla, por lo cual el análisis se vuelve más complejo, teniendo en cuenta que las propiedades requeridas dependen de la presión o del volumen específico, así como de la temperatura [20].

Para obtener las propiedades, se necesarita calcular sus propiedades en estado ideal y hacer uso de cartas generalizadas de entalpía y entropía, de las cuales se obtiene un factor de desviación de entalpía ( $Z_h$ ) y entropía ( $Z_s$ ) respectivamente, para luego sustituir los valores en:

$$\bar{h}_2 - \bar{h}_1 = (\bar{h}_2 - \bar{h}_1)_{ideal} - R_u T_{cr} (Z_{h_2} - Z_{h_1}) \quad (3.24)$$

$$\bar{s}_2 - \bar{s}_1 = (\bar{s}_2 - \bar{s}_1)_{ideal} - R_u (Z_{s_2} - Z_{s_1}) \quad (3.25)$$

Para poder aplicar dichas relaciones, usualmente se toma un primer estado como ideal, para que una vez se conozca el valor de la diferencia entre estados (tanto de entalpía como entropía), se sustituye y se despeja el valor del estado ideal y se obtiene la propiedad en el segundo estado. Solo es necesario realizarse en el primer cálculo.

### 3.1.4 CALORES ESPECÍFICOS

De manera similar a la entalpía y entropía, los calores específicos de la mezcla se expresan como la sumatoria de los calores específicos de cada componente multiplicada por su fracción molar o su fracción de masa:

$$\bar{c}_{p,GN} = \sum_{i=1}^k y_i \bar{c}_{p,i} \quad (3.26)$$

$$c_{p,GN} = \sum_{i=1}^k f m_i c_{p,i} \quad (3.26)$$

En el cálculo de los calores específicos para cada componente, es necesario obtener su calor específico en función de la temperatura para una mayor exactitud. Si se desea conocer el calor específico a volumen constante, se utilizan ecuaciones homologas.

### 3.1.5 VISCOSIDAD

La viscosidad siendo la propiedad del fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas será de gran utilidad para el cálculo de otras propiedades. Esta varía en función de la temperatura y dado que para el gas natural no hay muchos datos tabulados, se opta por utilizar el método empleado por Lee, Gonzáles y Eakin [38].

$$\mu_{GN} = \frac{K \cdot e^{(X \cdot (\rho_{GN})^Y)}}{10000} \quad (3.28)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M_{GN})T^{1.5}}{(209 + 19M_{GN} + T)} \quad (3.29)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_{GN} \quad (3.30)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (3.31)$$

Es importante en este tipo de relación utilizar las unidades adecuadas para cada término. El valor final se puede después adaptar a las demás expresiones por medio de conversiones de unidad, pero esto solo hasta haberlo calculado.

### 3.1.6 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

Esta propiedad permitirá tener un diseño más preciso en ciertos equipos, el problema radica en que esta propiedad varía de acuerdo a la naturaleza molecular de la sustancia, así como con la presión y temperatura. Por lo cual, para obtener el valor de dicha propiedad en el gas natural en cierto punto, se propone utilizar la correlación de Gambill [39]:

$$K_{GN} = \mu_{GN} \left( C_{p,GN} + \frac{2.48}{M_{GN}} \right) \quad (3.32)$$

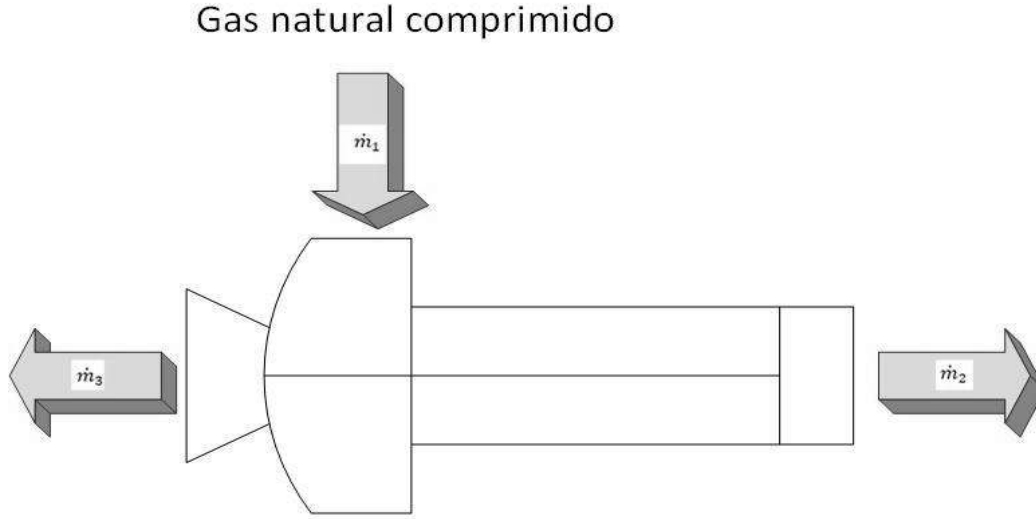
## 3.2 TUBO VÓRTEX

En el tubo vórtex, el gas sale por dos corrientes, una fría y una caliente. Al realizar el balance de masa y energía, como se muestra en la Figura 3.1, se obtiene:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 + \dot{m}_3 \quad (3.33)$$

Balance de energía:

$$\dot{m}_1 h_1 = \dot{m}_2 h_2 + \dot{m}_3 h_3 \quad (3.34)$$



**Figura 3.1** Balance de masa tubo vórtex.

Sustituyendo la Ecuación (3.33) en el balance de energía, se tendrá:

$$(\dot{m}_2 + \dot{m}_3)h_1 = \dot{m}_2h_2 + \dot{m}_3h_3 \quad (3.35)$$

Reordenando la Ecuación (3.35), se obtiene:

$$\dot{m}_3(h_1 - h_3) = \dot{m}_2(h_2 - h_1) \quad (3.36)$$

Los flujos másicos de salida pueden ser sustituidos por el flujo másico de entrada multiplicado por un coeficiente que simboliza el porcentaje de flujo frío y caliente:

$$\dot{m}_2 = \mu_C \dot{m}_1 \quad (3.37)$$

$$\dot{m}_3 = \mu_F \dot{m}_1 \quad (3.38)$$

Al reemplazar estas últimas dos ecuaciones en la Ecuación (3.36) y eliminando el flujo másico de ambos lados de la ecuación, se obtiene:

$$\mu_F(h_1 - h_3) = \mu_C(h_2 - h_1) \quad (3.39)$$

Al utilizar la definición de calor específico, el balance se replantea con la Ecuación (3.40):

$$\mu_F C_{p,GN}(T_1 - T_3) = \mu_C C_{p,GN}(T_2 - T_1) \quad (3.40)$$

Eliminando el calor específico de ambos lados de la Ecuación (3.40), se llega a una ecuación que describe el comportamiento del tubo vórtex en función del porcentaje de frío y calor que se establezca:

$$\mu_F(T_1 - T_3) = \mu_C(T_2 - T_1) \quad (3.41)$$

$$T_2 = \frac{\mu_F}{\mu_C}(T_1 - T_3) + T_1$$

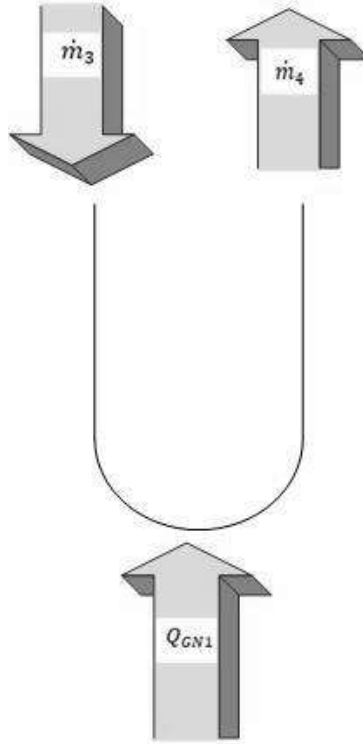
(3.42)

Esta ecuación tiene mucha importancia. Con ella es posible conocer la temperatura a la cual sale el gas natural del flujo caliente, estableciendo el porcentaje de flujo frío y caliente, así como un límite de temperatura fría, el cual no puede descender a menos de 0°C debido a que se formarán hidratos en las tuberías.

### 3.3 PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO

La fracción de flujo frío de gas natural que sale del tubo vórtex pasa al tubo en U donde se realizará el proceso de precalentamiento geotérmico. Este equipo funciona como un intercambiador de calor entre el suelo y el gas natural.

Se realiza un balance de masa y energía como se muestra en la Figura 3.2. y de este se concluye que el flujo de entrada es igual al de salida:



**Figura 3.2** Balance de masa y energía del intercambiador de tubo en U.

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 \quad (3.43)$$

El balance de energía será:

$$\dot{Q}_{GN1} + \dot{m}_3 h_3 = \dot{m}_4 h_4 \quad (3.44)$$

Reordenando la Ecuación (3.44) y utilizando la definición de calor específico, el calor que requerirá el gas natural para elevar su temperatura vendrá dado por la ecuación (3.45):

$$\dot{Q}_{GN1} = \dot{m}_3 C_{p,GN} (T_4 - T_3) \quad (3.45)$$

Este valor será el cual debe satisfacer el intercambiador en su diseño, se le agrega un 25% al valor como margen de seguridad, por posibles pérdidas o mal funcionamiento del sistema, por lo que:

$$\dot{Q}_{GEO} = 1.25(\dot{Q}_{GN1}) \quad (3.46)$$

Se requiere que la temperatura del gas natural después de absorber el calor sea lo más cercana a la temperatura de salida de la fracción caliente del tubo vórtex,  $T_4 = T_2$ .

### 3.3.1 MÉTODO DMLT

Las dimensiones del tubo en U para elevar la temperatura del gas natural hasta la deseada se conocen a partir del método de diferencia media logarítmica de temperatura (DMLT).

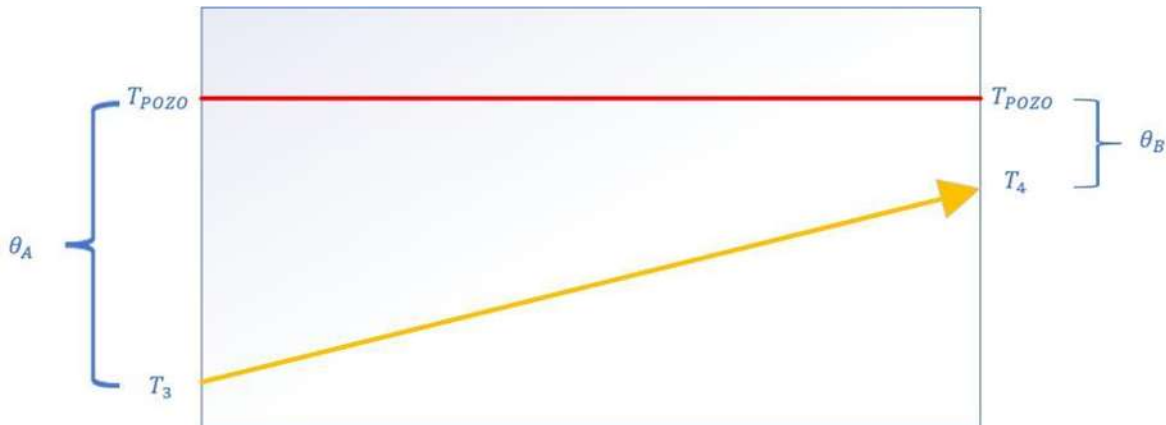
Se parte de la Ecuación (3.47):

$$\dot{Q}_{GEO} = U * A * \Delta T_{ML} \quad (3.47)$$

De la cual previamente se conoce el valor del flujo de calor gracias al balance de energía.

El objetivo de dicha ecuación es determinar la longitud del tubo en U para cumplir con el objetivo de suministrar el calor adecuado al gas natural.

Para obtener el valor de  $\Delta T_{ML}$  se supone un comportamiento como el mostrado en la Figura 3.3.



**Figura 3.3** Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida del intercambiador.

Dónde las diferencias de temperatura a la entrada y salida serán:

$$\theta_A = T_{POZO} - T_3 \quad (3.48)$$

$$\theta_B = T_{POZO} - T_4 \quad (3.49)$$

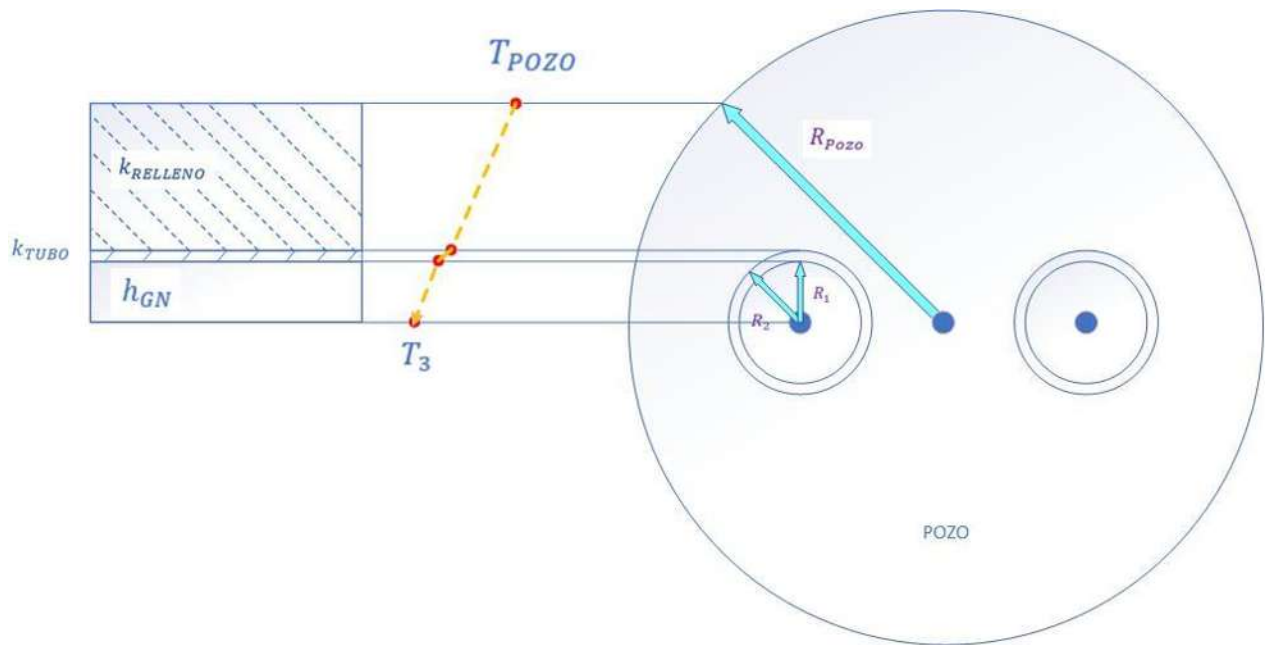
Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

Y aplicando la diferencia media logarítmica:

$$\Delta T_{ML} = \frac{\theta_A - \theta_B}{\ln\left(\frac{\theta_A}{\theta_B}\right)} \quad (3.50)$$

### 3.3.2 COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Es necesario conocer el valor del coeficiente global de transferencia de calor  $U$  en el intercambiador. Para ello es necesario conocer el proceso de transferencia de calor del intercambiador, como se muestra en la Figura 3.4.



**Figura 3.4** Proceso de transferencia de calor en el tubo del intercambiador geotérmico.

La transferencia de calor se dará en tres etapas: del diámetro del pozo a través del material de relleno de éste hasta el diámetro exterior del tubo, del diámetro exterior del tubo hasta el diámetro interior y del diámetro interior hasta el centro del tubo. Para este proceso, el coeficiente global de transferencia de calor (referenciado al área exterior del tubo), vendrá dado por la Ecuación (3.51):



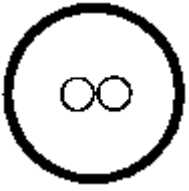
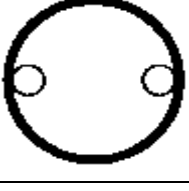
$$U = \frac{1}{\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \frac{1}{h_{GN}} + \frac{R_2 \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{k_{TUBO}} + R_{RELLENO} * 2\pi R_2 L} \quad (3.51)$$

Para obtener la resistividad térmica del relleno se tiene que tener a consideración la disposición del tubo en U dentro del pozo y que esto afectará la transferencia de calor. La ASHRAE desarrolló un modelo utilizando relaciones por factor de forma a partir de mediciones realizadas en intercambiadores geotérmicos. Así se obtiene la Ecuación (3.52):

$$R_{RELLENO} = \left[ \beta_0 \left( \frac{R_2}{R_{POZO}} \right)^{\beta_1} * k_{RELLENO} * L \right]^{-1} \quad (3.52)$$

Dónde  $\beta_0$  y  $\beta_1$  son los factores de forma. Estos coeficientes varían en función de la posición que tienen los tubos dentro del intercambiador. Sus valores se muestran en la Tabla 3.2 [40].

**Tabla 3.2** Factor de forma para las diferentes posiciones de los tubos.

| Posición                                                                            | Descripción                                         | $\beta_0$ | $\beta_1$ |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------|-----------|
|  | Tubos centrados en el pozo en contacto entre ellos  | 20.10     | -0.9447   |
|  | Tubos centrados en el pozo sin contacto entre ellos | 17.44     | -0.6052   |
|  | Tubos en contacto con las paredes del pozo          | 21.91     | -0.3796   |

Al sustituir la Ecuación (3.52) en la Ecuación (3.51), se obtiene el coeficiente global de transferencia de calor:

$$U = \frac{1}{\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \frac{1}{h_{GN}} + \frac{R_2 \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{k_{TUBO}} + \frac{2\pi R_2}{\beta_0 \left(\frac{R_2}{R_{POZO}}\right)^{\beta_1} * k_{RELLENO}}} \quad (3.53)$$

Este cálculo suele ser algo complicado debido a las conductividades térmicas y el coeficiente de transferencia de calor por convección.

Los radios  $R_2$  y  $R_1$  se obtiene a partir de tablas, dónde al elegir un diámetro de tubo comercial y de acuerdo a un calibre BWG específico, se obtiene el diámetro interior del tubo. Una vez conocidos estos dos datos, simplemente se dividen entre dos para conocer los radios.

El radio/diámetro del pozo no puede ser de cualquier medida, sino de los diámetros que proporcionan las barrenas, para lo cual se debe seleccionar uno de acuerdo a los diámetros disponibles de barrenas y considerando los diámetros de los tubos interiores, cuidando que estos quepan dentro con un espacio adecuado.

La conductividad térmica del tubo y de relleno se obtiene de tablas y estudios ya realizados. Es importante tener en cuenta la importancia del material que conforma el relleno de los pozos para evitar que se infiltre el agua de la superficie en los acuíferos o en el agua subterránea, puesto que esto puede afectar la transferencia de calor.

El coeficiente de transferencia de calor por convección del gas natural  $h_{GN}$  se puede conocer a partir del número de Nusselt, el cual se define como:

$$Nu = \frac{h_{GN} R_1}{K_{GN}} \quad (3.54)$$

De esta ecuación se puede despejar  $h_{GN}$  pero primero se debe obtener el valor del número de Nusselt. Este valor depende principalmente de dos parámetros: el número de Reynolds y número de Prandtl los cuales influirán en la estructura de la ecuación para calcular dicho número. Para el flujo de gas natural en un tubo circular, este se encontrará completamente desarrollado, debido a las condiciones a las cuales se encuentra el flujo. Se toma esta consideración al momento de seleccionar la ecuación adecuada.

El número de Reynolds se define como:

$$Re = \frac{\rho_{GN} U_m D}{\mu_{GN}} = \frac{4\dot{m}_{GN}}{\pi D \mu_{GN}} \quad (3.55)$$

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

Debido a que ya se conoce el flujo másico de gas natural se recomienda utilizar la segunda igualdad.

El valor del número de Reynolds (el cual será un número adimensional) determinará que tipo de flujo se tiene:

Flujo laminar  $Re \leq 2300$ .

Flujo en transición  $2300 < Re \leq 10000$ .

Flujo turbulento  $10000 < Re$ .

El número de Prandtl, el cual describe la relación entre el espesor relativo de las capas límite de velocidad y térmica, se define como:

$$Pr = \frac{\mu_{GN} C_{p,GN}}{K_{GN}} \quad (3.56)$$

Este valor será de igual forma adimensional.

Una vez obtenidos estos valores, se puede determinar cuál relación se utilizará para calcular el número de Nusselt, a manera de resumen se eligieron dos formas principales:

Si el flujo es laminar el número de Nusselt será:

$$Nu = 3.66 \quad (3.57)$$

Siempre y cuando la temperatura superficial sea constante y el fluido se encuentre completamente desarrollado.

En el caso de los gases, casi siempre se manejan en flujo turbulento, en especial a altas presiones, por lo cual esta relación no sirve.

Para el caso de flujo turbulento usualmente el fluido se encuentra totalmente desarrollado así que se tendrá esta consideración. La ecuación elegida para obtener el número de Nusselt es la de Gnielinski [41]:

$$Nu = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) (Re - 1000) Pr}{1 + 12.7 \left(\frac{f}{8}\right)^{0.5} ((Pr)^{\frac{2}{3}} - 1)} \quad (3.58)$$

Esta debe de cumplir que:

$$0.5 \leq Pr \leq 2000$$

$$3000 \leq Re \leq 500000$$

Dónde se puede determinar el factor de fricción a partir de la ecuación de Petukhov [41]:

$$f = (0.790 \ln(Re) - 1.64)^{-2} \quad (3.59)$$

Con esto ya se cuenta con todos los datos para calcular el número de Nusselt, lo cual permitirá conocer a su vez el coeficiente de transferencia de calor por convección del gas natural para finalmente obtener el valor del coeficiente global de transferencia de calor U del intercambiador.

### 3.3.3 LONGITUD DEL INTERCAMBIADOR

Una vez obtenido el valor de U, se puede despejar el área de la Ecuación (3.47).

El área del tubo se expresa como:

$$A = 2\pi L_1 R_2 \quad (3.60)$$

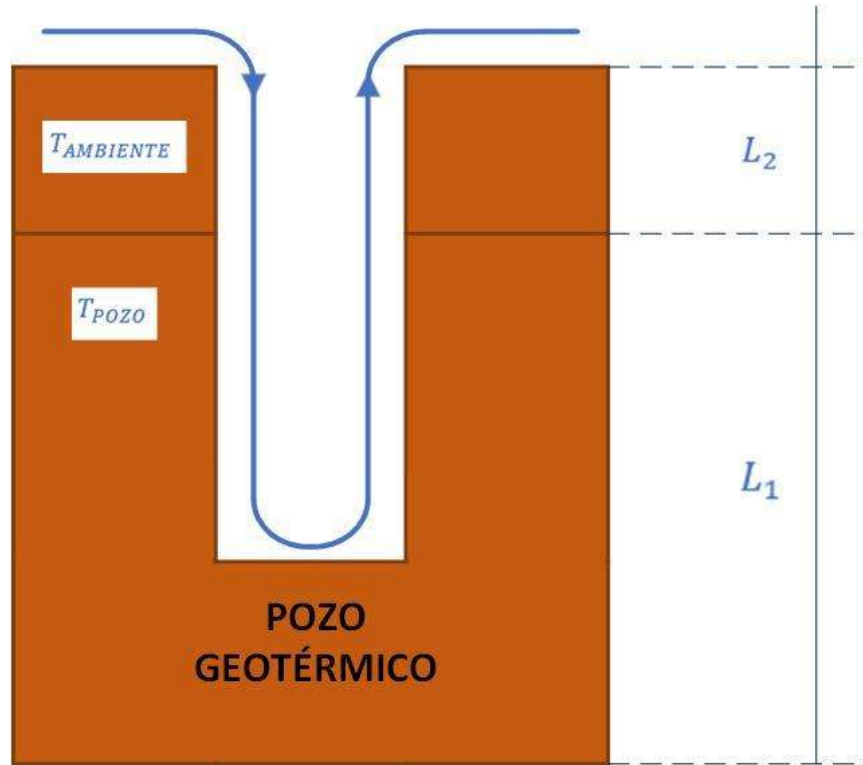
Pero considerando que el tubo en U tendrá dos pasos (ida y vuelta), entonces el área total de transferencia de calor se duplicará.

$$A = (2\pi L_1 R_2)2 = 4\pi L_1 R_2 \quad (3.61)$$

Despejando el largo del tubo, tendremos:

$$L_1 = \frac{A}{4\pi R_2} \quad (3.62)$$

Recordando que la temperatura del suelo alta no se dará cerca de la superficie, se debe considerar esa longitud de tubo adicional  $L_2$ , hasta el punto donde la temperatura del suelo ya será constante, como se muestra en la Figura 3.5.



**Figura 3.5** Longitud del intercambiador en U.

Para la cual la longitud total del intercambiador será:

$$L = L_1 + L_2 \quad (3.63)$$

### 3.4 TINA DE CALENTAMIENTO

Una vez elevada la temperatura del gas natural, éste pasa a la tina de calentamiento. La cual actúa como un intercambiador de calor, a la vez que ocurre el proceso de expansión del gas natural.

En esta parte del sistema es dónde se considera el efecto Joule-Thomson, que causará una disminución en la temperatura, la cual se puede determinar mediante:

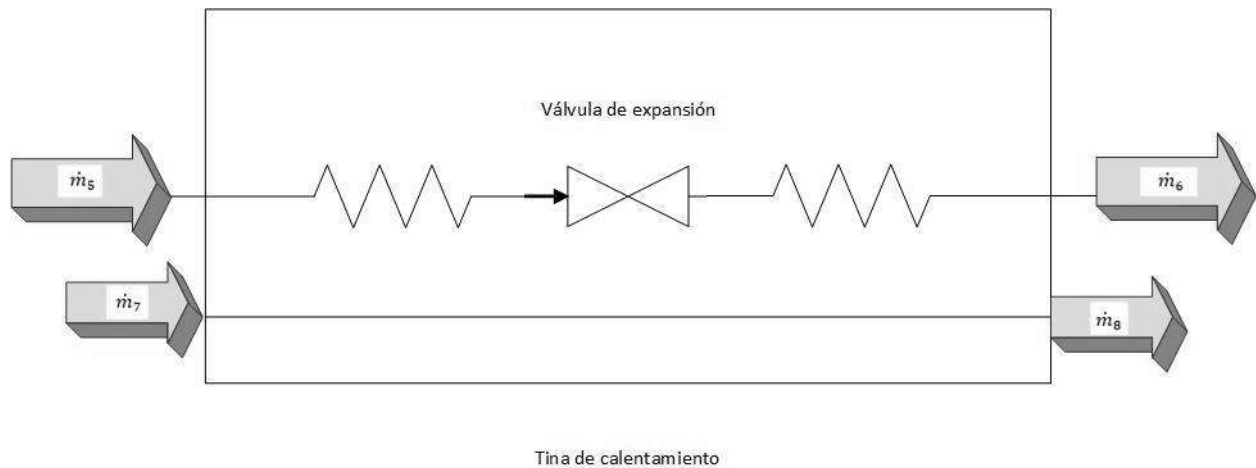
$$\Delta T_{JT} = \mu_{JT} \Delta P \quad (3.64)$$

Dónde  $\Delta P$  será la diferencia entre la presión a la cual llega el gas natural a la estación y la presión a la cual se le suministra al usuario final.

El calor liberado por el gas natural debido al efecto Joule-Thomson se mide mediante:

$$\dot{Q}_{JT} = \dot{m}_{GN} C_{p,GN} (\Delta T_{JT}) \quad (3.65)$$

Al realizar un balance de masa, dado que las corrientes no se mezclan (como se muestra en la Figura 3.3), se obtiene:



**Figura 3.6** Balance de masa y energía de la tina de calentamiento.

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_6 \quad (3.66)$$

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_8 \quad (3.67)$$

El balance de energía considerando el efecto Joule-Thomson en la tina es:

$$\dot{m}_5 h_5 + \dot{m}_7 h_7 = \dot{Q}_{JT} + \dot{m}_6 h_6 + \dot{m}_8 h_8 \quad (3.68)$$

Agrupando los flujos que son iguales y reordenando la Ecuación (3.68), se obtiene:

$$\dot{Q}_{JT} + \dot{m}_{GN}(h_6 - h_5) = \dot{m}_{H_2O}(h_7 - h_8) \quad (3.69)$$

Aplicando la definición de calor específico y sustituyendo  $\dot{Q}_{JT}$ :

$$\dot{m}_{GN} C_{p,GN}(\Delta T_{JT}) + \dot{m}_{GN} C_{p,GN}(T_6 - T_5) = \dot{m}_{H_2O} C_{p,H_2O}(T_7 - T_8) \quad (3.70)$$

$$\dot{m}_{GN} C_{p,GN}(\Delta T_{JT} + T_6 - T_5) = \dot{m}_{H_2O} C_{p,H_2O}(T_7 - T_8) \quad (3.71)$$

Para facilitar la interpretación, el flujo de calor que se intercambia entre la línea de gas natural y el agua de la tina, se denomina  $\dot{Q}_{TINA}$ , el cual obtiene su valor del balance anterior y agregándole un 25% de su valor como factor de seguridad:

$$\dot{Q}_{GN2} = \dot{m}_{GN} C_{p,GN}(\Delta T_{JT} + T_6 - T_5) \quad (3.72)$$

$$\dot{Q}_{TINA} = 1.25(\dot{Q}_{GN2}) \quad (3.73)$$

Y:

$$\dot{Q}_{TINA} = \dot{m}_{H_2O} C_{p,H_2O}(T_7 - T_8) \quad (3.74)$$

Estas ecuaciones determinan cuanto flujo de agua que necesita tener en la tina para mantener la temperatura de gas natural adecuada a la salida.

### 3.4.1 QUEMADOR DE GAS NATURAL

La cantidad de combustible (el mismo gas natural de la estación) que se requiere para calentar el agua de la tina se determina a partir de:

$$\dot{Q}_{TINA} = PC * \dot{m}_{FUEL} \quad (3.75)$$

$$\dot{m}_{FUEL} = \frac{\dot{Q}_{TINA}}{PC} \quad (3.76)$$

Dónde el poder calorífico del gas natural estará en función de su composición y densidad, dicho dato se puede conocer de tablas dónde se establece cierto rango de poder calorífico que debe cumplir el gas natural por cada metro cúbico y dividiéndolo por su densidad en ese punto.

$$PC = \frac{PC_{m^3}}{\rho_{GN}} \quad (3.77)$$

Al dividir este flujo entre el flujo total de la estación, se obtiene el porcentaje de gas natural que se utilizará como combustible:

$$\%GN = \frac{\dot{m}_{FUEL}}{\dot{m}_{GN}} \quad (3.78)$$

Con este dato se conocerá cuanto porcentaje de gas del suministrado al cliente será utilizado para realizar el proceso de precalentamiento en la tina y por tanto cuanto gas extra se usará, el cual se espera sea muy poco en comparación de los volúmenes de gas entregados al usuario.



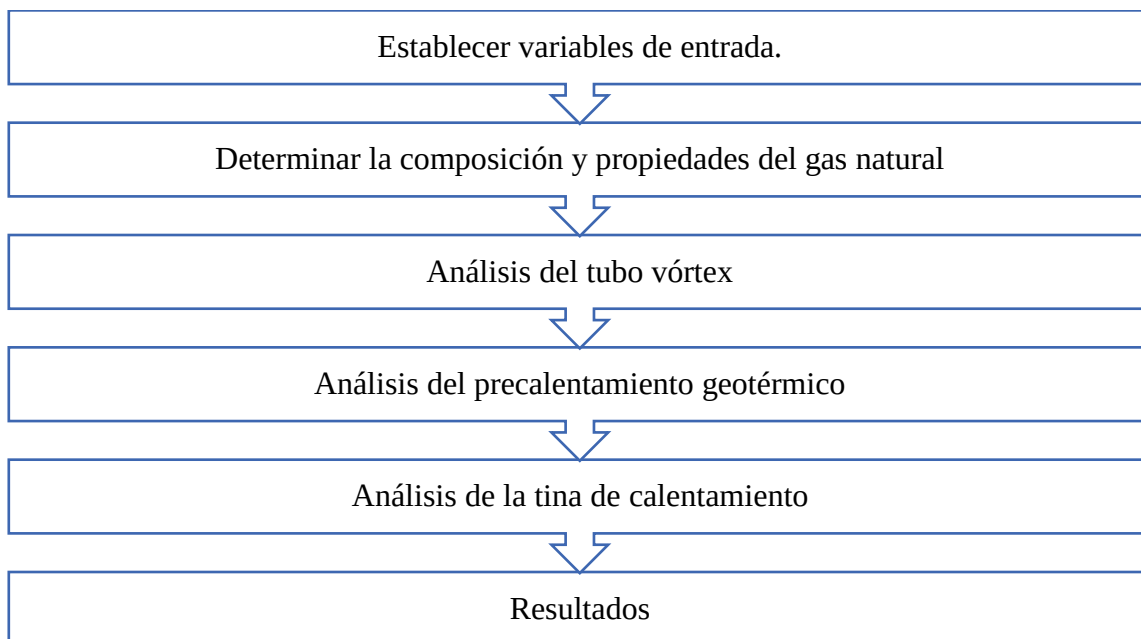
#### 4 CAPÍTULO IV: IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO Y MÉTODO DE SOLUCIÓN

Un objetivo del trabajo es obtener el comportamiento de la estación descompresora operando con los sistemas implementados, tanto del tubo vórtex, el precalentamiento geotérmico y la tina de calentamiento. Para esto se analiza el sistema bajo ciertos parámetros, implementando el modelo desarrollado en el capítulo anterior.

Este análisis se desarrolla con ayuda del software EES (Engineering Equation Solver), siendo un programa especializado en análisis termodinámicos dada su amplia biblioteca de propiedades y facilidad de uso.

La implementación del modelo sigue cierta metodología que ayuda a comprender y llevar un orden correcto. Se inicia estableciendo los parámetros de entrada de la estación, posteriormente se establece una composición del gas natural y con ayuda de las ecuaciones del capítulo anterior se determinan algunas propiedades, tales como calor específico, densidad, flujo másico y factor de compresibilidad. Después se procede a realizar el análisis de los tres equipos principales de la estación: tubo vórtex, intercambiador geotérmico y tina de calentamiento para obtener resultados tales como los flujos de calor de la estación, la longitud del intercambiador geotérmico y la cantidad de combustible utilizado para calentar el agua de la tina.

Dicha metodología se desarrolla por segmentos, como se muestra en la Figura 4.1. En cada segmento se calculan y determinan las variables correspondientes.



**Figura 4.1** Metodología de solución

#### 4.1 VARIABLES DE ENTRADA

Estas condiciones están determinadas con base a valores comunes en las estaciones descompresoras de gas natural. Las presiones son consideradas a las que es normalmente comprimido y descomprimido el gas natural. Se toma una temperatura ambiente estándar de 20°C, la cual será la temperatura de entrada y salida de la estación. Dicha temperatura varía de acuerdo al lugar donde se encuentre la estación; México cuenta con mucha variedad de climas, por lo que este dato puede llegar a variar mucho.

El flujo volumétrico será de 300 metros cúbicos por hora de salida, lo cual se considera poco flujo a comparación de estaciones más grandes.

Los porcentajes de flujo frío y caliente en el tubo vórtex inicialmente se establecen en 70% y 30% respectivamente, pero estos podrán variar en el futuro en función de la mejor configuración del sistema.

La temperatura del pozo geotérmico se considerará de 120°C, dentro de la clasificación de recursos de media entalpia.

Estas condiciones iniciales se describen en la Tabla 4.1

**Tabla 4.1** Condiciones iniciales del sistema.

| Parámetro                                                  | Variable       | Valor                      |
|------------------------------------------------------------|----------------|----------------------------|
| Presión inicial del GN                                     | $P_1$          | 250 bar (25000 kPa)        |
| Presión a la salida del TV                                 | $P_2$          | 230 bar (23000 kPa)        |
| Presión final del GN                                       | $P_6$          | 3 bar (300 kPa)            |
| Temperatura inicial del GN                                 | $T_1$          | 20 °C                      |
| Temperatura final del GN                                   | $T_6$          | 20 °C                      |
| Temperatura de la tina de calentamiento                    | $T_7$          | 62 °C                      |
| Temperatura de salida del agua en la tina de calentamiento | $T_8$          | 25 °C                      |
| Flujo volumétrico de GN máximo a la salida de la estación  | $\dot{V}_{GN}$ | $300 \frac{m^3}{hr}$       |
| Porcentaje de flujo de GN frío en el tubo vórtex           | $\mu_F$        | 70%                        |
| Porcentaje de flujo de GN caliente en el tubo vórtex       | $\mu_C$        | 30%                        |
| Temperatura del pozo geotérmico                            | $T_{Geo}$      | 120 °C                     |
| Coeficiente de Joule- Thomson                              | $\mu_{JT}$     | $5.6 \frac{^\circ C}{MPa}$ |

Estos parámetros son escritos en el EES adaptando la nomenclatura a la sintaxis que maneja el software, como se muestra en la Figura 4.2, cuidando las unidades en las que se ingresa, dado que el programa no las detecta automáticamente.

**"DATOS DE ENTRADA"**

|                              |                                    |
|------------------------------|------------------------------------|
| "Presión inicial "           | P[1]=25000 [kPa]                   |
| "Presión salida tubo vórtex" | P[2]=23000 [kPa]                   |
| "Presión final"              | P[6]=300 [kPa]                     |
| "Temperatura inicial"        | T[1]=20 [°C]                       |
| "Temperatura final"          | T[6]=20 [°C]                       |
| "Temperatura tina"           | T[7]=62 [°C]                       |
| "Temperatura salida tina"    | T[8]=25 [°C]                       |
| "Flujo volumétrico max."     | V_dot_IN= 300 [m <sup>3</sup> /hr] |
| "Porcentaje frio"            | Mu_f=0.7                           |
| "Porcentaje caliente"        | Mu_c=0.3                           |
| "Temperatura pozo geo."      | T_GEO=120 [°C]                     |
| "Coeficiente JT"             | Mu_JT=5.6 [°C/MPa]                 |

**Figura 4.2** Datos de entrada en el software EES.

## 4.2 COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

### 4.2.1 COMPOSICIÓN

De acuerdo a la norma, la composición del gas natural seleccionada para este trabajo será la descrita en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.2** Composición seleccionada del Gas Natural.

| Componente         | Fórmula química | Composición (%) |
|--------------------|-----------------|-----------------|
| Metano             | $CH_4$          | 92              |
| Etano              | $C_2H_6$        | 3.5             |
| Propano            | $C_3H_8$        | 2.5             |
| Butano             | $C_4H_{10}$     | 0.5             |
| Nitrógeno          | $N_2$           | 0.8             |
| Dióxido de carbono | $CO_2$          | 0.5             |
| Oxígeno            | $O_2$           | 0.2             |

Dicha composición se ingresa al EES en forma del porcentaje, equivalente a su fracción de masa (fm) como se muestra en la Figura 4.3. Se agrega una variable que muestra si la suma de los porcentajes da el 100%, esto con el fin de evitar un error de tipografía en el código.

```
"COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL"  
"1 Metano          CH4"      fm[1]=0.92  
"2 Etano           C2H6"      fm[2]=0.035  
"3 Propano         C3H8"      fm[3]=0.025  
"4 Butano          C4H10"     fm[4]=0.005  
"5 Nitrógeno       N2"        fm[5]=0.008  
"6 Dióxido de carbono CO2"    fm[6]=0.005  
"7 Oxígeno        O2"        fm[7]=0.002  
  
PorcentajeCOMP=SUM(fm[i],i=1,7)*100
```

**Figura 4.3** Fracción de masa del gas natural.

La numeración de cada componente también se muestra en la Figura 4.3 pero no debe confundirse al momento de enumerar los estados termodinámicos del sistema, esta numeración será independiente.

#### 4.2.2 MASA MOLAR Y CONSTANTE DE GAS

Una vez determinada la fracción de masa y con el valor de la masa molar de cada componente obtenido de tablas, se calcula el valor de la masa molar de la mezcla y posteriormente la fracción molar de cada componente. Como se muestra en la Figura 4.4.

Una vez obtenida la masa molar del gas, se obtiene la constante R del gas al dividir la constante universal  $R_u$  entre su valor. Esta R será específica para el gas natural con la composición elegida. Si se varia la composición por ende se variará la R específica del gas, puesto que depende directamente de su masa molar.

**"MASA MOLAR DEL GAS NATURAL"**

M[1]=16.043

M[2]=30.070

M[3]=44.097

M[4]=58.124

M[5]=28.013

M[6]=44.01

M[7]=31.999

$M_{GN} = (1 / \sum (f_m[i] / M[i], i=1,7))$

**"FRACCIÓNES MOLARES"**

Duplicate i=1,7

$y[i] = f_m[i] * (M_{GN} / M[i])$

END

**"CONSTANTE DE GAS, GAS NATURAL"**

$R_{GN} = R_u / M_{GN}$

**Figura 4.4** Masa molar, fracciones molares y constante de gas

De igual forma, al sumar todas las fracciones molares de cada componente se debe obtener la unidad.

Las Tablas 4.3 y 4.4 muestra los valores obtenidos para dichos cálculos.

**Tabla 4.3** Fracción molar.

| Componente         | Fracción molar<br>Y |
|--------------------|---------------------|
| Metano             | 0.9618              |
| Etano              | 0.01952             |
| Propano            | 0.009508            |
| Butano             | 0.001443            |
| Nitrógeno          | 0.00479             |
| Dióxido de carbono | 0.001905            |
| Oxígeno            | 0.001048            |
| TOTAL              | 1                   |

**Tabla 4.4** Constante de gas.

| Constante de Gas Universal<br>$R_u$ (kJ/kmol-K) | Masa molar<br>$M$ (kg/kmol) | Constante de gas<br>$R_{GN}$ (kJ/kg-K) |
|-------------------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| 8.31447                                         | 16.77                       | 0.4957                                 |

### 4.2.3 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Para obtener el factor de compresibilidad, es necesario establecer la presión y temperatura para la cual se conocerá. El estado donde se requiere determinar es a la salida de la estación por lo que la temperatura y presión corresponderán a la corriente 6 del sistema.

#### "FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL"

$T_{GN} = T[6] + 273.15$  [K]

$Z[1] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Methane}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[2] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Ethane}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[3] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Propane}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[4] = \text{CompressibilityFactor}(\text{n-Butane}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[5] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Nitrogen}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[6] = \text{CompressibilityFactor}(\text{CarbonDioxide}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z[7] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Oxygen}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z_{GN} = \text{SUM}(y[i] * Z[i], i = 1, 7)$

**Figura 4.5** Cálculo del factor de compresibilidad.

Se debe tener cuidado al ingresar las temperaturas, tomando en cuenta que el cálculo de propiedades se realiza con temperatura absolutas, aunque en la configuración del programa es posible elegir la escala de temperatura y las unidades de presión con las cuales se desea trabajar. Tomando esta consideración, se ingresa una nueva variable con el valor de la temperatura en escala absoluta.

El valor del factor de compresibilidad se muestra en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5** Factor de compresibilidad.

| Componente          | Z       | $y \cdot Z$ |
|---------------------|---------|-------------|
| Metano              | 0.9945  | 0.95651     |
| Etano               | 0.976   | 0.019052    |
| Propano             | 0.9479  | 0.009013    |
| Butano              | 0.01236 | 0.0000178   |
| Nitrógeno           | 0.9993  | 0.004787    |
| Dióxido de carbono  | 0.9841  | 0.001875    |
| Oxígeno             | 0.9979  | 0.001046    |
| TOTAL ( $Z_{GN}$ ): |         | 0.9923      |

Se observa que el valor del factor de compresibilidad de la mezcla varia considerablemente al del metano, por lo que asumir al gas natural como metano da como resultado una diferencia que puede llegar a generar cierto error. Al considerar el gas como una mezcla se reduce dicho error causado por tales suposiciones.

#### 4.2.4 FLUJO MÁSIKO

Para obtener el valor del flujo másico, primero se necesita conocer la densidad. Debido a que el flujo volumétrico que se tiene como dato es a la salida de la estación, la densidad deberá de conocerse en ese mismo punto.

Con las propiedades a la salida de presión y temperatura, así como con el factor de compresibilidad y la constante del gas, se aplica la ecuación de estado de gas ideal correspondiente para obtener así el valor del volumen específico y, por consiguiente, siendo la densidad la inversa de éste, su valor, como se muestra en la Figura 4.6.

```
"FLUJO MÁSIKO DEL GAS NATURAL"  
P[6]*V_GN=Z_GN*R_GN*T_GN  
rho_GN=1/V_GN  
V_dot_GN=V_dot_IN/3600  
M_dot_GN=V_dot_GN*rho_GN
```

**Figura 4.6** Cálculo del flujo másico.

Se hace la conversión del flujo volumétrico para que las unidades coincidan, obteniendo el valor del flujo másico, el cual será constante a lo largo de toda la estación.

Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6** Densidad y flujo másico del gas natural.

| Volumen específico<br>$V_{GN} (m^3/kg)$ | Densidad<br>$\rho_{GN} (kg/m^3)$ | Flujo másico<br>$\dot{M}_{GN} (kg/s)$ |
|-----------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| 0.4804                                  | 2.081                            | 0.1735                                |

Este valor de flujo másico es relativamente pequeño a comparación de otras estaciones de mayor capacidad, pero para fines del trabajo se considera adecuado, tomando en cuenta que se busca analizar el comportamiento de la estación a pequeña escala, aunque se puede plantear la posibilidad de aumentar dicho flujo.

#### 4.2.5 CALORES ESPECÍFICOS

Es necesario conocer el valor del calor específico del gas natural, pero debido a que varía en función de la temperatura, es necesario calcularlo para diferentes puntos de la mezcla, en específico se necesita en dos equipos: en el intercambiador geotérmico y en la tina de calentamiento.

Para el primero se toma una temperatura media entre la entrada y la salida, a presión alta (donde todavía no ocurre el proceso de descompresión), como se muestra en la Figura 4.7.

```
"CALORES ESPECÍFICOS"  
"Calor específico en el tubo en U"  
T_MEDGEO=((T[4]-T[3])/2)+273.15  
P_GEO=P[2]  
Cp_GEO1=CP(Methane,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
Cp_GEO2=CP(Ethane,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
Cp_GEO3=CP(Propane,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
Cp_GEO4=CP(n-Butane,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
Cp_GEO5=CP(Nitrogen,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
Cp_GEO6=CP(CarbonDioxide,T=T_MEDGEO,P=P_GEO)  
  
Cp_GNGEO=fm[1]*Cp_GEO1+fm[2]*Cp_GEO2+fm[3]*Cp_GEO3+fm[4]*Cp_GEO4+fm[5]*Cp_GEO5+fm[6]*Cp_GEO6
```

**Figura 4.7** Cálculo del calor específico en el intercambiador geotérmico.



No se tomó en cuenta el valor del calor específico del oxígeno en este cálculo debido a que la presión y temperatura establecidos, se encontraba fuera de los rangos que maneja el programa y al representar solo un 0.2% de la mezcla, esta omisión causa muy poco impacto en los resultados.

En el caso del segundo equipo, ocurre algo similar. Se toma una temperatura promedio entre la entrada y la salida de la tina para el cálculo del calor específico. De igual, se obtiene una presión promedio para realizar el cálculo

**"Calor específico en la tina de calentamiento"**

```
T[5]=T[4]
P_TINA=P[5]
T_CPTINA=((T[5]+T[6])/2)+273
P_CPTINA=(P[5]+P[6])/2

Cp_TINA1=CP(Methane,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)
Cp_TINA2=CP(Ethane,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)
Cp_TINA3=CP(Propane,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)
Cp_TINA4=CP(n-Butane,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)
Cp_TINA5=CP(Nitrogen,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)
Cp_TINA6=CP(CarbonDioxide,T=T_CPTINA,P=P_CPTINA)

Cp_GNTINA=fm[1]*Cp_TINA1+fm[2]*Cp_TINA2+fm[3]*Cp_TINA3+fm[4]*Cp_TINA4+fm[5]*Cp_TINA5+fm[6]*Cp_TINA6
```

**Figura 4.8** Cálculo del calor específico en la tina de calentamiento.

Las variables se nombran con un subíndice de acuerdo al equipo para el cual se está calculando las propiedades.

Para obtener el valor total del calor específico, se suma cada uno de los calores específicos multiplicado por su fracción de masa.

La Tabla 4.7, muestra los cálculos realizados del calor específico en ambos equipos.

**Tabla 4.7** Calores específicos.

| Componente         | $Cp_{GEO}$<br>(kJ/kg-K) | $fm \cdot Cp_{GEO}$<br>(kJ/kg-K) | $Cp_{TINA}$<br>(kJ/kg-K) | $fm \cdot Cp_{TINA}$<br>(kJ/kg-K) |
|--------------------|-------------------------|----------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Metano             | 3.576                   | 3.2752                           | 3.115                    | 2.8658                            |
| Etano              | 2.807                   | 0.09709                          | 3.36                     | 0.1176                            |
| Propano            | 2.442                   | 0.060775                         | 2.6                      | 0.065                             |
| Butano             | 2.318                   | 0.011565                         | 2.412                    | 0.01206                           |
| Nitrógeno          | 1.326                   | 0.010696                         | 1.214                    | 0.009712                          |
| Dióxido de carbono | 2.034                   | 0.009965                         | 2.995                    | 0.014975                          |
|                    | TOTAL                   | 3.482                            | TOTAL                    | 3.027                             |

Al obtener de esta forma el calor específico se busca una exactitud lo más parecida a la realidad, para disminuir el error total.

#### 4.2.6 VISCOSIDAD

Otra propiedad que se necesita conocer es la viscosidad del gas natural, la cual será útil al momento de calcular tanto la conductividad como el número de Reynolds. Dado que esta propiedad es necesaria en los cálculos del intercambiador geotérmico, su valor estará en función de la temperatura media y de sus otras propiedades conocidas en el equipo

Es necesario calcular un nuevo factor de compresibilidad para conocer la densidad en el equipo, por lo que se realiza nuevamente el cálculo de cada uno de los componentes y posteriormente la sumatoria de estos multiplicados por su fracción molar, como se muestra en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8** Factor de compresibilidad Z, para el cálculo de la viscosidad.

| Componente         | $Z_{VIS}$ | $y \cdot Z_{VIS}$ |
|--------------------|-----------|-------------------|
| Metano             | 0.8597    | 0.826859          |
| Etano              | 0.6951    | 0.013568          |
| Propano            | 0.823     | 0.007825          |
| Butano             | 0.9672    | 0.001396          |
| Nitrógeno          | 1.096     | 0.00525           |
| Dióxido de carbono | 0.4707    | 0.000897          |
| Oxígeno            | 0.9617    | 0.001008          |
|                    | TOTAL     | 0.8568            |

Conociendo el valor de Z, se calcula el valor de la densidad en dichas condiciones utilizando la ecuación de gas ideal y obteniendo la inversa del volumen específico.

En la Figura 4.9, se muestra el proceso del cálculo de la viscosidad del gas natural dentro del software EES.

```

"VISCOSIDAD DEL GAS NATURAL"
Z_VIS[1]=CompressibilityFactor(Methane,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[2]=CompressibilityFactor(Ethane,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[3]=CompressibilityFactor(Propane,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[4]=CompressibilityFactor(n-Butane,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[5]=CompressibilityFactor(Nitrogen,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[6]=CompressibilityFactor(CarbonDioxide,T=T_MEDGEO,P=P[3])
Z_VIS[7]=CompressibilityFactor(Oxygen,T=T_MEDGEO,P=P[3])

Z_GNVIS=SUM(y[i]*Z_VIS[i],i=1,7)

P[3]*V_GNVIS=Z_GNVIS*R_GN*T_MEDGEO
rho_GNVIS=1/V_GNVIS
rho_vis=rho_GNVIS/1000
T_GEOR=T_MEDGEO*1.8 [R]

K=((9.4+0.02*M_GN)*T_GEOR^1.5)/(209+19*M_GN+T_GEOR)
X=3.5+(986/T_GEOR)+0.01*M_GN
Y=2.4-0.2*X

Mu_GN=(K*EXP(X*(rho_vis)^Y))/10000
    
```

**Figura 4.9** Cálculo de la viscosidad.

Dado que las ecuaciones para el cálculo de la viscosidad fueron determinadas de forma experimental, se debe cuidar las unidades en las cuales deben estar las diferentes variables, por lo que se hacen las debidas conversiones para poder aplicarlas de forma correcta.

La Tabla 4.9, muestra los resultados obtenidos para dichas ecuaciones:

**Tabla 4.9** Viscosidad del gas natural.

| Propiedad                 | Unidades | Valor  |
|---------------------------|----------|--------|
| Densidad<br>$\rho_{VIS}$  | $g/cm^3$ | 0.1974 |
| Temperatura<br>$T_{GEOR}$ | $R$      | 536.7  |
| $K$                       | -        | 113.7  |
| $X$                       | -        | 5.505  |
| $Y$                       | -        | 1.299  |
| Viscosidad<br>$\mu_{GN}$  | $cP$     | 0.0222 |

Se observa un valor congruente en la viscosidad, siendo un poco superior valor de la viscosidad al del aire a temperaturas similares, considerando que se encuentra a una temperatura relativamente baja.

#### 4.2.7 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

Conociendo el valor de la viscosidad, se puede determinar de forma certera la conductividad térmica del gas natural, la cual servirá para después conocer el número de Nusselt.

Este cálculo es más sencillo, debió a que ya se conocen todas las variables necesarias para su obtención y simplemente se ingresan en el programa las ecuaciones descritas en capítulos anteriores, como se muestra en la Figura 4.10.

**"CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL GAS NATURAL"**

$$\mu_{GNK} = \mu_{GN} * 2.419$$

$$Cp_{GNK} = Cp_{GN} * 0.23885$$

$$K_{GN1} = \mu_{GNK} * (Cp_{GNK} + 2.48 / M_{GN})$$

$$K_{GN} = K_{GN1} * 0.00172957$$

**Figura 4.10** Cálculo de la conductividad térmica del gas natural.

Nuevamente se debe ingresar las variables con las unidades requeridas en la ecuación, para lo cual se realizan las conversiones correspondientes.

Finalmente, se convierte el resultado del sistema inglés, al sistema internacional, al estar analizando el resto de los equipos con tal sistema.

Los resultados se muestran en la Tabla 4.10.

**Tabla 4.10** Conductividad térmica del gas natural.

| Propiedad                          | Unidades    | Valor      |
|------------------------------------|-------------|------------|
| Viscosidad<br>$\mu_{GN,K}$         | lb/ft-hr    | 0.05371    |
| Calor específico<br>$Cp_{GN,K}$    | BTU/lb-R    | 0.8276     |
| Conductividad térmica<br>$K_{GN1}$ | BTU/hr-ft-R | 0.05239    |
| Conductividad térmica<br>$K_{GN}$  | kW/m-K      | 0.00009061 |

El valor de la conductividad es congruente debido a que, al ser un gas, es difícil que las moléculas tan dispersas conduzcan el calor con facilidad.

### 4.3 ANÁLISIS TUBO VÓRTEX

Al ingresar las ecuaciones de balance en el software, se obtiene el valor de los flujos másicos de la salida fría y caliente, así como la temperatura de salida caliente. Como se muestra en la Figura 4.11

**"TUBO VORTEX"**

```
m_dot[1]=M_dot_GN  
m_dot[2]=Mu_c*m_dot[1]  
m_dot[3]=Mu_f*m_dot[1]  
T[3]=5 [°C]  
T[2]=(Mu_f/Mu_c)*(T[1]-T[3])+T[1]
```

**Figura 4.11** Análisis del tubo vórtex.

Para esto es necesario establecer una temperatura mínima en la salida de la fracción fría, la cual estará limitada por la temperatura de formación de hidratos en el sistema (0°C), por lo que se elige una un poco mayor, como margen de seguridad de 5°C, entre más baja sea esta temperatura, más alta será la temperatura de salida de la fracción caliente. Los resultados del flujo frío y caliente, así como las temperaturas de salida se muestran en la Tabla 4.11.

**Tabla 4.11** Flujos másicos y temperaturas a la salida del tubo vórtex.

| Salida   | Flujo másico (kg/s) | Temperatura (°C) |
|----------|---------------------|------------------|
| Caliente | 0.05204             | 55               |
| Fría     | 0.1214              | 5                |

Se podría buscar obtener una temperatura mayor a costa de aumentar el flujo másico de la salida fría, que posteriormente se calentará mediante el intercambiador geotérmico, lo cual aumentará la carga térmica de ese equipo. Se debe realizar un proceso de optimización para determinar que configuración será más adecuada.

#### 4.4 ANÁLISIS PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO

Para comenzar el análisis de este equipo, se realiza el balance de energía, suponiendo que la temperatura que se requiere alcanzar es la misma a la cual el tubo vórtex tiene en su salida caliente. El modelo en el software se muestra en la Figura 4.12

```
"PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO"
"Balance"
m_dot[4]=m_dot[3]
T[4]=T[2]
Q_dot_GN1=m_dot[3]*Cp_GNGEO*(T[4]-T[3])
Q_dot_GEO=Q_dot_GN1*1.25
```

**Figura 4.12** Balance precalentamiento geotérmico.

Con el balance, se conocerá el flujo de calor que el intercambiador debe brindar, agregando su factor del 25% de seguridad como margen.

Los resultados de estos flujos se muestran en la Tabla 4.12.

**Tabla 4.12** Flujos de calor, precalentamiento geotérmico.

| Flujo de calor<br>$\dot{Q}_{GN1}$ (kW) | Flujo de calor con factor de seguridad<br>$\dot{Q}_{GEO}$ (kW) |
|----------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| 21.13                                  | 26.41                                                          |

Este valor es bajo a comparación de otras plantas geotérmicas, el cual es justificado debido a que es poco el flujo y la diferencia de temperaturas entre la entrada y salida.

#### 4.4.1 DMLT

La diferencia media logarítmica de temperatura se obtiene al ingresar las ecuaciones como se muestra en la Figura 4.13

```
"DMLT"
THETA_A=T_GEO-T[3]
THETA_B=T_GEO-T[4]
DELTAT_ML=(THETA_A-THETA_B)/LN(THETA_A/THETA_B)
```

**Figura 4.13** Cálculo DMLT.

Los resultados se muestran en la Tabla 4.13.

**Tabla 4.13 DMLT.**

| Variable        | Temperatura (K) |
|-----------------|-----------------|
| $\theta_A$      | 115             |
| $\theta_B$      | 65              |
| $\Delta T_{ML}$ | 87.64           |

La DMLT es relativamente pequeña, por lo que, en el diseño del intercambiador, no se requerirá demasiada profundidad.

#### **4.4.2 COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR**

Determinar el coeficiente global de transferencia de calor  $U$ , del intercambiador geotérmico es la parte más complicada del análisis, debido a que se deben obtener varias propiedades para poder determinarlo de forma adecuada.

##### **4.4.2.1 TUBO DEL INTERCAMBIADOR**

Primero se debe establecer el diámetro del tubo y su material para definir el resto de propiedades. Para la elección del material se elige una tubería de acero inoxidable, al ser buen conductor térmico y a diferencia del cobre, su precio es más asequible.

Para la selección del diámetro se debe considerar la velocidad a la cual estará circulando el gas natural a través de ellos, existiendo cierto límite, que se determina con la velocidad de erosión. En la Figura 4.14, se muestra la selección del diámetro de tubo y el cálculo de la velocidad dentro del software.



```

"Propiedades del tubo"
D_EXT=1*0.0254
D_INT=0.834*0.0254
R_1=D_INT/2
R_2=D_EXT/2
K_TUBO=0.045 [kW/m-k]      "Acero"

"Velocidad del Gas Natural en el tubo"
"Velocidad en función del diámetro"
A_TUBO=(Pi/4)*D_INT^2
m_dot[3]=rho_GNVIS1*v*A_TUBO

"Velocidad de erosión"
rho_GNVEL=rho_GNVIS1*CONVERT(kg/m^3,lbm/ft^3)
C=100
Ve=C/(rho_GNVEL)^0.5

"Velocidad máxima"
V_MAXI=0.5*Ve
V_MAX=V_MAXI*CONVERT(ft/s,m/s)
    
```

**Figura 4.14** Propiedades del tubo y cálculo de la velocidad.

El diámetro se ingresa junto con su conversión a sistema internacional, de pulgadas a metros. Se escogió un diámetro comercial de 1 pulgada con un calibre BWG de 14. Con este diámetro se obtiene una velocidad inferior a la velocidad máxima permitida, como se muestra en la Tabla 4.14.

**Tabla 4.14** Velocidad del gas natural.

| <b>Diámetro exterior<br/><math>D_{EXT}</math> (m)</b> | <b>Diámetro interior<br/><math>D_{INT}</math> (m)</b> | <b>Velocidad del gas natural<br/><math>V</math> (m/s)</b> | <b>Velocidad máxima<br/><math>V_{MAX}</math> (m/s)</b> |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 0.0254                                                | 0.02118                                               | 1.744                                                     | 4.341                                                  |

El valor de la velocidad máxima varía en función de la densidad del fluido y de una constante adimensional que en este caso tendrá un valor de cien.

#### 4.4.2.2 NÚMERO DE REYNOLDS Y DE PRANDTL

Después de haber definido el diámetro del tubo, se calcula el número de Reynolds y el número de Prandtl, los cuales servirán para calcular el número de Nusselt

Primero se convierte la viscosidad de centi Poise a Pascales por segundo para que las unidades en la ecuación del número de Reynolds coincidan. El código se muestra en la Figura 4.15.

```
"Número de Reynolds y de Prandtl"  
Mu_GNRE=Mu_GN*0.001  
Re=(4*m_dot[3])/(Pi*D_INT*Mu_GNRE)  
  
Mu_GNPR=Mu_GNRE  
Pr=(Mu_GNPR*Cp_GNGEO)/K_GN
```

**Figura 4.15** Cálculo del número de Reynolds y de Prandtl.

De igual se toma la viscosidad en Pascales por segundo para el cálculo del número de Prandtl.

Los resultados se muestran en la Tabla 4.15.

**Tabla 4.15** Número de Reynolds y de Prandtl.

| Número de Reynolds<br>Re | Número de Prandtl<br>Pr |
|--------------------------|-------------------------|
| 328527                   | 0.849                   |

Se observa un número de Reynolds elevado, por lo que el flujo se encuentra en el régimen turbulento. En los gases es normal que se encuentren en ese régimen por lo que el resultado es aceptable.

Tanto el número de Reynolds como el de Prandtl cumplen con las condiciones descritas en el capítulo anterior para poder utilizar la ecuación de Gnielinski.

#### 4.4.2.3 NÚMERO DE NUSSELT Y COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN

Con el número de Reynold y Prandt se obtiene el factor de Darcy y el número de Nusselt, aplicando las ecuaciones correspondientes. Una vez hecho esto, con la conductividad previamente calculada y el radio interior del tubo, se obtiene el coeficiente de transferencia de calor por convección, como se muestra en la Figura 4.16.

"Número de Nusselt"

$$f=(0.790*\ln(Re)-1.64)^{-2}$$

$$Nuss=((f/8)*(Re-1000)*Pr)/(1+12.7*(f/8)^{0.5}*(Pr)^{(2/3)-1})$$

"Coeficiente de transferencia de calor por convección"

$$Nuss=(H_{GN}*R_1)/K_{GN}$$

**Figura 4.16** Cálculo del número de Nusselt y coeficiente de transferencia de calor por convección.

El valor de este coeficiente es el que se incluirá en la U del intercambiador geotérmico. Los valores calculados se muestran en la Tabla 4.16.

**Tabla 4.16** Número de Nusselt y coeficiente convectivo.

| Factor de Darcy<br>f | Número de Nusselt<br>Nuss | Coeficiente convectivo<br>$H_{GN} (kW/m^2 - K)$ |
|----------------------|---------------------------|-------------------------------------------------|
| 0.01419              | 522.1                     | 4.466                                           |

El valor del coeficiente convectivo se considera aceptable, siendo una convección forzada la realizada dentro del intercambiador.

#### 4.4.2.4 ÁREA DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Una vez conocido el coeficiente convectivo, se determina el diámetro del pozo geotérmico y su material de relleno. Así como los factores de forma de acuerdo a su configuración. Para el diámetro se optó por uno de 8 pulgadas, con el tamaño suficiente para que los tubos se encuentren seguros.

La elección del relleno del pozo puede resultar compleja, existe una amplia gama de materiales, desde cemento, concreto y bentonita, así como mezclas más complejas con

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

cuarzo, hierro, arenas, etc. Para simplificar, se eligió un relleno con 20% de bentonita, el cual tendrá una conductividad térmica de 0.73 W/m°C. La disposición elegida para los tubos, es en la que se encuentran centrados en el pozo sin contacto entre ellos. Los datos se ingresan como se muestra en la Figura 4.17, cuidando las unidades, especialmente de la conductividad térmica del relleno del pozo.

"Coeficiente global de transferencia de calor"

D\_P=8

D\_POZO=D\_P\*0.0254

R\_P=D\_POZO/2

K\_R=0.00073

beta\_0=17.44

beta\_1=-0.6052

$U = 1 / ((R_2/R_1) * (1/H_{GN}) + ((R_2 \cdot \ln(R_2/R_1))/K_{TUBO}) + ((2 \cdot \pi \cdot R_2) / (\beta_0 \cdot (R_P/R_2)^{\beta_1} \cdot K_R)))$

$Q_{dot\_GEO} = U \cdot A \cdot \Delta T_{AT\_ML}$

**Figura 4.17** Cálculo de U y del área de transferencia de calor.

Con todos estos datos se calcula el coeficiente global de transferencia de calor U y posteriormente el área total de transferencia de calor. Los cálculos obtenidos se muestran en la Tabla 4.17.

**Tabla 4.17** Coeficiente global de transferencia de calor y área de transferencia de calor.

| Coeficiente global de transferencia de calor<br>$U \text{ (kW/m}^2 - K\text{)}$ | Área de transferencia de calor<br>$A \text{ (m}^2\text{)}$ |
|---------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| 0.04468                                                                         | 6.712                                                      |

El coeficiente global del intercambiador tiene un valor adecuado para el tipo de intercambiador que se maneja.

#### 4.4.2.5 LONGITUD DEL INTERCAMBIADOR

Obtenida el área total de transferencia de calor necesaria, resta determinar la profundidad del pozo, la cuál será la suma de la longitud necesaria en el intercambiador de tubo en U y la longitud para la que el suelo se encuentre a una temperatura más alta que la de la superficie.

Dicha longitud puede variar de acuerdo al gradiente de temperatura del suelo, a la ubicación y a las estaciones del año, que puede ir de los 15 metros en adelante, pero para fines del trabajo, se seleccionó una longitud de 30 metros, la cual se considera suficiente para cubrir con varios factores antes mencionados.

El cálculo hecho en EES se muestra en la Figura 4.18 y los resultados en la Tabla 4.18.

```
"Longitud del intercambiador"  
L_1=A/(4*Pi*R_2)  
L_2=30 [m]  
L=L_1+L_2
```

**Figura 4.18** Cálculo de la longitud del intercambiador.

**Tabla 4.18** Longitud del intercambiador.

| Longitud del intercambiador |       |
|-----------------------------|-------|
| $L_1$ (m)                   | 42.06 |
| $L_2$ (m)                   | 30    |
| $L$ (m)                     | 72.06 |

La longitud total de 72.06 metros se considera adecuada, tomando en consideración que en los equipos instalados para recursos de media entalpía, las profundidades varían de los cincuenta a los cien metros.

## 4.5 ANÁLISIS TINA DE CALENTAMIENTO

### 4.5.1 EFECTO JOULE-THOMSON Y BALANCE

Para poder realizar el balance de energía en el equipo, es necesario determinar primero el cambio de temperatura debido al efecto Joule-Thomson. Al ingresar las ecuaciones en el software como se muestra en la Figura 4.19, se obtiene dicho valor.

```
"TINA DE CALENTAMIENTO"  
"Efecto Joule-Thomson"  
P[5]=P[1]  
DELTAP=P[5]-P[6]  
DELTAT_JT=Mu_JT*(DELTAP/1000)
```

**Figura 4.19** Cálculo del cambio de temperatura debido al efecto JT.

Se procede a ingresar las ecuaciones de balance de la tina, tanto para la línea de gas, como la línea de agua de calentamiento.

Una vez determinado el flujo de calor necesario en la línea de gas, se agrega nuevamente un factor del 25% por posibles pérdidas de calor y demás variables de diseño. La Figura 4.20 muestra las ecuaciones en el software.

```
"Balance"  
m_dot[5]=m_dot[1]  
m_dot[6]=m_dot[5]  
m_dot[7]=m_dot[8]  
  
Q_GN2=m_dot[6]*Cp_GNTINA*(DELTAT_JT+T[6]-T[5])  
Q_TINA=1.25*Q_GN2  
  
T_H2O=T[7]+273.15  
Cp_H2O=CP(Water,T=T_H2O,P=101.325)  
Q_TINA=m_dot[7]*Cp_H2O*(T[7]-T[8])
```

**Figura 4.20** Balance de la tina de calentamiento.

Para la línea del agua que sirve para calentar el gas, se obtiene su calor específico en función de la temperatura a la cual va a entrar a la tina (55°C) para poder obtener el flujo de agua necesaria dentro de esta.

Los flujos de calor, así como el flujo de agua necesario obtenidos, se muestran en la Tabla 4.19.

**Tabla 4.19** Tina de calentamiento.

| Variable                                                   | Unidades | Valor  |
|------------------------------------------------------------|----------|--------|
| Cambio de temperatura por efecto JT<br>$\Delta T_{JT}$     | K        | 138.3  |
| Flujo de calor en la tina<br>$\dot{Q}_{GN2}$               | kW       | 48.35  |
| Flujo de calor con factor de seguridad<br>$\dot{Q}_{TINA}$ | kW       | 60.43  |
| Flujo másico de agua<br>$\dot{m}_7$                        | kg/s     | 0.3905 |

El flujo de agua obtenido es pequeño, por lo que los gastos de operación serán bajos, y requerirá menor inversión inicial. Los flujos de calor son más altos que en el intercambiador geotérmico debido a que es en esta parte del sistema donde ocurre el descenso fuerte de temperatura y donde se requiere mayor transferencia de calor para evitar que la temperatura del gas descienda demasiado.

#### 4.5.2 QUEMADOR DE GAS NATURAL

Finalmente, una vez conocidos los flujos de calor necesarios, se obtiene el flujo de combustible necesario para obtener las temperaturas deseadas en la tina de calentamiento.

Para obtener el poder calorífico del gas natural, se utiliza el dato proporcionado por la norma Mexicana NOM-Q-27-1986 [42], la cual brinda un valor de energía por metro cúbico, al dividir por la densidad del gas natural en ese punto se obtiene el valor por kilogramo.

Como se muestra en la Figura 4.21, al dividir el flujo de calor entre el poder calorífico, se conocerá el flujo de combustible requerido en el quemador.

"Quemador"

```
PC_DOF=35441 [kJ/m^3]
PC_GN=PC_DOF/rho_GN

m_dot_FUEL=Q_TINA/PC_GN
m_dot_FUEL=m_dot[9]
PorcentajeFUEL=(m_dot[9]/m_dot[6])*100
```

**Figura 4.21** Cálculo de flujo de combustible requerido en el quemador.

Con el flujo se obtiene cuánto porcentaje de flujo de gas se utilizará como combustible. Al ser el mismo gas que llega a la estación, se busca un porcentaje bajo dado que será combustible consumido de forma inmediata pero que representa un costo tanto para el proveedor como para el consumidor.

Se obtiene un valor de 2.046% del combustible, siendo aceptable, pero reduciendo el flujo de calor en la tina y aumentándolo en el intercambiador geotérmico, este valor podría disminuir.

#### 4.6 RESULTADOS GENERALES

El software muestra los resultados en una ventana general, pero también en una tabla que acomoda las variables escritas con subíndices numéricos, esto simplifica la visualización de los resultados. Dicha tabla se muestra en la Figura 4.22.

|     | <sup>1</sup><br>$f_{m_i}$ | <sup>2</sup><br>$M_i$ | <sup>3</sup><br>$y_i$ | <sup>4</sup><br>$P_i$<br>[kPa] | <sup>5</sup><br>$T_i$<br>[°C] | <sup>6</sup><br>$\dot{m}_i$<br>[kg/s] |
|-----|---------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| [1] | 0.92                      | 16.04                 | 0.9618                | 25000                          | 20                            | 0.1734                                |
| [2] | 0.035                     | 30.07                 | 0.01952               |                                | 55                            | 0.05201                               |
| [3] | 0.025                     | 44.1                  | 0.009508              |                                | 5                             | 0.1214                                |
| [4] | 0.005                     | 58.12                 | 0.001443              |                                | 55                            | 0.1214                                |
| [5] | 0.008                     | 28.01                 | 0.00479               | 25000                          | 55                            | 0.1734                                |
| [6] | 0.005                     | 44.01                 | 0.001905              | 300                            | 20                            | 0.1734                                |
| [7] | 0.002                     | 32                    | 0.001048              |                                | 55                            | 0.5506                                |
| [8] |                           |                       |                       |                                | 25                            | 0.5506                                |
| [9] |                           |                       |                       |                                |                               | 0.004055                              |

**Figura 4.22** Resultados tabulados.

Se observa que en dicha tabla sobran espacios en blanco en los valores de presión, siendo ésta la misma para los estados del uno al cinco. Se puede establecer en el código dichos valores, pero no se hizo en este caso debido a que las presiones del estado dos al cuatro no se requerían para ningún cálculo.

La figura 4.23 muestra los resultados en la ventana general del EES, las unidades se tienen que establecer individualmente.



## Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

Unit Settings: [kJ]/[K]/[kPa]/[kg]/[degrees]

|                                                   |                                                    |                                                |                                             |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| A = 6.712 [m <sup>2</sup> ]                       | A <sub>TUBO</sub> = 0.0003524 [m <sup>2</sup> ]    | β <sub>0</sub> = 17.44                         | β <sub>1</sub> = -0.6052                    |
| C = 100                                           | C <sub>PGE01</sub> = 3.56 [kJ/kg-K]                | C <sub>PGE02</sub> = 2.774 [kJ/kg-K]           | C <sub>PGE03</sub> = 2.431 [kJ/kg-K]        |
| C <sub>PGE04</sub> = 2.313 [kJ/kg-K]              | C <sub>PGE05</sub> = 1.337 [kJ/kg-K]               | C <sub>PGE06</sub> = 1.993 [kJ/kg-K]           | C <sub>PNGEO</sub> = 3.465 [kJ/kg-K]        |
| C <sub>PGNK</sub> = 0.8276 [BTU/lb-R]             | C <sub>PGNTINA</sub> = 3.085 [kJ/kg-K]             | C <sub>PH2O</sub> = 4.182 [kJ/kg-K]            | C <sub>PTINA1</sub> = 3.115 [kJ/kg-K]       |
| C <sub>PTINA2</sub> = 3.36 [kJ/kg-K]              | C <sub>PTINA3</sub> = 2.6 [kJ/kg-K]                | C <sub>PTINA4</sub> = 2.412 [kJ/kg-K]          | C <sub>PTINA5</sub> = 1.214 [kJ/kg-K]       |
| C <sub>PTINA6</sub> = 2.995 [kJ/kg-K]             | ΔP = 24700                                         | ΔT <sub>JT</sub> = 138.3 [°C]                  | ΔT <sub>ML</sub> = 87.64 [K]                |
| D <sub>EXT</sub> = 0.0254 [m]                     | D <sub>INT</sub> = 0.02118 [m]                     | D <sub>P</sub> = 8 [in]                        | D <sub>POZO</sub> = 0.2032 [m]              |
| f = 0.01419                                       | H <sub>GN</sub> = 4.466 [kJ/m <sup>3</sup> -K]     | K = 113.7                                      | K <sub>GN</sub> = 0.00009061 [kJ/m-K]       |
| K <sub>GN1</sub> = 0.05239 [BTU/hr-ft-R]          | K <sub>R</sub> = 0.00073                           | K <sub>TUBO</sub> = 0.045 [kW/m-K]             | L = 72.06 [m]                               |
| L <sub>1</sub> = 42.06 [m]                        | L <sub>2</sub> = 30 [m]                            | μ <sub>C</sub> = 0.3                           | μ <sub>f</sub> = 0.7                        |
| μ <sub>GN</sub> = 0.0222 [cP]                     | μ <sub>GNK</sub> = 0.05371 [lb/ft-hr]              | μ <sub>GNPR</sub> = 0.0000222 [Pa-s]           | μ <sub>GNRE</sub> = 0.0000222 [Pa-s]        |
| μ <sub>JT</sub> = 5.6 [°C/MPa]                    | m <sub>FUEL</sub> = 0.004055                       | M <sub>GN</sub> = 0.1734 [kg/s]                | M <sub>GN</sub> = 16.77 [kg/kmol]           |
| Nuss = 522.1                                      | PC <sub>DOP</sub> = 35441 [kJ/m <sup>3</sup> ]     | PC <sub>GN</sub> = 17036 [kJ/kg]               | PorcentajeCOMP = 100 [%]                    |
| PorcentajeFUEL = 2.339 [%]                        | Pr = 0.849                                         | PC <sub>PTINA</sub> = 12650 [kPa]              | P <sub>GEO</sub> = 25000 [kPa]              |
| P <sub>GN</sub> = 25000 [kPa]                     | P <sub>TINA</sub> = 25000 [kPa]                    | Q <sub>GEO</sub> = 26.28 [kW]                  | Q <sub>GN1</sub> = 21.02 [kW]               |
| Q <sub>GN2</sub> = 55.26 [kW]                     | Q <sub>TINA</sub> = 69.07 [kW]                     | Re = 328527                                    | R <sub>GN</sub> = 2.08 [kg/m <sup>3</sup> ] |
| P <sub>GNVEL</sub> = 12.32 [lbm/ft <sup>3</sup> ] | P <sub>GNVIS1</sub> = 197.4 [kg/m <sup>3</sup> ]   | ρ <sub>vis</sub> = 0.1974 [g/cm <sup>3</sup> ] | R <sub>1</sub> = 0.01059 [m]                |
| R <sub>2</sub> = 0.0127 [m]                       | R <sub>GN</sub> = 0.4957 [kJ/kg-K]                 | R <sub>P</sub> = 0.1016 [m]                    | Θ <sub>A</sub> = 115 [K]                    |
| Θ <sub>B</sub> = 65 [K]                           | T <sub>CPTINA</sub> = 310.5 [K]                    | T <sub>geo</sub> = 120 [°C]                    | T <sub>GEOB</sub> = 536.7 [R]               |
| T <sub>GN</sub> = 293.2 [K]                       | T <sub>H2O</sub> = 328.2 [°C]                      | T <sub>MEDGEO</sub> = 298.2 [K]                | U = 0.04468 [kW/m <sup>2</sup> -K]          |
| V = 1.744 [m/s]                                   | V <sub>e</sub> = 28.49 [ft/s]                      | V̇ <sub>GN</sub> = 0.08333 [m <sup>3</sup> /s] | V̇ <sub>IN</sub> = 300 [m <sup>3</sup> /hr] |
| V <sub>GN</sub> = 0.4807 [m <sup>3</sup> /kg]     | V <sub>GNVIS</sub> = 0.005066 [m <sup>3</sup> /kg] | V <sub>MAX</sub> = 4.341 [m/s]                 | V <sub>MAX1</sub> = 14.24 [ft/s]            |
| X = 5.505                                         | Y = 1.299                                          | Z <sub>GN</sub> = 0.9923                       | Z <sub>GNVIS</sub> = 0.8568                 |

Figura 4.23 Resultados generales.

No sólo se muestran las variables calculadas en la ventana, sino todas las variables introducidas en el programa. Esto puede llegar a ser confuso si no se tiene cierto orden, para reducir esto, se resaltan los resultados de las variables calculadas que más interesan.

## 4.7 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Una vez que se tiene el modelo principal establecido y resuelto, es necesario verificar los resultados, asegurando que estos se apeguen lo más parecido a la realidad. Todo con base en la teoría y en otros trabajos similares ya realizados. Es por eso que los valores de entrada son conservadores, buscando rangos adecuados.

Debido a que es difícil encontrar trabajos que sigan exactamente la misma configuración y parámetros de entrada, se toma como referencia y tolerancia cierto rango para las distintas variables del sistema.

Se enlistan las variables que afectan más, las cuales son los flujos de calor, algunas propiedades del gas natural, las características principales del intercambiador de calor de tubo en U y la velocidad máxima permitida. Esta comparación se muestra en la Tabla 4.20.

**Tabla 4.20** Validación de los resultados obtenidos.

| Variable                                     | Valores de referencia | Valor obtenido    |
|----------------------------------------------|-----------------------|-------------------|
| Potencia del intercambiador geotérmico       | 100 kW (Máximo)       | 26.28 kW          |
| Número de Reynolds                           | 3000 – 500000         | 328527            |
| Número de Prandtl                            | 0.5 - 2000            | 0.849             |
| Coeficiente global de transferencia de calor | 10 -250 $W/m^2 - K$   | 44.68 $W/m^2 - K$ |
| Longitud del intercambiador                  | 50 - 100 m            | 72.06 m           |
| Potencia de la tina de calentamiento         | 100 kW (Máximo)       | 69.07 kW          |
| Velocidad máxima en la tubería               | 20 m/s                | 4.341 m/s         |

Al realizar esta comparación, todos los resultados obtenidos se encuentran dentro o por debajo del límite establecido. La correcta utilización de las ecuaciones vistas en la teoría, el análisis a profundidad en la composición del gas natural y sus propiedades y la aplicación de ecuaciones dada de forma experimental favorece el análisis, siendo estas últimas ecuaciones que han sido probadas de acuerdo a casos reales. Esto da buenos indicios de que el modelo establecido se apega a la realidad a pesar de tener algunas propiedades despreciables y que no se consideran ciertos efectos, como las pérdidas de calor.

Esto da pie a poder modificar los valores de entrada para observar el comportamiento de la estación con rangos más amplios.

## 4.8 VARIACIÓN DE PARÁMETROS

En esta sección se modifican algunas variables de entrada en busca de una mejora en la estación que se refleje en un ahorro o mejor aprovechamiento ya sea de recursos, energía o costos.

Para lograrlo, se toman en cuenta tres parámetros para variar su valor entre cierto rango. Los cuales son:

- El arreglo de los tubos en el intercambiador geotérmico.
- Diámetro del pozo geotérmico.
- Fracciones frío y caliente del tubo vórtex.

#### 4.8.1 ARREGLO DEL TUBO EN U

Al modificar la disposición del tubo en U, la transferencia de calor dada en el intercambiador es afectada debido a que el tubo de entrada y salida tienen influencia sobre el otro. Para esto, se modifican los coeficientes del factor de forma en la Ecuación (3.53) del coeficiente global de transferencia de calor.

Los valores ya están establecidos por la ASHRAE como se mostró en la Tabla 3.2. Al modificar estos valores, las variables afectadas serán el coeficiente global de transferencia de calor y la longitud total de intercambiador, siendo este último valor el más importante, debido a que, a mayor profundidad necesaria, mayor costo tendrá realizar el pozo, se necesitarán más materiales, y conlleva mayor trabajo.

La Tabla 4.21, muestra los resultados obtenidos, siendo las iteraciones en el orden de:

- 1) Tubos centrados en el pozo en contacto entre ellos.
- 2) Tubos centrados en el pozo sin contacto entre ellos.
- 3) Tubos en contacto con las paredes del pozo.

**Tabla 4.21** Variación de la disposición del tubo en U.

| $\beta_0$ | $\beta_1$ | U (kW/m <sup>2</sup> · K) | L (m) |
|-----------|-----------|---------------------------|-------|
| 20.1      | -0.9447   | 0.02558                   | 103.5 |
| 17.44     | -0.6052   | 0.04468                   | 72.06 |
| 21.91     | -0.3796   | 0.08845                   | 51.24 |

Se observa que al centrar los tubos y poniéndolos en contacto disminuye el coeficiente global de transferencia de calor y por ende se requiere mayor profundidad en el intercambiador para obtener el área necesaria y lograr la transferencia de calor esperada.

En cambio, al pegar los tubos a las paredes del pozo, el coeficiente aumenta y la distancia requerida disminuye. Esto es debido a que la transferencia de calor se da de forma más directa entre la tierra y el tubo, y aunque haya relleno en el pozo, este influye de menor manera.

Con esta última opción se podría requerir un menor diámetro de pozo, dado que los tubos no estarían tan centrados y quedaría demasiado pozo con relleno, pero para determinarlo se necesita realizar un estudio más a profundidad.

El arreglo elegido para el modelo principal muestra el resultado más centrado entre las tres configuraciones, por lo que para fines prácticos resulta ser el más conveniente, aunque no se descarta la posibilidad de variar la disposición de tubos a costa de modificar otras variables.

#### 4.8.2 DIÁMETRO DEL POZO

El diámetro del pozo no puede ser cualquier valor, depende mucho de las barrenas disponibles para perforarlo. Al reducir el diámetro del pozo se requerirá menor cantidad de relleno, pero se debe tener cuidado de que los tubos tengan suficiente espacio para entrar. Al modificar esta variable, al igual que en el caso anterior, también afectará al coeficiente global de transferencia de calor y a la longitud del intercambiador de tubo en U. Este valor está ligado a los diámetros de las tuberías a utilizar, para este caso de estudio, esos valores serán fijos. Se modifica el diámetro y se realizan las iteraciones desde 6'' hasta 10'' como se muestra en la Tabla 4.22.

**Tabla 4.22** Variación del diámetro del pozo.

| $D_p$ (in) | $U$ (kW/m <sup>2</sup> · K) | L (m) |
|------------|-----------------------------|-------|
| 6          | 0.05303                     | 65.43 |
| 6.5        | 0.05056                     | 67.16 |
| 7          | 0.04838                     | 68.84 |
| 7.5        | 0.04643                     | 70.47 |
| 8          | 0.04468                     | 72.06 |
| 8.5        | 0.04309                     | 73.61 |
| 9          | 0.04164                     | 75.12 |
| 9.5        | 0.04032                     | 76.6  |
| 10         | 0.0391                      | 78.05 |

Se destaca en los que esto si afecta la longitud del pozo, pero no de forma tan radical como fue en la variación de la disposición. Siendo a menor diámetro, menor longitud requerida.

En el modelo principal se tomó el valor intermedio de 8 pulgadas, buscando un resultado conservador, pero observando el comportamiento, un diámetro inferior podría ser buena opción para mejorar el sistema. Al reducir el diámetro se puede compensar que incremente la longitud al modificar otras variables, como el arreglo de los tubos.

#### 4.8.3 FRACCIONES DE FRÍO Y CALIENTE EN EL TUBO VÓRTEX

Otro parámetro que se puede variar con cierta flexibilidad es el porcentaje de flujo frío y caliente que sale del tubo vórtex. El elegido para el modelo principal consta de un 70/30 respectivamente, siendo necesario que sea mayor el porcentaje frío.

Este parámetro tiene cierta complejidad para ser evaluado, puesto que cuanto menor sea el flujo caliente mayor será su temperatura de salida, pero a su vez será una mayor cantidad de flujo frío el que pasará después por el intercambiador geotérmico, a una temperatura un poco inferior a la de entrada. Es necesario observar ese comportamiento para poder determinar la mejor configuración. Además, estas variables se encuentran al principio del sistema, por lo que su influencia repercute en casi todas las variables posteriores.

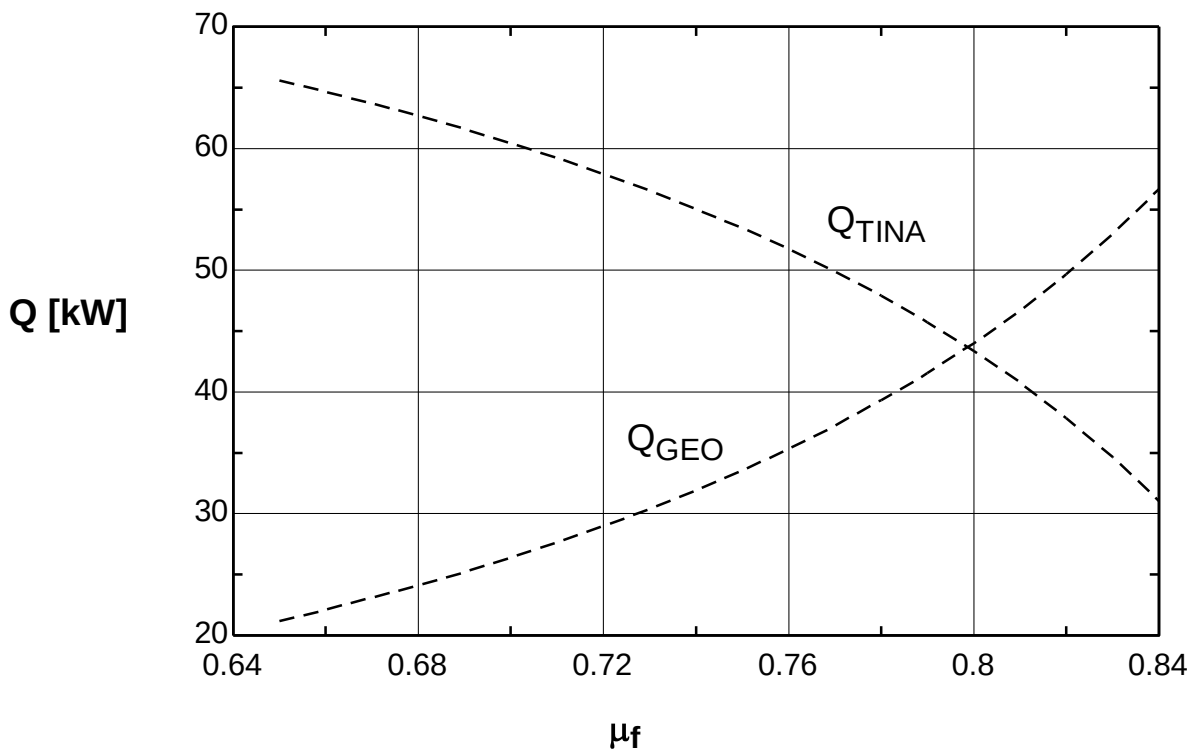
La Tabla 4.23, muestra una variación de frío/calor desde 65/35 en porcentaje, hasta 84/16 y su influencia en variables importantes del sistema.

**Tabla 4.23** Variación de porcentaje frío y caliente en el tubo vórtex.

| $\mu_f$ | $\mu_c$ | $T_2$ (°C) | $\dot{Q}_{GEO}$ (kW) | $L$ (m) | $\dot{Q}_{TINA}$ (kW) | % Fuel |
|---------|---------|------------|----------------------|---------|-----------------------|--------|
| 0.65    | 0.35    | 47.86      | 21.2                 | 62.5    | 65.59                 | 2.221  |
| 0.66    | 0.34    | 49.12      | 22.12                | 64.19   | 64.67                 | 2.19   |
| 0.67    | 0.33    | 50.45      | 23.1                 | 66.01   | 63.7                  | 2.157  |
| 0.68    | 0.32    | 51.88      | 24.14                | 67.98   | 62.67                 | 2.122  |
| 0.69    | 0.31    | 53.39      | 25.24                | 70.11   | 61.59                 | 2.085  |
| 0.7     | 0.3     | 55         | 26.41                | 72.44   | 60.43                 | 2.046  |
| 0.71    | 0.29    | 56.72      | 27.65                | 74.98   | 59.21                 | 2.005  |
| 0.72    | 0.28    | 58.57      | 28.98                | 77.76   | 57.91                 | 1.961  |
| 0.73    | 0.27    | 60.56      | 30.4                 | 80.84   | 56.52                 | 1.914  |
| 0.74    | 0.26    | 62.69      | 31.92                | 84.25   | 55.04                 | 1.864  |
| 0.75    | 0.25    | 65         | 33.56                | 88.07   | 53.45                 | 1.81   |
| 0.76    | 0.24    | 67.5       | 35.32                | 92.37   | 51.74                 | 1.752  |
| 0.77    | 0.23    | 70.22      | 37.23                | 97.27   | 49.89                 | 1.689  |
| 0.78    | 0.22    | 73.18      | 39.3                 | 102.9   | 47.9                  | 1.622  |
| 0.79    | 0.21    | 76.43      | 41.55                | 109.4   | 45.73                 | 1.548  |
| 0.8     | 0.2     | 80         | 44.01                | 117.2   | 43.36                 | 1.468  |
| 0.81    | 0.19    | 83.95      | 46.7                 | 126.5   | 40.75                 | 1.38   |
| 0.82    | 0.18    | 88.33      | 49.68                | 138.2   | 37.86                 | 1.282  |
| 0.83    | 0.17    | 93.24      | 52.98                | 153.1   | 34.64                 | 1.173  |
| 0.84    | 0.16    | 98.75      | 56.66                | 173.6   | 31.04                 | 1.051  |

Al aumentar la temperatura de salida caliente  $T_2$  aumenta consigo la longitud  $L$  que se necesitará en el intercambiador, por lo que se debe evaluar si vale la pena, considerando que la perforación del pozo resulta costosa.

De igual forma, esto se refleja en los flujos de calor necesario en el intercambiador y en la tina, se observa que mientras uno disminuye el otro aumenta, por lo que se tiene que elegir entre qué equipo tendrá mayor demanda. La Figura 4.24, muestra el comportamiento de la potencia vs. la fracción fría, asumiendo que al variar esta última, varía de forma equivalente la fracción caliente para siempre obtener el 100% de flujo.



**Figura 4.24** Comportamiento de flujos de calor vs la variación del flujo frío.

La primera impresión de estos resultados, resulta ser el usar los valores en el punto dónde las líneas se intersecan, pero esto no es del todo correcto puesto que, al modificar el valor del flujo de calor geotérmico, aumentará también la longitud requerida y por tanto el costo puede dispararse. Se puede empezar a involucrar más variables para compensar esto, pero para ello se requiere analizar el sistema más a fondo.

Debido a la cantidad de variables y su relación con todas las demás, se vuelve complejo discernir cuales son las que mayor afectan tanto de forma energética como económica al sistema y dónde se encuentra mayor área de oportunidades de mejora. Para solucionar esta problemática, es necesario realizar un análisis exergoeconómico y posterior a este un proceso de optimización, los cuales son descritos en los capítulos posteriores.

## 5 CAPÍTULO V: ANÁLISIS EXERGEOECONÓMICO DEL SISTEMA

Al realizar un análisis termodinámico de algún sistema el parámetro de mayor interés suele ser, dependiendo del objetivo del sistema, la cantidad de energía que proporciona o la cantidad de energía necesaria para hacerlo funcionar. En otras palabras, se busca obtener un producto, pero para ello es necesario cuantificar la cantidad de recursos que se invierten para obtener dicho producto. No toda la energía tiene la misma calidad, no toda se puede utilizar. La propiedad para cuantificar esa energía útil es conocida como exergía.

Esta propiedad está basada en la Segunda Ley de la Termodinámica.

Para hacer el análisis es necesario conocer algunas propiedades adicionales, para esto se introduce un concepto llamado irreversibilidades, las cuales se definen como la energía no aprovechada de un sistema, debido a la entropía.

Estas irreversibilidades se miden con base a un estado de referencia, el cual se define en condiciones estándar  $T_0$  y  $P_0$ .

La finalidad central de la Termoeconomía es cuantificar los costos de producir un bien o servicio. En un sentido general, es la cantidad de recursos necesarios (energéticos y monetarios) para obtener dicho producto, debido a que, un proceso ineficiente conlleva el uso de más recursos. Al realizar un análisis exergético al sistema, se obtiene una mayor profundidad de información respecto a su comportamiento y al combinarlo con ecuaciones de costos, el resultado es un análisis muy completo que brinda información sobre los costos y beneficios económicos de cada parte del sistema.

Se presenta ese proceso de análisis para la estación descompresora de gas natural, con la implementación del tubo vórtex y el precalentamiento geotérmico.

### 5.1 FLUJOS DE EXERGÍA

Para obtener los flujos de exergía en los diversos estados del sistema, se parte de la definición de exergía de flujo, la cual es la energía necesaria para mantener el flujo en una tubería o conducto, el cual es básicamente el trabajo de frontera realizado por un fluido, sobre el fluido que está aguas abajo.

Si se desprecia la exergía debido a la componente química, entonces matemáticamente la exergía de un flujo se define como:

$$b = (h - h_0) - T_0(s - s_0) + \frac{V^2}{2} + gz \quad (5.1)$$

La exergía puede transferirse hacia o desde un sistema a través de maneras: por calor, por trabajo o por flujo de masa.

La transferencia de exergía por calor se expresa como:

$$\dot{B}_{CALOR} = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \dot{Q} \quad (5.2)$$

Para el trabajo, si existe un trabajo de frontera entonces la exergía transferida será la producida por el sistema menos el trabajo del sistema con los alrededores, mientras que para otras formas de trabajo todo el producido será exergía:

$$\dot{B}_{TRABAJO} = \dot{W}_{OUT} \quad (5.3)$$

La masa contiene exergía, por tanto, cualquier flujo de masa también lo tendrá, expresándose como:

$$\dot{B}_{MASA} = \dot{m} * b \quad (5.4)$$

La exergía debido a los flujos de masa, desarrollando la Ecuación (5.4) y despreciando la energía cinética y potencial, para los equipos del sistema será:

$$\dot{B} = \dot{m}[(h - h_0) - T_0(s - s_0)] \quad (5.5)$$

Para el caso de una mezcla de gases, esta ecuación cambiará al sustituir los valores de las discrepancias de entalpía y entropía respecto al estado de referencia, las cuales para gases compresibles parten de:

$$h - h_0 = \int_{T_0}^T C_p dT + \int_{P_0}^P \left[ v - T \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dP \quad (5.6)$$

$$s - s_0 = \int_{T_0}^T \frac{C_p}{T} dT - \int_{P_1}^{P_2} \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_p dP \quad (5.7)$$



El volumen específico se define a partir de la ecuación de gas ideal:

$$\mathcal{V} = \frac{RT}{P} \quad (5.8)$$

Por tanto:

$$\frac{\partial \mathcal{V}}{\partial T} = \frac{R}{P} \quad (5.9)$$

Al sustituir estas ecuaciones en las discrepancias y resolviendo las integrales se obtiene:

$$h - h_0 = C_p(T - T_0) \quad (5.10)$$

$$s - s_0 = C_p \ln\left(\frac{T}{T_0}\right) - R \ln\left(\frac{P}{P_0}\right) \quad (5.11)$$

Una vez obtenidas estas discrepancias, se sustituyen en la Ecuación (5.5) para obtener el valor de la exergía de flujo de una mezcla de gases compresibles:

$$\dot{B} = \dot{m} \left[ C_p(T - T_0) - T_0 \left( C_p \ln\left(\frac{T}{T_0}\right) - R \ln\left(\frac{P}{P_0}\right) \right) \right] \quad (5.12)$$

Al reacomodar los términos de la Ecuación (5.12), se obtiene:

$$\dot{B} = \dot{m} \left[ C_p \left[ (T - T_0) - T_0 \ln\left(\frac{T}{T_0}\right) \right] + T_0 R \ln\left(\frac{P}{P_0}\right) \right] \quad (5.13)$$

Realizando un proceso similar, para el caso de la tina de calentamiento que será un líquido comprimido, la exergía de flujo será:

$$\dot{B} = \dot{m}C_p \left[ (T - T_0) - T_0 \ln \left( \frac{T}{T_0} \right) \right] \quad (5.14)$$

Con las Ecuaciones (5.2), (5.13) y (5.14), se obtiene todos los valores de exergía del sistema que serán necesarios para el resto del análisis exergoeconómico.

La Tabla 5.1 muestra un resumen de las ecuaciones a utilizar en cada estado, de acuerdo a los flujos de exergía mostrados en la Figura 5.1.

**Tabla 5.1** Ecuaciones de flujos de exergía en la estación descompresora de GN.

| Estado/Corrientes          | Ecuación                                                                                                                                                         |
|----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1-6                        | $\dot{B}_i = \dot{m}_i \left[ C_{p,i} \left[ (T_i - T_0) - T_0 \ln \left( \frac{T_i}{T_0} \right) \right] + T_0 R_{GN} \ln \left( \frac{P}{P_0} \right) \right]$ |
| 7,8                        | $\dot{B}_i = \dot{m}_i C_{p,i} \left[ (T_i - T_0) - T_0 \ln \left( \frac{T_i}{T_0} \right) \right]$                                                              |
| 9 (Quemador)               | $\dot{B}_9 = \dot{m}_9 * PC_{GN} = \dot{Q}_{TINA}$                                                                                                               |
| 10 (Pozo geotérmico)       | $\dot{B}_{10} = \left( 1 - \frac{T_0}{T_{Geo}} \right) \dot{Q}_{GEO}$                                                                                            |
| 11 (Tina de calentamiento) | $\dot{B}_{11} = \left( 1 - \frac{T_0}{T_{TINA}} \right) \dot{Q}_{TINA}$                                                                                          |

## Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

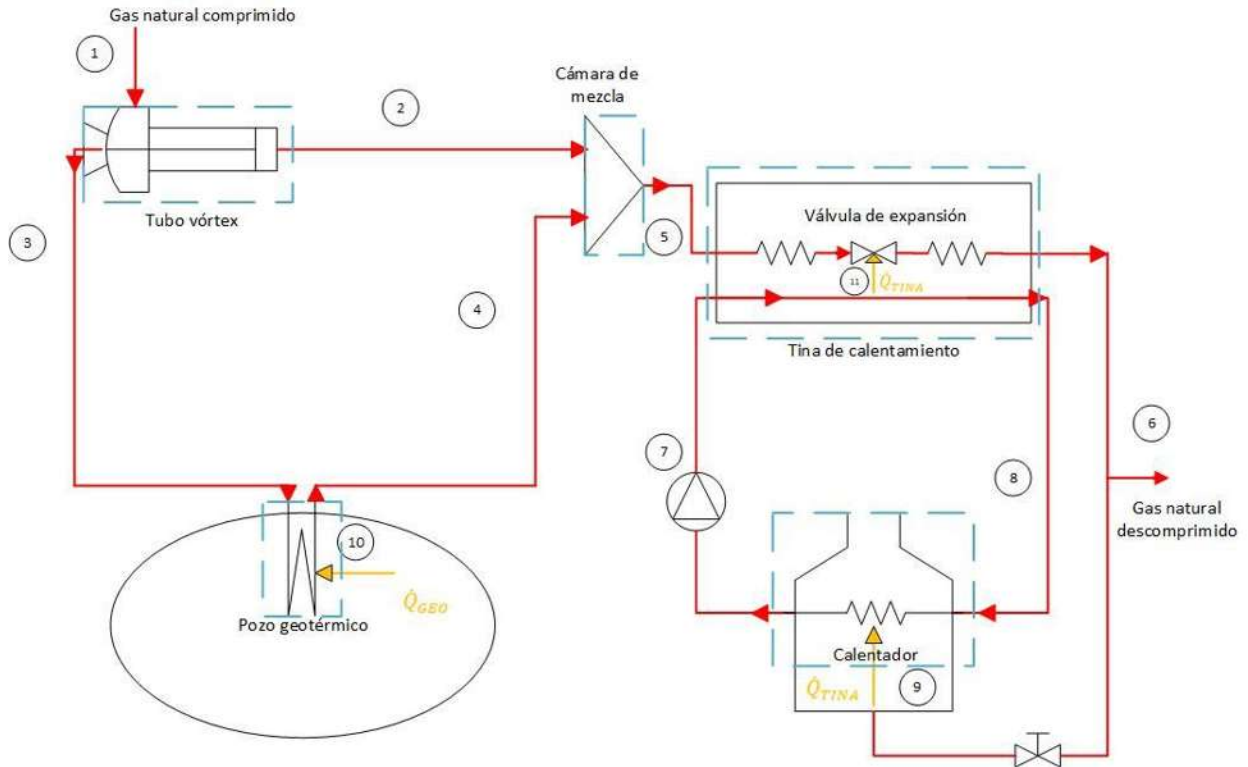


Figura 5.1 Flujos de exergía.

## 5.2 DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA

Conocer los flujos de exergía permite realizar un análisis de destrucción exergética que tiene lugar en cada equipo del sistema.

El trabajo realizado por dispositivos que producen trabajo no siempre se halla completamente en una forma utilizable. Parte del trabajo que se produce es utilizado para producir dicho trabajo, debido a diversos factores como las condiciones de temperatura y presión externos (de los alrededores). Este trabajo es conocido como trabajo útil.

Un sistema tiene un valor teórico máximo de producción de trabajo, el cual se da cuando se desprecian todos los factores externos, siendo un proceso ideal o, en otras palabras: reversible. El trabajo reversible es la cantidad máxima de trabajo útil que puede producirse, un sistema experimenta un proceso entre los estados inicial y finales especificados considerando todas las condiciones del ambiente de referencia y de los alrededores. La diferencia entre el trabajo útil y el trabajo reversible, se conoce como irreversibilidad y se debe a la destrucción de la exergía en el proceso.

La forma de obtener las irreversibilidades en los equipos es tomando los flujos de exergía que entran y salen de estos, siendo los flujos de entrada positivos y los de salida negativos.

La destrucción de exergía no puede dar un valor negativo, puesto esto violaría la segunda ley de la Termodinámica al crear un proceso imposible. Si el valor de la irreversibilidad es cero, entonces se trata de un proceso ideal.

La destrucción de exergía de los equipos de la estación descompresora se muestran en la Tabla 5.2, se basa en los flujos de exergía de entrada y salida de cada equipo, como se expone en la Figura 5.1 con una línea punteada azul.

**Tabla 5.2** Ecuaciones para el cálculo de la destrucción de exergía.

| Equipo                      | Irreversibilidades                                    |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------|
| Tubo vórtex                 | $I_1 = \dot{B}_1 - \dot{B}_2 - \dot{B}_3$             |
| Intercambiador geotérmico   | $I_2 = \dot{B}_3 + \dot{B}_{10} - \dot{B}_4$          |
| Cámara de mezcla            | $I_3 = \dot{B}_2 + \dot{B}_4 - \dot{B}_3$             |
| Tina de calentamiento (gas) | $I_4 = \dot{B}_5 + \dot{B}_7 - \dot{B}_6 - \dot{B}_8$ |
| Quemador                    | $I_5 = \dot{B}_9 + \dot{B}_8 - \dot{B}_7$             |

### 5.3 COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de los diversos equipos puede establecer la viabilidad del proyecto, y brinda una información detallada sobre el capital necesario para operar la estación descompresora de gas natural. Conocer los costos de inversión de los equipos es un paso necesario para poder realizar un balance de costos y obtener el valor de cada corriente en el sistema.

Para el análisis exergoeconómico de este trabajo se consideran únicamente los costos de inversión de los equipos en términos de su capacidad nominal.

El costo de cada equipo está dado de acuerdo a sus diversos parámetros de diseño necesarios para su correcto funcionamiento, se engloban diversas expresiones de acuerdo a la literatura y se escoge para cada equipo su principal característica para determinar el costo de inversión de dicho equipo.

Muchas de las ecuaciones de costos se realizaron para los equipos hace varios años. La economía cambia constantemente y es necesario ajustarla de acuerdo a la inflación y cambios en el mercado. Para esto se utilizarán ecuaciones que toman en cuanto los precios viejos y los actualizan de acuerdo a un índice de inflación.

### 5.3.1 TUBO VÓRTEX

La evaluación del costo del tubo vórtex se realiza utilizando el método de Acar et al. [43], el cual involucra un cálculo sencillo con el valor del costo de capital  $C_{C,TV}$ , el costo de operación y mantenimiento  $C_{OM,TV}$  y el valor residual  $C_{VR,TV}$ .

El valor del costo de capital  $C_{C,TV}$  es el dato de mayor importancia en este equipo y se obtiene con base en un promedio de una base de datos de diferentes fabricantes de tubo vórtex y de acuerdo a las características de flujo requeridas en el sistema de descompresión.

Para el caso de estudio, el tubo vórtex requerirá mucho flujo, relativo a la capacidad promedio de los tubos vórtex en el mercado. La capacidad de enfriamiento no será tanta, dado que la diferencia de temperaturas es apenas de 15°C. Este balance entre alto flujo y poca capacidad de enfriamiento, da como resultado un tubo vórtex de precio promedio, y dimensiones estándar.

Debido a que no existe mucha información recopilada por autores, se obtuvieron los valores de diversos tubos vórtex comerciales según su capacidad de enfriamiento y su capacidad de flujo y se vació la información en la Tabla 5.3, la cual sirve de base para un análisis sencillo de los costos.

**Tabla 5.3** Valores comerciales de diferentes tubos vórtex.

| # | Modelo                                     | Caudal (SCFM) | Capacidad enfriamiento (BTU/H) | Precio (USD) |
|---|--------------------------------------------|---------------|--------------------------------|--------------|
| 1 | VOR.208-11-H Vortex Tube                   | 11            | 640                            | \$717.85     |
| 2 | VOR.208-11-HSS Vortex Tube Stainless Steel | 11            | 640                            | \$936.31     |
| 3 | VOR.208-15-H Vortex Tube                   | 15            | 900                            | \$717.85     |
| 4 | VOR.208-15-HSS Vortex Tube Stainless Steel | 15            | 900                            | \$936.31     |
| 5 | VOR.208-25-H Vortex Tube                   | 25            | 1500                           | \$717.85     |
| 6 | VOR.208-25-HSS Vortex Tube Stainless Steel | 25            | 1500                           | \$936.31     |

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

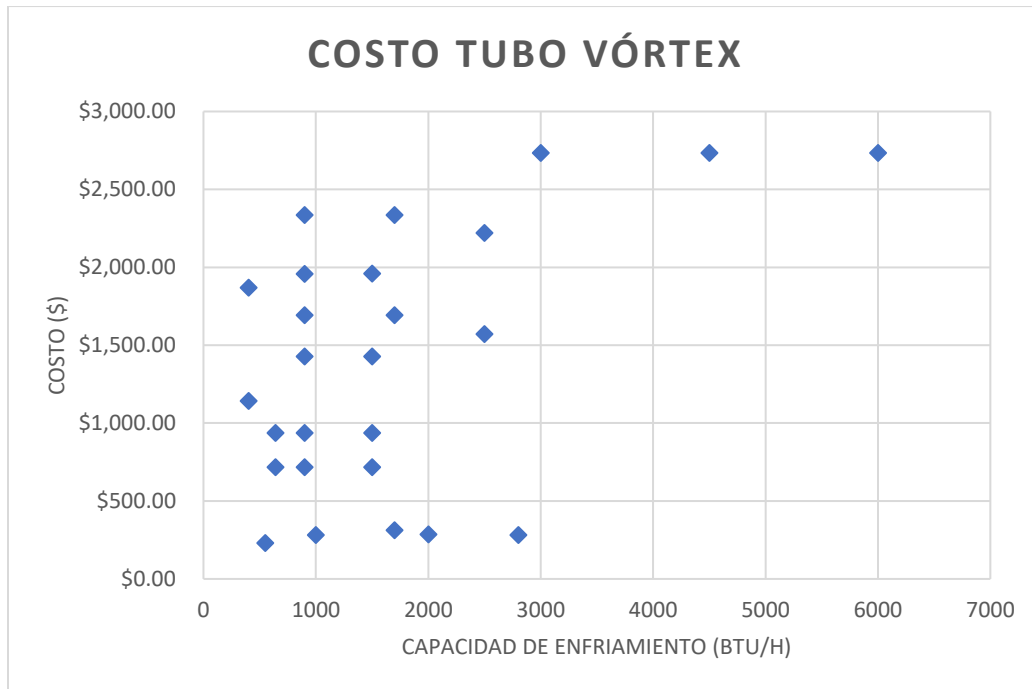
|    |                                                  |           |      |            |
|----|--------------------------------------------------|-----------|------|------------|
| 7  | VOR.328-100-H Vortex Tube                        | 100       | 6000 | \$2,735.17 |
| 8  | VOR.328-50-H Vortex Tube                         | 50        | 3000 | \$2,735.17 |
| 9  | VOR.328-75-H Vortex Tube                         | 75        | 4500 | \$2,735.17 |
| 10 | Vortex Tube Stainless Steel                      | 8         | 550  | \$231.37   |
| 11 | Vortex Tube Stainless Steel                      | 15        | 1000 | \$282.47   |
| 12 | Vortex Tube Stainless Steel                      | 25        | 1700 | \$313.85   |
| 13 | Vortex Tube Stainless Steel                      | 30        | 2000 | \$286.95   |
| 14 | Vortex Tube Stainless Steel                      | 40        | 2800 | \$282.47   |
| 15 | VOR.730 Vortex Cooler with Filter                | 15        | 900  | \$1,427.18 |
| 16 | VOR.737 Vortex Cooler with Filter                | 15        | 900  | \$1,693.89 |
| 17 | VOR.740 Vortex Cooler with Therm/Filter          | 15        | 900  | \$1,957.75 |
| 18 | VOR.747 Vortex Cooler with Thermostat and Filter | Sin datos | 900  | \$2,335.12 |
| 19 | VOR.750 Vortex Cooler with Therm / Filter        | 8         | 400  | \$1,869.80 |
| 20 | VOR.760 Vortex Cooler with Filter                | 8         | 400  | \$1,143.45 |
| 21 | VOR.780 Vortex Cooler w/ Filter                  | 25        | 1500 | \$1,427.18 |

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

|    |                                           |    |      |            |
|----|-------------------------------------------|----|------|------------|
| 22 | VOR.785 Vortex Cooler w/ Filter           | 35 | 2500 | \$1,571.87 |
| 23 | VOR.787 Vortex Cooler with Filter         | 25 | 1700 | \$1,693.89 |
| 24 | VOR.790 Vortex Cooler with Therm / Filter | 25 | 1500 | \$1,960.60 |
| 25 | VOR.795 Vortex Cooler with Therm / Filter | 35 | 2500 | \$2,221.63 |
| 26 | VOR.797 Vortex Cooler with Therm / Filter | 25 | 1700 | \$2,335.12 |

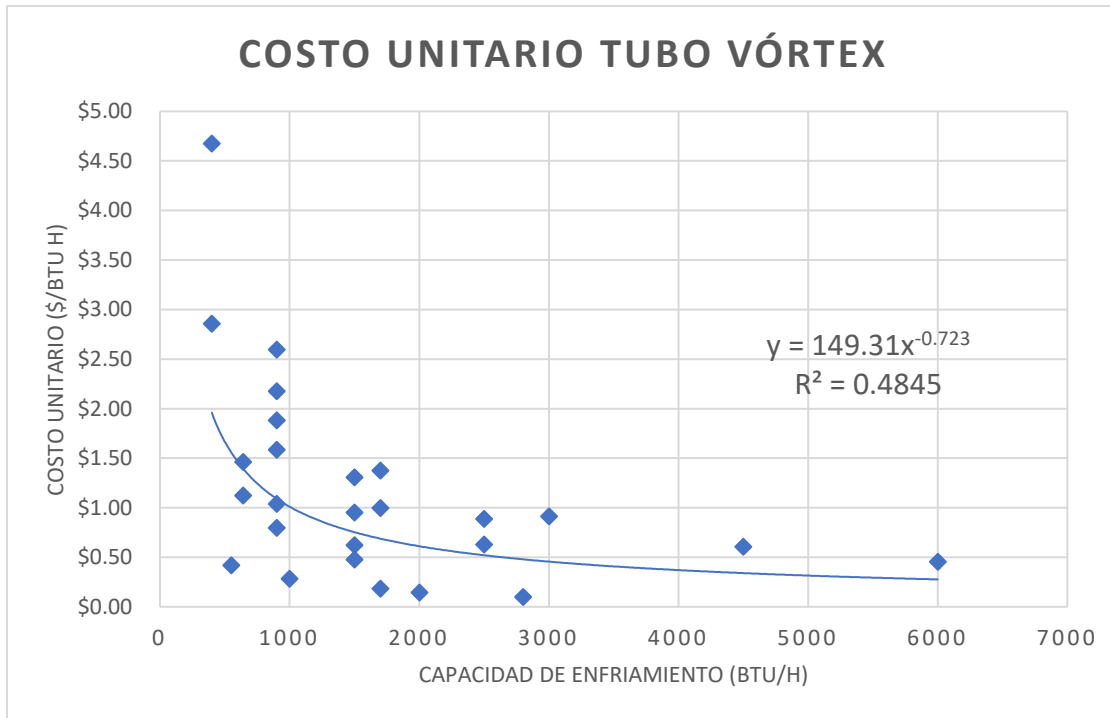
Se observa que el valor comercial de los tubos vórtex respecto a su flujo no cambia bastante, incluso manteniéndose los mismos precios a diferentes CFM (pies cúbicos por minuto). Por lo que la característica principal del tubo vórtex que influye en su costo es su capacidad de enfriamiento.

Se graficaron los valores de costos de la Tabla 5.3, respecto a la capacidad de enfriamiento de los tubos vórtex como se muestra en la Figura 5.2



**Figura 5.2** Capacidad de enfriamiento vs costo.

Se observa una dispersión muy grande de valores, sin poder llegar a determinar un comportamiento exponencial o logarítmico. Para obtener una información más acertada, se realiza una gráfica de la capacidad de enfriamiento vs. el costo unitario, el cual se calcula dividiendo el costo entre la capacidad de enfriamiento del tubo. La Figura 5.3, muestra dichos resultados.



**Figura 5.3** Capacidad de enfriamiento vs costo unitario.

En la gráfica se observa una dispersión de valores que sigue cierto comportamiento, con esa tendencia se obtiene una ecuación con la que se calcula el costo por cada BTU/H requerido en el tubo.

La ecuación mostrada en la Figura 5.3, determina el costo unitario del equipo, pero dado que para este análisis es requerido obtener una ecuación de costo total, es necesario multiplicar la ecuación obtenida en la gráfica por la capacidad de enfriamiento que se requiera en el tubo, lo cual al ser la misma variable  $Q_{TV}$ , hará que al exponente  $-0.723$  se le sume una unidad, quedando así en  $0.227$ , obteniendo, en una medida aceptable, el costo de capital  $C_{C,TV}$  del tubo vórtex:

$$C_{C,TV} = 149.31(Q_{TV})^{0.227} \quad (5.15)$$



Dónde la capacidad de enfriamiento del tubo está en BTU/H y se calcula con la Ecuación (5.16):

$$Q_{TV} = \dot{m}_3 C_{p,3} (T_1 - T_3) \quad (5.16)$$

El costo del tubo vórtex será la suma del costo de capital, los costos de mantenimiento y el valor residual:

$$C_{TV} = C_{C,TV} + C_{OM,TV} + C_{VR,TV} \quad (5.17)$$

Los costos de operación y mantenimiento, así como el valor residual, se calculan de acuerdo a un porcentaje del costo de capital:

$$C_{OM,TV} = 0.10 \cdot C_{C,TV} \quad (5.18)$$

$$C_{VR,TV} = 0.02 \cdot C_{C,TV} \quad (5.19)$$

El tubo vórtex puede ser manufacturado de acuerdo a ciertas dimensiones o características especiales que se requieran. Esto puede aumentar los costos requeridos, en especial si el material de construcción es alguno poco común.

### 5.3.2 POZO GEOTÉRMICO

Los pozos geotérmicos y en general los sistemas que utilizan este tipo de energía suelen requerir mucho capital, debido principalmente a los costos de perforación. Es un proceso largo y costoso, además que conlleva cierto riesgo, puesto que no siempre al perforar se tiene éxito, por diversos factores. La perforación de pozos geotérmicos tiene entre 50-60% de tasa de éxito, por lo cual, puede ser requerido realizar el proceso varias veces. Se supondrá un costo, al considerar que se tiene éxito en el primer intento de perforación, pero esto destaca la importancia de este parámetro al momento de analizar económicamente la estación y de llevar a cabo correctamente la etapa de exploración.

El costo de inversión de un pozo geotérmico depende mucho del uso para el que se vaya a construir. Cuando se utiliza para generar electricidad se tiene que tomar en cuenta el costo de la infraestructura de la planta, así como de los pozos que se vayan a utilizar para extraer el fluido.

El número de pozos a construir depende del tamaño y de la productividad del mismo pozo. En el caso de la estación descompresora de gas natural, solo se requerirá perforar el pozo, sin la necesidad de extraer ningún fluido, solo se perfora para posteriormente ingresar el intercambiador de tubo en U, el cual se calculará su costo aparte, por lo que no se toman en cuenta los costos de inversión de los equipos en la superficie, únicamente del pozo en sí.

El costo de perforación del pozo está definido en mayor medida en función de su profundidad, pero también influye el diámetro y las propiedades de la roca donde se perfore. Estos últimos se pueden despreciar y permiten escoger una ecuación que defina el costo en función únicamente de la profundidad:

$$C_{PERF} = 240785 + 210 * L + 0.019069 * L^2 \quad (5.20)$$

Dónde L es la profundidad en pies.

Esta correlación está basada en 182 pozos distribuidos en ocho campos geotérmicos en los estados unidos y a su vez se utilizaron bases de datos de pozos construidos entre 1985 y 2000 en Estados Unidos y otras partes de Centro América. Estos costos fueron adaptados en dólares y de acuerdo a la inflación al primero de julio de 2003. Los pozos incluyeron una mezcla de pozos de producción y de inyección. La Figura 5.4, muestra la correlación entre los costos de perforación y la profundidad con base en la información recabada de los pozos.

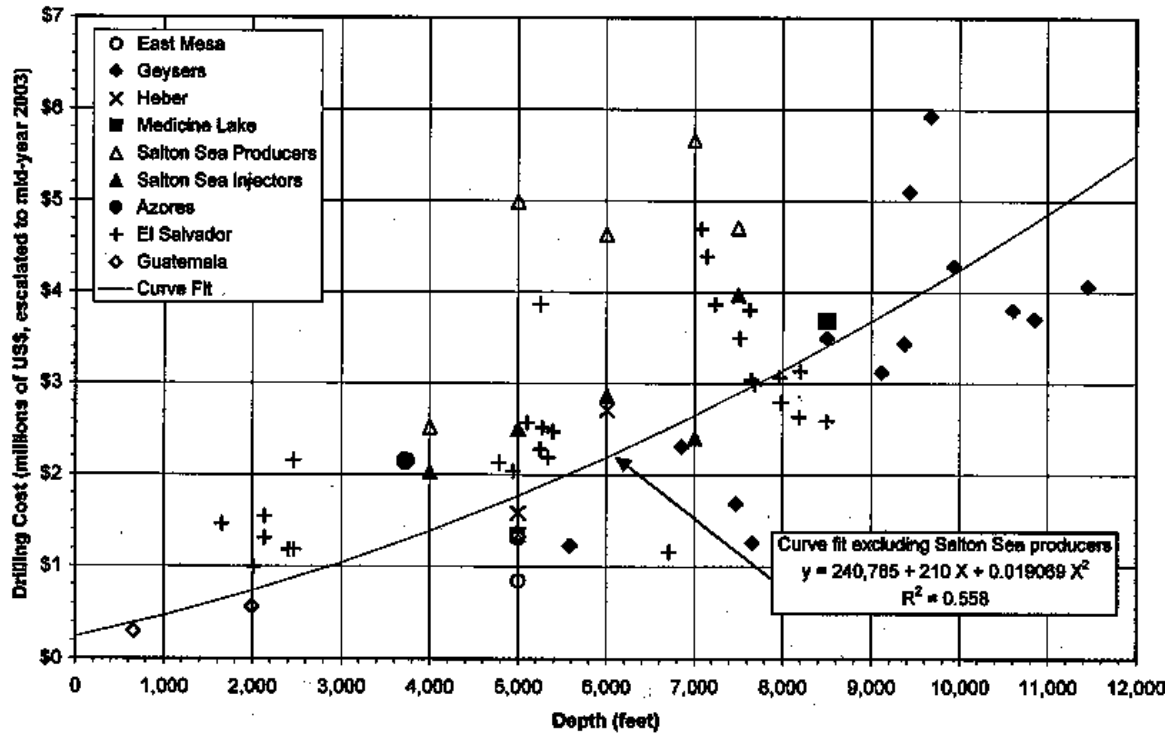


Figura 5.4 Correlación de los costos de perforación vs la profundidad [44].

Se tiene un costo base de \$240,785 que involucra el mover la maquinaria y los permisos necesarios.

Tampoco se toma en cuenta el costo del relleno del pozo. Este solo será aproximadamente un 1% del costo total, por lo cual se puede llegar a despreciar.

### 5.3.3 INTERCAMBIADOR GEOTÉRMICO (TUBO EN U)

Para el cálculo del costo de tubo en U se utilizó el método de Corripio [45], el cual se basa en el área de transferencia de calor, el tipo de intercambiador, la presión de diseño y el material de construcción.

El costo base se calcula mediante:

$$C_b = e^{[8.551 - 0.30863 \cdot \ln(A) + 0.06811 \cdot (\ln(A))^2]} \quad (5.21)$$

Esta ecuación se basa en el área de transferencia de calor  $A$ , del intercambiador geotérmico.

Este costo base es para un tipo determinado de intercambiador, para obtener el costo del intercambiador en U se aplican distintos factores de corrección. El costo de inversión del intercambiador será el costo base multiplicado por dichos factores:

$$C_{IG} = C_b * F_d * F_p * F_m \quad (5.22)$$

Para un intercambiador de tubo en U, el factor de diseño  $F_d$  será:

$$F_d = e^{[-0.9816 + 0.0830 * \ln(A)]} \quad (5.23)$$

La presión a la que opera el intercambiador es de 23bar, aproximadamente 333.6 psig. El factor de presión para presiones de 300-600 psig, se obtiene mediante:

$$F_p = 1.0305 + 0.0714 * \ln(A) \quad (5.24)$$

El último factor requerido, es de acuerdo al material utilizado. Este se obtiene con la Ecuación (5.25):

$$F_m = g_1 + g_2 * \ln(A) \quad (5.25)$$

Para el acero inoxidable 316, seleccionado para el intercambiador geotérmico,  $g_1$  y  $g_2$  obtiene los valores de 1.4144 y 0.23296 respectivamente [46].

### 5.3.4 CÁMARA DE MEZCLA

La cámara de mezcla en la estación descompresora resulta ser un equipo de mínimo impacto, su función es mezclar la corriente caliente del tubo vórtex y la salida del intercambiador geotérmico, ambas a la misma temperatura. Por lo que un análisis más profundo para determinar su costo se considera innecesario para los objetivos planteados en este trabajo.

Se tomará su costo, como un porcentaje del costo del intercambiador geotérmico, el cual se obtuvo en la sección anterior.

Por tanto, el costo de inversión de la cámara de mezcla será:

$$C_{CM} = 0.15 \cdot C_{IG} \quad (5.26)$$

### 5.3.5 TINA DE CALENTAMIENTO

La tina de calentamiento actúa como un intercambiador de calor. El área de transferencia de calor es el parámetro para conocer el costo de inversión de dicho equipo.

Se puede conocer el área de transferencia de calor a través del método de DMLT, con la ecuación que se utilizó para el intercambiador geotérmico, teniendo cuidado con los subíndices:

$$\dot{Q}_{TINA} = U_{TC} \cdot A_{TC} \cdot \Delta T_{ML,TC} \quad (5.27)$$

Dónde se conoce  $\dot{Q}_{TINA}$  gracias a los balances de energía y  $U_{TC}$  y  $\Delta T_{ML,TC}$  se pueden conocer realizando un procedimiento similar al del intercambiador geotérmico. Siendo el  $\Delta T_{ML,TC}$  calculado con las temperaturas de entrada y salida ya conocidas en la tina:

$$\theta_{A,TC} = T_7 - T_5 \quad (5.28)$$

$$\theta_{B,TC} = T_8 - T_6 \quad (5.29)$$

$$\Delta T_{ML,TC} = \frac{\theta_{A,TC} - \theta_{B,TC}}{\ln\left(\frac{\theta_{A,TC}}{\theta_{B,TC}}\right)} \quad (5.30)$$

El coeficiente global de transferencia de calor será de un proceso gas-sólido-líquido, por lo cual su valor se obtiene mediante:

$$U_{TC} = \frac{1}{\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \frac{1}{h_{GN,TC}} + \frac{R_2 \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{k_{TUBO}} + \frac{1}{h_{H_2O}}} \quad (5.31)$$

El valor de los radios  $R_1$  y  $R_2$  serán idénticos al intercambiador geotérmico. La válvula de expansión estará sumergida después del recorrido de los tubos del intercambiador en la tina. El valor del coeficiente de película del gas natural en la tina de calentamiento se calcula con el procedimiento realizado para el intercambiador geotérmico en la Sección 3.3.2. Calculando los números de Reynolds, de Prandtl, el factor de Darcy y finalmente el número de Nusselt. Se utilizan los mismos valores de la viscosidad y la conductividad, debido a que estas propiedades no variarán mucho, siendo la diferencia de temperatura promedio entre los dos equipos de 12.5 °C, por lo cual se considera que la variación de dichas propiedades no tendrá un impacto sustancioso en los resultados.

Calculado el área de transferencia de calor, se calcula el costo de la tina, similar al del intercambiador de tubo en U:

$$C_{TC} = C_b * F_d * F_p * F_m \quad (5.32)$$

Al ser el intercambiador operado dentro las mismas presiones (la etapa de expansión se realiza justo al final del intercambiador) y construido del mismo material, el único factor diferente en la Ecuación (5.32) es el factor de diseño, que pasará a tener un valor fijo de 1.35 [45].

### 5.3.6 QUEMADOR

El costo de inversión del quemador se calcula de acuerdo a la potencia requerida. El combustible del quemador será el mismo gas natural. Para esto se utilizan ecuaciones que toman a consideración ese tipo de combustible, con el método desarrollado por PEDCo Enviromental, Inc. en colaboración con la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos en 1980 [47].

Esta metodología se basa en un análisis de los costos de diferentes tamaños y tipos de calentadores/quemadores, así como según el tipo de combustible que utilizan: carbón, destilados de petróleo o gas natural. El costo se divide en dos ramas principales: el costo del equipo y de instalación.

$$C_{Q,EQ} = 14850(\dot{Q}_{TINA})^{0.786} \quad (5.33)$$

$$C_{Q,INST} = 54620(\dot{Q}_{TINA})^{0.361} \quad (5.34)$$

Dónde el calor suministrado está en  $10^6$  BTU/h y el costo se da en dólares. Estas ecuaciones fueron hechas para el año 1978.

El costo total de inversión del quemador será la suma de los costos del equipo y de la instalación:

$$C_q = C_{Q,EQ} + C_{Q,INST} \quad (5.35)$$

### 5.3.7 ACTUALIZACIÓN DE COSTOS

Debido a que la mayoría de las ecuaciones fueron desarrolladas con precios de hace varios años, se requiere actualizarlos para el año actual (2022), tomando en cuenta la inflación global. El valor de la misma cantidad de dinero de hace unos años no es la misma que en la actualidad.

Esta actualización se realiza mediante índices de costos. Un índice de costos es un número que muestra la relación entre el precio de un bien en algún periodo de tiempo y el precio del mismo bien en un tiempo base. Si se conoce el costo pasado en una fecha determinada, el costo presente puede determinarse mediante estos índices.

Matemáticamente se expresa con la fórmula:

$$Z_i = C_0 \left( \frac{I_A}{I_0} \right) \quad (5.36)$$

Los índices de costos pueden usarse en una estimación general, pero ningún índice toma en cuenta todos los factores, tales como avances tecnológicos específicos o condiciones locales. Los índices más comunes permiten una estimación aproximadamente correcta si el período de tiempo involucrado es menor de 10 años. Muchos tipos de índices se publican regularmente. Algunos de ellos pueden utilizarse para la estimación de los costos de los equipos.

Existen muchas fuentes de estos índices, pero uno de los más usados son los publicados mensualmente por la revista Chemical Engineering, bajo el título de CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index). Este índice fue establecido cerca de los inicios de 1960 y utilizó el periodo de 1957 a 1959 como base. Es apto para estimar los costos de los equipos y maquinaria [48].

El índice CEPCI considera varias categorías en la construcción de plantas y sistemas en un solo índice. Cada una de las categorías consideradas se muestran en la Tabla 5.4, con su respectivo peso en porcentaje.

**Tabla 5.4** Categorías del CEPCI y su ponderación [49].

| <b>Categorías al 2002</b>                | <b>%</b>      |
|------------------------------------------|---------------|
| Intercambiadores de calor y tanques      | 17.1%         |
| Maquinaria de procesamiento              | 6.5%          |
| Tuberías, válvulas                       | 9.6%          |
| Instrumentos de procesamiento            | 5.3%          |
| Bombas y compresores                     | 3.2%          |
| Equipo eléctrico                         | 3.5%          |
| Soporte estructuras y misceláneos        | 5.3%          |
| Labor de construcción                    | 29.0%         |
| Ingenieros y supervisión                 | 15.8%         |
| Construcción (materiales y contratistas) | 4.6%          |
| <b>Total</b>                             | <b>100.0%</b> |

Debido al amplio número de factores que considera el índice, es un buen parámetro para determinar el costo actual de los equipos y sistemas.

La Tabla 5.5, muestra algunos valores del índice CEPCI desde 1957 hasta la actualidad. Se puede observar que, para años más actuales, el índice también muestra su valor por mes.



**Tabla 5.5** Índices anuales de costos (CEPCI) [49][50].

| <b>Año</b>     | <b>Índice</b> |
|----------------|---------------|
| 2022 mayo      | 831.7         |
| 2022 abril     | 816.3         |
| 2022 marzo     | 803.6         |
| 2022 febrero   | 801.3         |
| 2022 enero     | 797.6         |
| 2021 diciembre | 776.3         |
| 2021 Julio     | 720.2         |
| 2021 junio     | 701.4         |
| 2021 mayo      | 686.7         |
| 2021 abril     | 677.1         |
| 2021           | 708.0         |
| 2020           | 596.2         |
| 2015           | 556.8         |
| 2010           | 550.8         |
| 2005           | 468.2         |
| 2003           | 402.0         |
| 2000           | 394.1         |
| 1995           | 381.1         |
| 1990           | 357.6         |
| 1985           | 325.3         |
| 1982           | 314.0         |
| 1980           | 261.2         |
| 1978           | 218.8         |
| 1975           | 182.4         |
| 1965           | 104.2         |
| 1957-1959 100  | 100           |

Una vez obtenidos los valores actualizados de los costos de inversión de todos los equipos, se procede a convertirlos en costos por unidad de tiempo.

#### **5.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL**

Se busca que el proyecto brinde ganancias a largo plazo. Con estas ganancias se podrá recuperar el costo de los equipos del sistema de descompresión. Para determinar la recuperación de la inversión inicial se tiene el factor de recuperación de capital (CRF) o factor de amortización, el cual convierte el valor presente de los pagos en serie durante un período de tiempo fijo.

El valor convertido será de acuerdo a la tasa de interés ( $i$ ) y el periodo ( $n$ ). Se obtiene mediante la expresión:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.37)$$

En dicho cálculo se ha asumido una tasa de interés del 10% y una vida útil de 20 años de los equipos [51], con base a otros estudios llevados a cabo en estaciones y sistemas similares.

## 5.5 TASA DE COSTO DE LOS EQUIPOS

La tasa de costo indica el costo por unidad de tiempo (\$/s) que se utiliza en algún equipo, de acuerdo a la cantidad de horas que estará en servicio ese equipo en un año ( $N$ ) y a un factor de mantenimiento ( $\phi$ ).

La tasa de costo se calcula con la fórmula:

$$\dot{Z}_i = \frac{Z_i CRF \phi}{N3600} \quad (5.38)$$

Se establece un factor de mantenimiento de 1.06 y un total de 6650 horas de trabajo por año [51].

## 5.6 BALANCE DE COSTOS

La exergoeconomía es un método basado en la exergía que identifica y calcula la posición, magnitud, causas y costos de las ineficiencias termodinámicas en un sistema que transforma energía. Para esto se calculan las pérdidas que hay en cada equipo y el costo de cada corriente, de dicho equipo de acuerdo al costo exergético  $\dot{C}_j$ .

El costo exergético de un flujo se define como la cantidad de exergía de recursos iniciales para producir un producto. En otras palabras, es la cantidad de exergía por unidad de tiempo requerido para producir dicho flujo [52].

Se aplica una ecuación de balance de costos exergético para cada componente, con la correlación:

$$\sum_{OUT} \dot{C}_{OUT,k} + \dot{C}_{W,k} = \dot{C}_{Q,k} + \sum_{IN} \dot{C}_{IN,k} + \dot{Z}_k \quad (5.39)$$

Dónde los flujos de costos son el producto del costo unitario, multiplicado por la exergía de dicho flujo:

$$\dot{C}_j = c_j \dot{B}_{i,j} \quad (5.40)$$

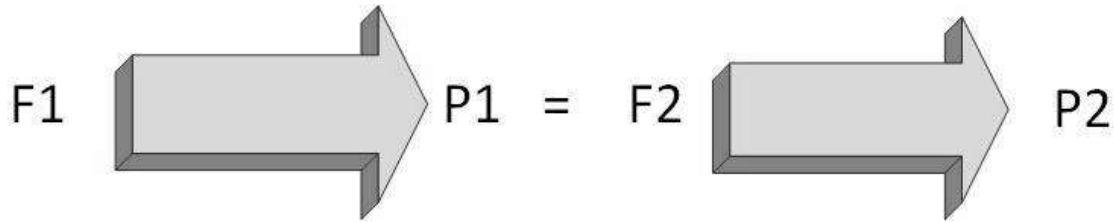
La tabla 5.6 muestra los balances realizados para todos los equipos de la estación, en ellos se incluyen los costos de los flujos entrada y de salida de cada equipo, así como la tasa de costo del equipo en sí.

**Tabla 5.6** Balance de costo de la estación descompresora de GN.

| Equipo                    | Balance                                                        |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Tubo vórtex               | $\dot{C}_1 + \dot{Z}_1 = \dot{C}_2 + \dot{C}_3$                |
| Intercambiador geotérmico | $\dot{C}_3 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{C}_{10} = \dot{C}_4$ |
| Cámara de mezcla          | $\dot{C}_2 + \dot{C}_4 + \dot{Z}_4 = \dot{C}_5$                |
| Tina de calentamiento     | $\dot{C}_5 + \dot{C}_7 + \dot{Z}_5 = \dot{C}_6 + \dot{C}_8$    |
| Quemador                  | $\dot{C}_9 + \dot{Z}_6 + \dot{C}_8 = \dot{C}_7$                |

Solo con estas ecuaciones de balance de la Tabla 5.6, no es posible resolver el sistema, puesto que se tienen demasiadas incógnitas. Es necesario apoyarse de ecuaciones auxiliares que son determinadas a partir de las reglas de asignación de costos, que se obtienen a partir de la teoría del costo exergético [52].

Al tener de ejemplo un sistema con dos componentes, 1 y 2, como se muestra en la Figura 5.5, será necesario consumir  $F_2$  para producir  $P_2$ , pero  $F_2$  a su vez es el producto del equipo uno  $P_1$ , siendo estos iguales. El producto  $P_1$  uno es el resultado de consumir y transformar los recursos de  $F_1$ , por tanto, el sistema transforma desde el primer recurso, hasta el segundo producto, en dónde el costo exergético del segundo producto es la cantidad de exergía por unidad de tiempo que se requirió, inicialmente desde el primer combustible.



**Figura 5.5** Ejemplo de un sistema secuencial con una entrada y una salida.

Siguiendo este ejemplo, se determina la estructura productiva de cada equipo en la estación descompresora de gas natural, determinando así el combustible y producto de cada uno.

Para el tubo vórtex, el combustible será el flujo de gas que entra a la estación y el producto será tanto el flujo frío como caliente que sale del tubo.

En el intercambiador geotérmico, el combustible será la energía geotérmica que proporciona el suelo y el producto será el gas natural que llega frío del tubo vórtex y absorbe calor, para elevar su temperatura.

La cámara de mezcla tendrá como producto el flujo que viene de la salida caliente del tubo vórtex y del intercambiador geotérmico.

La tina de calentamiento es el equipo más importante en la estructura productiva, en razón de que normalmente al actuar como un intercambiador de calor, el recurso deberá ser el flujo que cede su calor (el agua en la tina de calentamiento) mientras que el producto será el flujo que absorbe calor (el gas natural para el caso de estudio). Dentro de la tina de calentamiento hay varios flujos de calor, el que cede el agua al gas y el que pierde el gas debido al efecto Joule-Thomson por lo que este planteamiento no es del todo correcto. Debido a que la tina se analizó sin considerar el proceso interno, se replantea el combustible de ésta. El objetivo de la tina no es que el gas absorba calor para elevar su temperatura de salida, sino que éste absorba calor para mantener el gas a temperatura ambiente, aún después de que ocurra una disminución en su temperatura debido al efecto Joule-Thomson, por lo cual también cuenta como combustible el flujo de entrada que previamente ha elevada su temperatura con el precalentamiento geotérmico y el tubo vortex.

El último equipo que se considera en la estructura productiva de la estación es el quemador, el cual tendrá como combustible el flujo de gas que se utiliza en la combustión dentro del equipo multiplicado por el poder calorífico del mismo gas, y el producto será el agua que absorbe el calor que libera el proceso de combustión para posteriormente ser utilizado en la tina como parte del combustible de ésta.

La estructura productiva de combustible/producto de todos los equipos se muestra en la Tabla 5.7.

**Tabla 5.7** Tabla Combustible (Fuel) – Producto.

| Equipo                    | Combustible (Fuel)                  | Producto                |
|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Tubo vórtex               | $\dot{B}_1$                         | $\dot{B}_2 + \dot{B}_3$ |
| Intercambiador geotérmico | $\dot{B}_{10}$                      | $\dot{B}_4 - \dot{B}_3$ |
| Cámara de mezcla          | $\dot{B}_2 + \dot{B}_4$             | $\dot{B}_5$             |
| Tina de calentamiento     | $\dot{B}_5 + \dot{B}_7 - \dot{B}_8$ | $\dot{B}_6$             |
| Quemador                  | $\dot{B}_9$                         | $\dot{B}_7 - \dot{B}_8$ |

Esta información resulta crucial para continuar con el análisis exergoeconómico del sistema puesto que al conocer que representa cada flujo en cada equipo se podrá utilizar la proposición adecuada para determinar las ecuaciones auxiliares.

Las proposiciones permiten determinar el valor de los costos exergéticos de los flujos, tanto de fueles como de productos [53], del proceso de descompresión de gas natural.

Dichas proposiciones se enumeran a continuación:

- **Proposición 1:** El costo exergético es una propiedad conservativa.
- **Proposición 2:** Para las componentes múltiples de fuel total de un subsistema, el costo exergético unitario de los flujos de salida debe ser igual al de los flujos de entrada.
- **Proposición 3a:** Si un subsistema tiene un producto total formado por varias componentes, entonces todas ellas tendrán el mismo costo exergético unitario.
- **Proposición 3b:** Si una componente del producto tiene vario flujos de salida, se les asignará a todos ellos el mismo costo exergético unitario.
- **Proposición 4:** En ausencia de valoración externa a los flujos de pérdidas debe asignársele un costo exergético nulo ya que no tienen utilidad posterior.
- **Proposición 5:** En ausencia de valoración externa, el costo exergético de los flujos de entrada al sistema es igual a su exergía.

Estas proposiciones a pesar de ser utilizadas en la teoría del costo exegético, también pueden ser aplicadas en el análisis exergoeconómico debido a que la naturaleza del problema es idéntica. Para los flujos determinados con la proposición cinco, se debe tomar en cuenta el costo unitario del combustible.

Al aplicar dichas proposiciones se obtienen las ecuaciones necesarias para conocer todos los valores de los costos exergoeconómicos de los flujos del sistema.

Para el tubo vórtex se aplica la proposición 3b debido a que la salida está formada por dos flujos: la salida fría y la salida caliente. Ambos flujos pasaron por el mismo proceso por lo cual su costo es idéntico.

En la tina de calentamiento se utiliza la proposición 2, debido a que tiene múltiples componentes de combustible, por lo cual el costo exergético del gas caliente que llega, y del agua de la tina debe ser igual al costo exergético unitario de gas natural que sale de la tina ya expandido y listo para ser almacenado/utilizado.

La proposición cinco se aplica para los flujos donde entra combustible externo, siendo estos la entrada del gas natural al sistema en el tubo vórtex, la entrada de energía geotérmica en el pozo y la entrada de gas natural como combustible al quemador. En el quemador se considera de esta manera dado que a pesar de que físicamente se encuentra conectado al resto del sistema, esta conexión sirve únicamente como conducto de entrada al quemador, pero el combustible utilizado no depende previamente del sistema, puesto que es posible suministrarlo de una fuente externa.

La cámara de mezcla no cuenta con ecuaciones auxiliares puesto que todas las variables en su balance de costos se determinan mediante otros equipos.

Las ecuaciones auxiliares con base a las proposiciones se muestran en la Tabla 5.8.

**Tabla 5.8** Ecuaciones auxiliares del análisis exergoeconómico.

| Equipo                    | Proposiciones utilizadas | Ecuaciones auxiliares                                           |
|---------------------------|--------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Tubo vórtex               | Proposición 5            | $\dot{C}_1 = \dot{B}_1 \cdot C_{GN}$                            |
|                           | Proposición 3b           | $c_2 = c_3$                                                     |
| Intercambiador geotérmico | Proposición 5            | $\dot{C}_{10} = \dot{B}_{10} \cdot C_{EG} = 0$                  |
| Cámara de mezcla          | --                       | --                                                              |
| Tina de calentamiento     | Proposición 2            | $\frac{(\dot{C}_5 + \dot{C}_7)}{(\dot{B}_5 + \dot{B}_7)} = c_8$ |
| Quemador                  | Proposición 5            | $\dot{C}_9 = \dot{B}_9 \cdot C_{GN}$                            |

El costo unitario de la energía geotérmica será cero, debido a que es un recurso natural que se encuentra disponible en el medio ambiente. Los costos para poder utilizar dicha energía se determinaron con la tasa de costo de los equipos (intercambiador geotérmico y pozo geotérmico).

El costo unitario del gas natural se obtiene de los índices de referencia de precios del gas natural proporcionados por la CRE (Comisión Reguladora de Energía) [54]. Los datos se obtuvieron para el mes de agosto del año 2022 en la región V que se compone de Ciudad de México, Estado de México, Hidalgo, Guanajuato, Guerrero, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala.

## 5.7 EVALUACIÓN TERMEOECONÓMICA

Existen diversas variables que juegan un papel muy importante en la evaluación de los equipos de la estación descompresora, desde el punto de vista de la termodinámica. Dichas variables se representan con las ecuaciones mencionadas a continuación.

**Costo unitario del recurso de los equipos:** Se obtiene al dividir el costo del recurso entre la exergía de dicho recurso.

$$c_{F,k} = \frac{\dot{C}_{F,k}}{\dot{B}_{F,k}} \quad (5.41)$$

El subíndice k, representa el equipo para el cual se aplica cualquiera de las ecuaciones de la evaluación termoeconómica.

**Costo unitario del producto de los equipos:** De manera similar al del recurso, se obtiene al dividir el costo del producto entre su exergía.

$$c_{P,k} = \frac{\dot{C}_{P,k}}{\dot{B}_{P,k}} \quad (5.42)$$

**Diferencia de costos relativa:** Esta variable cuantifica el incremento relativo del costo promedio por unidad exergética entre el flujo suministrado y producido para cada equipo del sistema:

$$r_k = \frac{c_{p,k} - c_{F,k}}{c_{F,k}} \quad (5.43)$$

**Costo de la destrucción de exergía:** Se calcula mediante el producto del costo suministrado a cada componente y el flujo exergético de destrucción de exergía (irreversibilidades).

$$\dot{C}_{D,k} = c_{F,k} \cdot \dot{I}_k \quad (5.44)$$

**Factor exergoeconómico:** Determina la relación entre los costos no exergéticos, es decir el del equipo,  $\dot{Z}_k$ , el cual incluye los costos de operación, instalación, mantenimiento, etc y el costo del flujo de destrucción de exergía.

$$f_k = \frac{\dot{Z}_k}{\dot{Z}_k + (\dot{C}_{D,k} + \dot{C}_{L,k})} \quad (5.45)$$



Para este último factor se considera el costo de las pérdidas, pero en la estación descompresora, todos los flujos actúan como recurso o como producto, por lo que este término tendrá un valor de cero en todos los equipos.

## 5.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS EXERGEOECONÓMICO

Al realizar el análisis para los flujos, aplicando las ecuaciones para obtener los flujos de exergía, los balances de costos y las ecuaciones auxiliares, se obtienen todos los costos unitarios y los costos de los flujos en \$/GJ y \$/h respectivamente. La Tabla 5.9 muestra dichos resultados.

**Tabla 5.9** Resultados del análisis exergético y exergoeconómico.

| Estado | T (°C) | $\dot{m}$ (kg/s) | $\dot{B}$ (kW) | C (\$/GJ) | $\dot{C}$ (\$/h) |
|--------|--------|------------------|----------------|-----------|------------------|
| 1      | 20     | 0.1734           | 138.8          | 7.796     | 3.895            |
| 2      | 55     | 0.05201          | 41.33          | 7.948     | 1.183            |
| 3      | 5      | 0.1214           | 95.85          | 7.948     | 2.743            |
| 4      | 55     | 0.1214           | 96.44          | 41.64     | 14.46            |
| 5      | 55     | 0.1734           | 137.8          | 31.36     | 15.7             |
| 6      | 20     | 0.1734           | 27.35          | 212.9     | 20.96            |
| 7      | 62     | 0.3905           | 4.49           | 263.9     | 4.266            |
| 8      | 25     | 0.3905           | 0.06886        | 263.9     | 0.06543          |
| 9      | --     | 0.003547         | 60.43          | 7.796     | 1.696            |
| 10     | 120    | --               | 6.709          | 0         | 0                |

Se observa que el valor de la exergía es más alto a la entrada del sistema, esto debido a la alta presión del gas natural. El segundo flujo con más exergía es el que sale de la cámara de mezcla hacia la tina de calentamiento. Esto indica que se tiene disponible mucha exergía en esa etapa que se podría aprovechar para producir trabajo. Muchos sistemas de descompresión agregan una turbina para generar energía eléctrica a través de un generador en esta etapa del sistema.

El gas natural saldrá con poca exergía, relativa a la que entró al sistema. Aproximadamente, una quinta parte de dicha exergía.

Los mayores costos unitarios se dan en la tina de calentamiento, en la línea de agua caliente con un costo de **263.9 \$/GJ**, esto debido a que el proceso de transferencia de calor resulta costos, debido a todos los flujos por donde este se da: desde el combustible (mezclado con oxígeno, pero este sin tener un costo), realizando el proceso de combustión transfiere calor al agua y al entrar a la tina cede su calor a través de los tubos dentro de la tina hacia el gas natural, para finalmente mantener su temperatura por encima del punto de formación de hidratos. Los costos de los flujos por hora más altos se observan en la salida del precalentamiento geotérmico (esto se da por el costo total del pozo) y nuevamente a la salida de la tina de calentamiento, pero en este caso en la línea del gas natural, con un costo de **20.96 \$/h** al ser el punto de salida del gas en la estación, después de haber sufrido varias transformaciones, cambios de temperatura y de presión.

El flujo de calor del suelo hacia el sistema no tiene un costo, debido a que esa energía ya se encuentra presente de forma natural.

Una vez obtenidos los valores de costos unitarios y costos de los flujos, se aplican las Ecuaciones (5.41) a (5.45) para desarrollar el análisis completo de la estación. Los resultados de estas ecuaciones se resumen en la Tabla 5.10. Dichos resultados, describen qué tan eficientes son los equipos, en términos de exergoeconomía, y miden los costos unitarios de flujos recursos y de productos y cuantifican la diferencia y el rendimiento de cada uno.

**Tabla 5.10** Resultados del análisis exergoeconómico en la estación descompresora de gas natural.

| Equipo                    | $c_F$ (\$/GJ) | $c_P$ (\$/GJ) | $\dot{C}_D$ (\$/h) | $\dot{Z}$ (\$/h) | $r$ (%) | $f$ (%) |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------------|------------------|---------|---------|
| Tubo vórtex               | 7.796         | 7.948         | 0.04478            | 0.0305           | 1.955   | 40.52   |
| Intercambiador geotérmico | 0             | 5487          | --                 | 11.7124          | --      | 100     |
| Cámara de mezcla          | 31.53         | 31.66         | 4.759              | 0.06186          | 0.3955  | 7.975   |
| Tina de calentamiento     | 38.88         | 212.9         | 16.07              | 1.062            | 447.7   | 0.3834  |
| Quemador                  | 7.796         | 263.9         | 1.572              | 2.505            | 3285    | 40.31   |

Para tubo vórtex se tiene un costo de flujos y de productos casi similar, siendo **7.796 y 7.948 \$/GJ respectivamente**, lo cual indica que se tiene poca cantidad de destrucción de exergía en el equipo.

Los equipos en donde ocurre la mayor cantidad de destrucción de exergía son en la tina de calentamiento y en el quemador. Son en estos equipos donde es posible buscar alternativas

para reducir esa exergía destruida y aprovecharla de formas distintas. En la tina se debe esto principalmente a la expansión del gas natural, algunos autores han colocado en esta etapa una turbina para generar trabajo y así aprovechar dicha exergía. Esta opción tiene algunas complicaciones dado que tendrá que estar sumergida dentro de la tina, y dependiendo de las dimensiones, podrá requerir una tina de mayor tamaño. Esta alternativa queda como recomendación y no se abarca más a fondo en este trabajo, pero queda la posibilidad de explorarse a futuro. Debido a la cantidad de destrucción de exergía en la tina de calentamiento, se observa que el factor exergoeconómico es muy bajo, tan solo de **0.383%**, dando a entender que la mayoría del costo del equipo es debido a la destrucción de exergía y no a otro tipo de gastos.

Un caso contrario es en el costo del combustible en el intercambiador geotérmico, el cual será cero, por tanto, no habrá destrucción de exergía, pero si obtendremos un costo unitario del producto (el gas natural de la rama fría, con su temperatura elevada). Esto provoca que el costo del equipo es **100%** debido a los gastos de mantenimiento, operación, instalación, etc. Lo cual se refleja en el valor de su factor exergoeconómico.

El costo del equipo  $\dot{Z}$  por hora del precalentamiento geotérmico es muy elevado a comparación del resto de los equipos, siendo la perforación del pozo lo más costoso de este sistema. El segundo equipo con mayor costo es el quemador, aunque dicho costo es ampliamente inferior al del pozo, puesto que su valor es aproximadamente once veces menor que el del intercambiador geotérmico.

## 6 CAPÍTULO VI: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

Los cálculos de las diversas variables y resultados obtenidos en capítulos anteriores han mostrado un funcionamiento aceptable y dentro de lo esperado en la estación descompresora de gas natural. La configuración inicial se planteó con base a la teoría establecida, más dicha configuración puede no ser la más eficiente, la de más rendimiento y la de menor costo. Se busca obtener la configuración más adecuada que brinde la mejor calidad en cuanto a rendimiento – costo. Para esto se realiza un proceso de optimización.

La optimización consiste en encontrar el mejor resultado bajo determinadas condiciones, tanto máximas como mínimas, sin violar ninguna ley física o concepto previo ya establecido.

Un proceso de optimización puede ser tan complejo como se desee profundizar.

Determinar las condiciones ideales para maximizar o minimizar un parámetro en la estación resulta complejo, al considerar que muchos de los parámetros se encuentran ligados y la variación de alguno proporciona resultados bastante distintos a los obtenidos previamente.

Cualquier proceso que se desee optimizar, requiere determinar una cantidad o parámetro el cual será minimizado o maximizado. Este parámetro se conoce como función objetivo y representa la cantidad que es de interés particular en el análisis del sistema.

Para el caso de la estación descompresora de gas natural, se busca obtener el gas natural descomprimido con el menor costo posible, por lo que la variable que será la función objetivo será el costo unitario a la salida de la tina de calentamiento del gas natural,  $c_6$ .

También se analizará el caso de optimización para minimizar las irreversibilidades en el sistema,  $I_T$ .

Dicha función, se puede definir matemáticamente como:

$$U_{OPT} = U_{FO}(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (6.1)$$

Dónde  $U$ , es función de  $n$  variables independientes, también conocidas como variables de decisión, las cuales están representadas con “ $x$ ”. El proceso de optimización involucra encontrar las variables de decisión para las cuales la función objetivo será minimizada o maximizada sin violar ninguna restricción del sistema.

Las restricciones del sistema surgen debido a las limitaciones físicas a las cuales están sujetas las variables de la estación y que a su vez deben respetar el principio de conservación de la energía. Dichas restricciones están sujetas por ejemplo a dimensiones del sistema, debido al espacio con el que se cuenta, a las propiedades de los materiales y a la presión y temperatura máximos permisibles por las normas establecidas para ciertas aplicaciones.

Las variables que se mantienen fijas o son entradas del problema, se conocen como parámetros preasignados.

El proceso de optimización planteado en este trabajo, se realizará de forma sencilla utilizando como herramienta el software EES, el cual permitirá maximizar o minimizar la función objetivo y obtener los valores ideales de las variables de decisión.

## 6.1 ANÁLISIS PARAMÉTRICO

El análisis paramétrico consiste en determinar la influencia de las posibles variables de decisión sobre la función objetivo, de manera independiente o aislada.

Las posibles variables de decisión para las cuales se realiza el análisis paramétrico se muestran en la Tabla 6.1

**Tabla 6.1** Variables propuestas para el análisis paramétrico.

| Parámetro                                 | Variable       |
|-------------------------------------------|----------------|
| Temperatura de la tina de calentamiento   | $T_{TINA}$     |
| Porcentaje de frío y calor en tubo vórtex | $\mu_F, \mu_C$ |
| Temperatura del pozo geotérmico           | $T_{GEO}$      |
| Flujo volumétrico en la estación          | $\dot{V}$      |

En el caso del porcentaje de frío y calor en el tubo vórtex, se incluye como una sola variable, al depender una de la otra, puesto que al variar el porcentaje frío también lo hace el porcentaje caliente.

Para realizar el análisis paramétrico, se simula la estación con la variación de cierto rango de manera independiente y se analiza su influencia sobre la función objetivo. Dependiendo de la variable este costo unitario de gas natural se incrementará o disminuirá.

Para esto se utiliza la función de tablas paramétricas de EES, la cual realizará la tabulación de los resultados para posteriormente plasmar dichos resultados en gráficas para facilitar el análisis y comprensión del comportamiento.

Se desarrolla el análisis paramétrico para las dos funciones objetivo planteadas: el costo del gas natural  $c_6$  y las irreversibilidades totales  $I_T$ .

### 6.1.1 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DEL COSTO DEL GAS NATURAL

Se realiza el desarrollo del análisis paramétrico para el costo del gas natural, de acuerdo a las variables planteadas en la Tabla 6.1, de manera individual. Para obtener las variaciones se utilizan tablas paramétricas en el software EES. Al elegir la variable para la cual se realizará el análisis, el software realiza las iteraciones y devuelve el valor del costo de gas natural,  $c_6$ .

#### 6.1.1.1 TEMPERATURA TINA DE CALENTAMIENTO

Al realizar la variación en la temperatura de la tina de calentamiento se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 6.2.

**Tabla 6.2** Resultados del análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para el costo del GN.

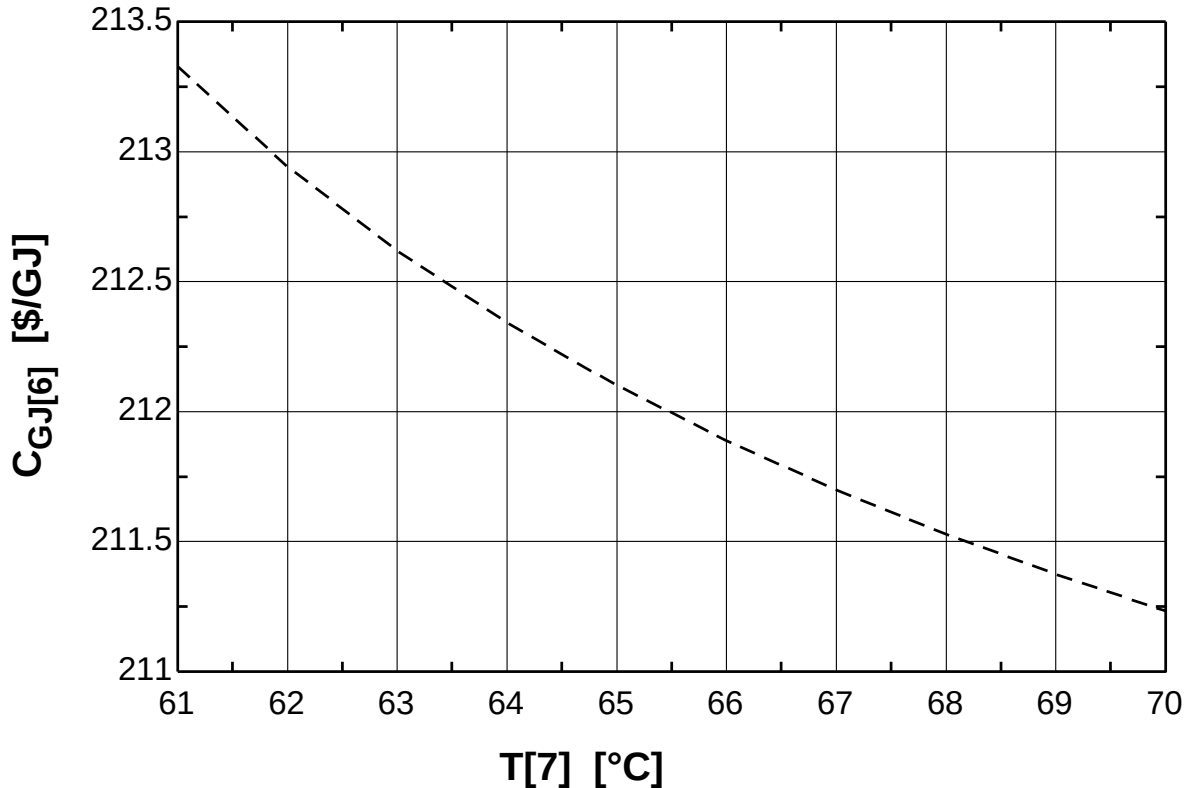
| Temperatura tina (°C) | $c_6$ (\$/GJ) | $C_6$ (\$/h) |
|-----------------------|---------------|--------------|
| 61                    | 213.3         | 21           |
| 62                    | 212.9         | 20.96        |
| 63                    | 212.6         | 20.93        |
| 64                    | 212.3         | 20.9         |
| 65                    | 212.1         | 20.88        |
| 66                    | 211.9         | 20.86        |
| 67                    | 211.7         | 20.84        |
| 68                    | 211.5         | 20.82        |
| 69                    | 211.4         | 20.81        |
| 70                    | 211.2         | 20.8         |

Los resultados exponen que, de manera independiente, a mayor temperatura en la tina de calentamiento, menor será el costo del gas natural a la salida. Dicha disminución es en cantidades relativamente pequeñas, tanto para la tasa de costo por hora como para el costo por unidad de energía.

La temperatura al ser variada a menos de 60 °C muestra un error en el código, esto debido a los cálculos del DMLT para la tina. Esta restricción está ligada a la temperatura de entrada del gas natural en la tina  $T_5$ , para la cual se requiere un valor menor al de la temperatura de entrada de la tina para evitar generar un logaritmo negativo.

La temperatura superior puede ser elevada todavía más, siendo el límite la temperatura de saturación a la presión atmosférica a la que se encuentra la estación. Pero por seguridad, se recomienda limitarla unos 10°C por debajo, para así evitar la generación de vapor dentro de la tina.

La gráfica de estos resultados se muestra en la Figura 6.1.



**Figura 6.1** Análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para el costo del GN.

De la gráfica se observa una tendencia de comportamiento exponencial, y se puede determinar que la temperatura de la tina es una variable que influye en el costo de salida del gas natural, aunque en cantidades pequeñas, llegando a variar en el rango de los 60-70  $^{\circ}\text{C}$  de la tina tan solo \$2 por cada Giga Joule de energía.

Se establece así que la temperatura de la tina puede variar de 61  $^{\circ}\text{C}$  hasta 80  $^{\circ}\text{C}$  para el proceso de optimización

#### 6.1.1.2 PORCENTAJE DE FRÍO Y CALOR DEL TUBO VÓRTEX

En el capítulo cuatro, se realizó una variación en la cantidad de porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex, enfocada en conocer cómo afectaría los flujos de calor. Para la optimización se realiza esta variación de manera más profunda dado que a esta altura se

conoce con exactitud el impacto económico que se tiene en la estación, el cual brinda resultados más tangibles. Los resultados de la influencia de esta variación sobre el costo del gas natural a la salida de la estación se describen en la Tabla 6.3.

**Tabla 6.3** Resultados del análisis paramétrico del porcentaje de frío/calor en el tubo vórtex para el costo del GN.

| $\mu_F$ | $\mu_C$ | $c_6$ (\$/GJ) | $C_6$ (\$/h) |
|---------|---------|---------------|--------------|
| 0.65    | 0.35    | 210.6         | 20.73        |
| 0.66    | 0.34    | 210.9         | 20.76        |
| 0.67    | 0.33    | 211.3         | 20.8         |
| 0.68    | 0.32    | 211.7         | 20.84        |
| 0.69    | 0.31    | 212.3         | 20.9         |
| 0.7     | 0.3     | 212.9         | 20.96        |
| 0.71    | 0.29    | 213.9         | 21.05        |
| 0.72    | 0.28    | 215.2         | 21.19        |
| 0.73    | 0.27    | 218           | 21.46        |

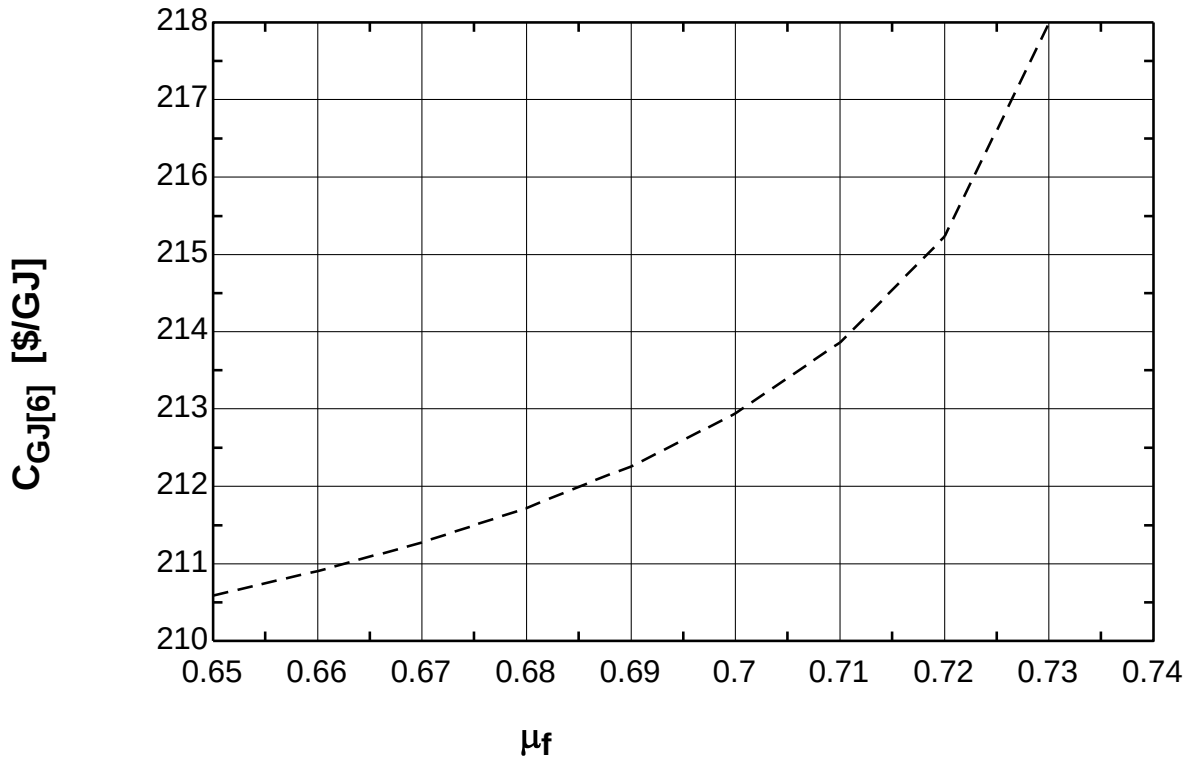
El análisis se detiene en el porcentaje de frío/calor de 73% y 27% respectivamente, debido a que el código muestra un error en las iteraciones siguientes. Esto debido a un cálculo en la diferencia media logarítmica de temperatura de la tina de calentamiento que se utiliza para obtener el área total de transferencia de calor de ese mismo equipo.

Si se aumenta el porcentaje de frío, la temperatura a la cual entra el gas a la tina provocará un logaritmo negativo, por tanto, se tendrá una restricción en dichas variables. En caso contrario, al reducir el porcentaje de frío no ocurre ningún error, pero éste se establece en el análisis paramétrico hasta 65% debido a que, en otros estudios planteados anteriormente en la literatura [21], se procura tener el porcentaje de la salida fría superior al de la caliente para así lograr temperaturas a la salida caliente más altas.

En el caso de disminuir mucho el porcentaje frío, la salida caliente disminuiría considerablemente su temperatura, para lo cual el tubo vórtex terminaría por ser contraproducente en el sistema, puesto que se busca elevar la mayor cantidad de temperatura posible una pequeña parte del flujo, sin gastar energía externa con el tubo vórtex.

La Figura 6.2 representa dichos resultados.





**Figura 6.2** Análisis paramétrico del porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex para el costo del GN.

Se observa en la gráfica un comportamiento exponencial, pero con ligeras variaciones: En el límite antes de la restricción descrita anteriormente (73% de fracción fría), el valor del costo por unidad del gas natural aumenta considerablemente en esta última iteración. Fuera de dicho valor, los demás muestran una curva más apegada a una función exponencial

### 6.1.1.3 TEMPERATURA DEL POZO GEOTÉRMICO

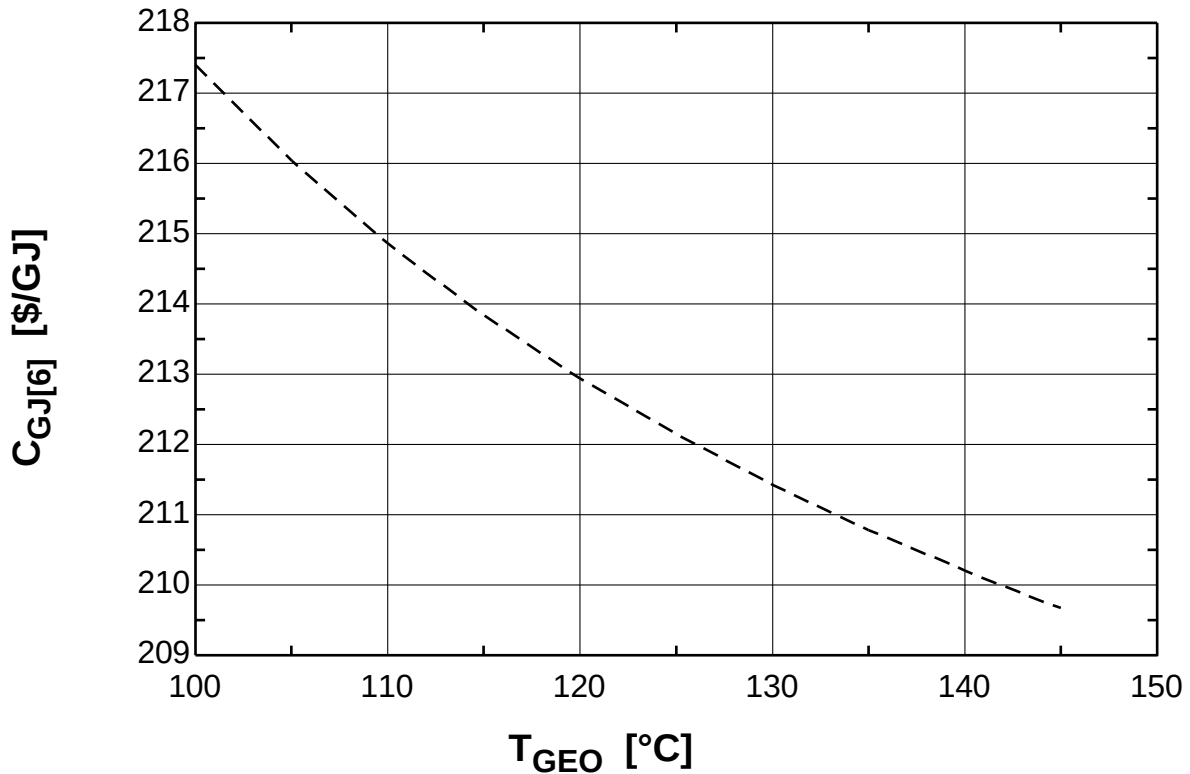
La temperatura del pozo geotérmico está limitada a recursos de mediana entalpía y este parámetro define el lugar donde puede ser instalada la estación descompresora.

La Tabla 6.4 muestra los resultados del análisis de esta variable.

**Tabla 6.4** Resultados análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para el costo del GN.

| Temperatura pozo (°C) | $c_6$ (\$/GJ) | $C_6$ (\$/h) |
|-----------------------|---------------|--------------|
| 100                   | 217.4         | 21.4         |
| 105                   | 216           | 21.27        |
| 110                   | 214.9         | 21.15        |
| 115                   | 213.8         | 21.05        |
| 120                   | 212.9         | 20.96        |
| 125                   | 212.1         | 20.89        |
| 130                   | 211.4         | 20.81        |
| 135                   | 210.8         | 20.75        |
| 140                   | 210.2         | 20.69        |
| 145                   | 209.7         | 20.64        |

Los resultados muestran un comportamiento esperado. A mayor temperatura que se disponga como recurso geotérmico en el pozo, menor será el costo del gas natural a la salida de la estación, puesto que se requerirá una menor longitud de tubo y por tanto menos inversión en dicho equipo para obtener la misma transferencia de calor. Al ser la etapa donde se encuentra la mayor cantidad de costo de inversión, el aumento de 5 o 10 °C en la temperatura supone por sí solo una reducción en los costos. Si esto se combina con otras variables se puede lograr una configuración más eficiente. En la Figura 6.3, se muestra la gráfica del comportamiento de la temperatura del pozo vs. el costo unitario del gas natural.



**Figura 6.3** Análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para el costo del GN.

Con este parámetro se concluye fácilmente que, a mayor recurso geotérmico disponible, menor será el costo del gas natural. Esta temperatura está limitada a la clasificación del recurso geotérmico de mediana entalpía (150°C), si se utiliza una temperatura mayor, el yacimiento se considera de alta entalpía y suelen ser más profundos, por lo que el costo de perforación y del equipo subiría considerablemente. Mientras que el límite inferior se encuentra en 80°C, aunque este límite tiene menor importancia considerando que para este caso de estudio siempre se buscará una temperatura de recurso mayor.

#### 6.1.1.4 CAUDAL VOLUMÉTRICO A LA SALIDA

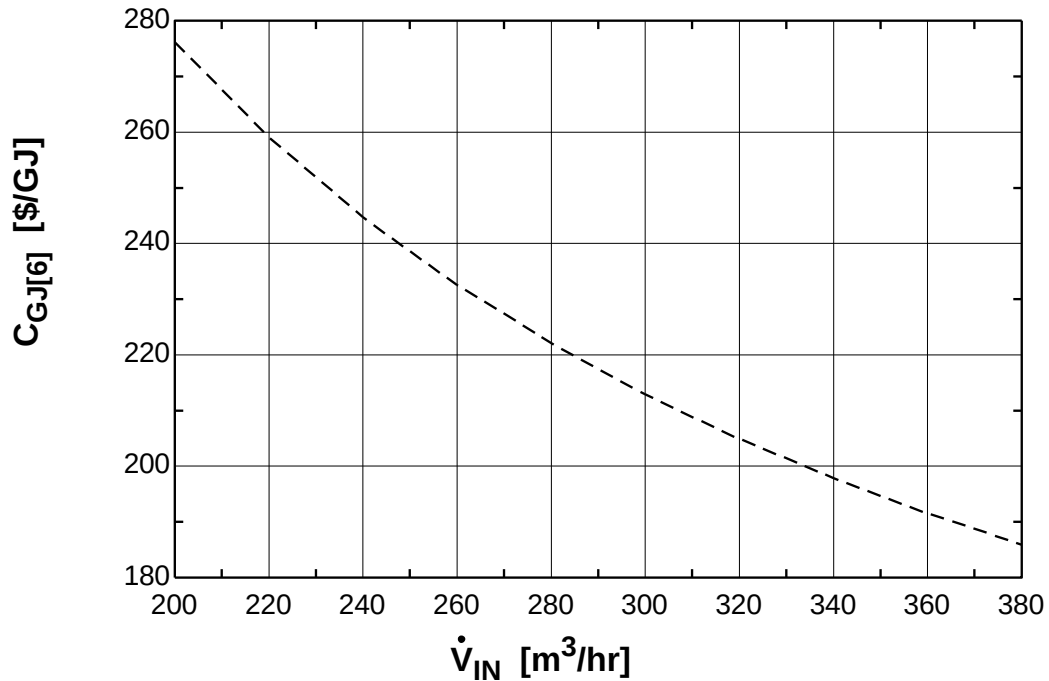
El caudal a la salida de la estación determina el tamaño de la misma. A mayor caudal mayores dimensiones se necesitarán, tanto en tuberías como en equipos. Se consideran para el análisis paramétrico un rango aceptable de caudal, tanto por encima como por debajo del planteado originalmente.

Se observa en la Tabla 6.5 los resultados de las iteraciones de esta variable.

**Tabla 6.5** Resultados del análisis paramétrico del caudal volumétrico a la salida de la estación para el costo del GN.

| Flujo volumétrico ( $m^3/h$ ) | $c_6$ (\$/GJ) | $C_6$ (\$/h) |
|-------------------------------|---------------|--------------|
| 200                           | 276.1         | 18.12        |
| 220                           | 259           | 18.7         |
| 240                           | 244.7         | 19.27        |
| 260                           | 232.5         | 19.84        |
| 280                           | 222.1         | 20.4         |
| 300                           | 212.9         | 20.96        |
| 320                           | 204.9         | 21.52        |
| 340                           | 197.9         | 22.08        |
| 360                           | 191.5         | 22.63        |
| 380                           | 185.9         | 23.18        |

Los resultados muestran que, a mayor caudal, menor será el costo unitario del gas natural. Esto determina un comportamiento adecuado a la realidad, debido a que en la mayoría de casos, al tener un producto, su costo disminuye al ser procesado en mayor cantidad.



**Figura 6.4** Análisis paramétrico del flujo volumétrico de la estación para el costo del GN.

El flujo que entrega la estación de salida, disminuye su costo debido a que el aumento en el tamaño de los equipos o los flujos de energía necesario no aumentan considerablemente y se compensan con la cantidad de gas que se produce, por lo cual los equipos rinden más y requiere la misma cantidad de equipos.

### **6.1.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA (IRREVERSIBILIDADES)**

Como segundo caso de estudio, se realiza el desarrollo del análisis paramétrico para la destrucción de exergía de acuerdo a las mismas variables planteadas para el caso del costo del gas natural.

El proceso se desarrolla de la misma manera, realizando iteraciones de manera individual de la influencia de cada variable respecto a la destrucción de exergía total  $I_T$ , siendo esta la suma de las irreversibilidades de los cinco equipos principales del sistema: Tubo vórtex, pozo geotérmico, cámara de mezclado, tina de calentamiento y quemador.

#### **6.1.2.1 TEMPERATURA EN LA TINA DE CALENTAMIENTO**

Al realizar la variación en la temperatura de la tina de calentamiento para calcular las irreversibilidades totales del sistema con ayuda del EES, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 6.6.

**Tabla 6.6** Resultados del análisis paramétrico de la temperatura de la tina de calentamiento para la destrucción de exergía.

| Temperatura de la tina (°C) | Irreversibilidad (kW) |
|-----------------------------|-----------------------|
| 61                          | 220.5                 |
| 62                          | 220.5                 |
| 63                          | 220.5                 |
| 64                          | 220.5                 |
| 65                          | 220.5                 |
| 66                          | 220.5                 |
| 67                          | 220.5                 |
| 68                          | 220.5                 |
| 69                          | 220.5                 |
| 70                          | 220.5                 |

Se observa que esta variable no influye en la destrucción de exergía total del sistema, al ser su valor constante de 220.5kW a lo largo de todas las iteraciones, por lo cual la temperatura de la tina queda descartada como una variable dentro del proceso de optimización para la función objetivo. Este valor permanece constante debido a que las irreversibilidades dependen de la exergía. Al aumentar el valor de la temperatura en la tina, solo aumenta la exergía del flujo 7, la cual influye de muy poca manera al sistema dado que no se está analizando el proceso dentro de la tina, sino que se delimita la frontera del equipo de manera externa.

Se prescinde de realizar una gráfica de dichos resultados, al ser irrelevante, dado que se mostrará una línea totalmente horizontal y su aporte en el trabajo será nulo.

#### 6.1.2.2 PORCENTAJE DE FRÍO Y CALOR DEL TUBO VÓRTEX

Se realizan las iteraciones con la variación del porcentaje de flujo frío y caliente a la salida del tubo vórtex para analizar su influencia sobre la irreversibilidad total.

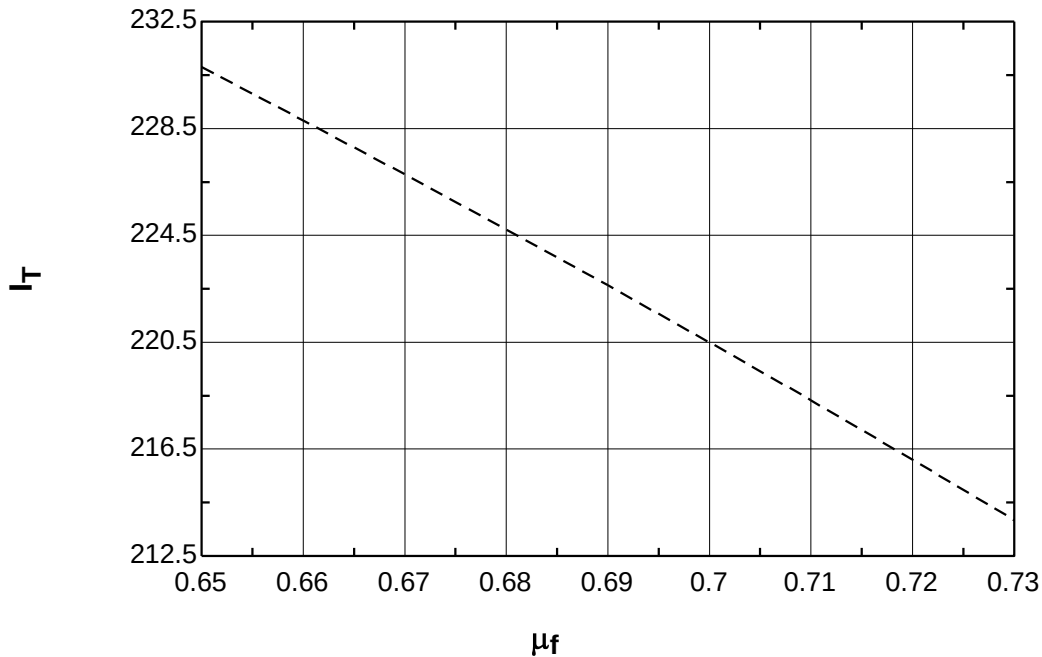
Los resultados se muestran en la Tabla 6.7.

**Tabla 6.7** Resultados del análisis paramétrico del porcentaje de frío/calor en el tubo vórtex para la destrucción de exergía.

| $\mu_F$ | $\mu_C$ | Irreversibilidad (kW) |
|---------|---------|-----------------------|
| 0.65    | 0.35    | 230.8                 |
| 0.66    | 0.34    | 228.8                 |
| 0.67    | 0.33    | 226.8                 |
| 0.68    | 0.32    | 224.7                 |
| 0.69    | 0.31    | 222.6                 |
| 0.7     | 0.3     | 220.5                 |
| 0.71    | 0.29    | 218.3                 |
| 0.72    | 0.28    | 216.1                 |
| 0.73    | 0.27    | 213.8                 |

En este caso de estudio, se da una variación muy perceptible sobre la irreversibilidad total del sistema al variar el porcentaje de frío desde 65% hasta 73%. Al igual que en el caso anterior, se tiene la restricción del flujo en el límite superior debido a un logaritmo en el cálculo del DMLT de la tina que, al subir más el porcentaje, provoca que la temperatura de entrada a la tina sea mayor a la de la tina en sí y esto genere un logaritmo negativo, lo cual matemáticamente es incorrecto.

La gráfica de estos resultados se muestra en la Figura 6.5.



**Figura 6.5** Análisis paramétrico del porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex para la destrucción de exergía.

Se observa en la gráfica un comportamiento casi lineal, a medida que aumenta el porcentaje frío (por ende, disminuye el caliente), se reduce la destrucción de exergía en el sistema. Esto es debido a que, a menor porcentaje caliente, aunque sea menor la cantidad de gas que circula por esta línea, este saldrá a una mayor temperatura, para lo cual el pozo geotérmico aprovechará más el recurso para elevar a la misma temperatura el porcentaje frío, provocando así que en la tina de calentamiento se tenga mayor temperatura y se aproveche la exergía del mismo gas, reduciendo el calor que debe suministrar el calentador al agua que entra a la tina.

Debido a que todos los equipos están relacionados, esta variación que se da al principio del sistema afecta en gran medida todo lo demás, por lo cual este parámetro podría considerarse como uno de los más cruciales en todo el análisis.

### 6.1.2.3 TEMPERATURA DEL POZO GEOTÉRMICO

Para el análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico sobre la destrucción de exergía, se toman los límites con los mismos criterios del análisis sobre el costo: el límite superior será la temperatura máxima a la cual se considera que el pozo tiene un recurso de mediana entalpía (150 °C), mientras que para el límite inferior se toman los 105 °C

Los resultados se muestran en la Tabla 6.8.



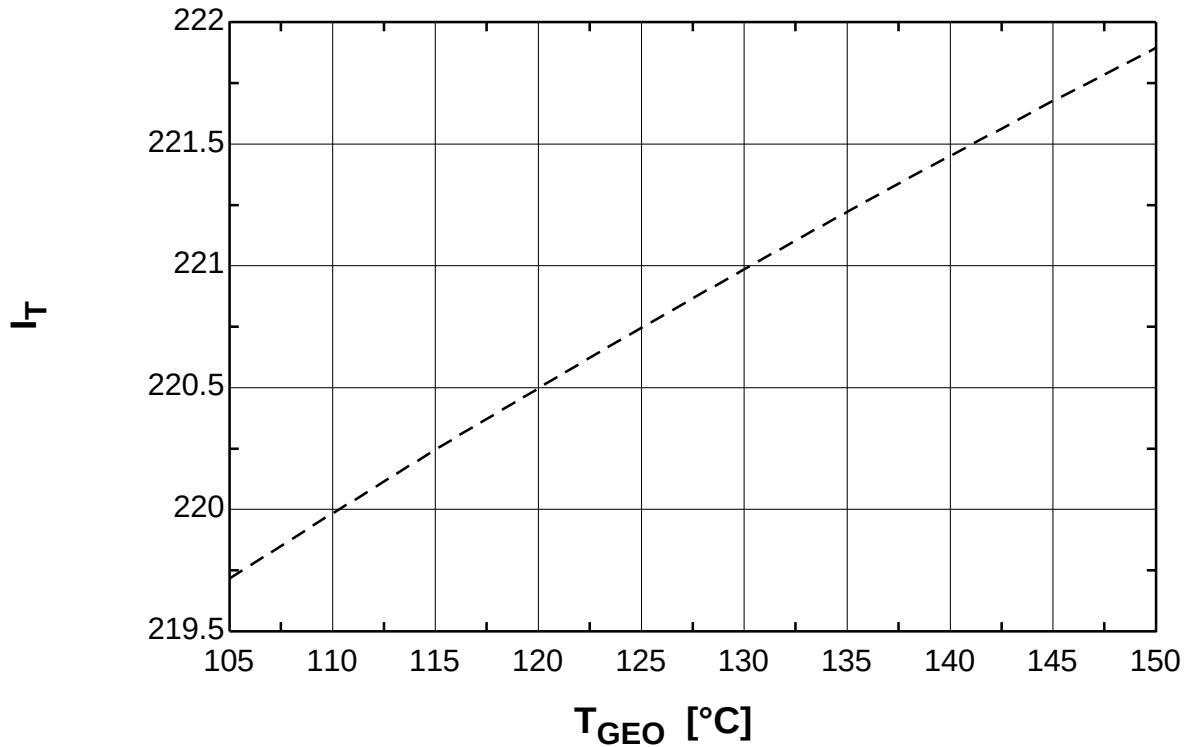
**Tabla 6.8** Resultados del análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para la destrucción de exergía.

| Temperatura del pozo (°C) | Irreversibilidad (kW) |
|---------------------------|-----------------------|
| 105                       | 219.7                 |
| 110                       | 220                   |
| 115                       | 220.2                 |
| 120                       | 220.5                 |
| 125                       | 220.7                 |
| 130                       | 221                   |
| 135                       | 221.2                 |
| 140                       | 221.5                 |
| 145                       | 221.7                 |
| 150                       | 221.9                 |

Las iteraciones mostradas en la Tabla 6.8, muestran una pequeña variación en la destrucción de exergía al variar la temperatura del pozo cada 5 °C. Las variaciones son entre 0.2 kW y 0.3 kW por cada 5°C, lo cual es un comportamiento casi lineal.

Aunque la variación es relativamente pequeña, se incluye esta variable en el proceso de optimización debido a su importancia dentro del sistema, al ser una variable que afecta en la mayoría de equipos subsecuentes.

Dicho comportamiento se muestra en la Figura 6.6



**Figura 6.6** Análisis paramétrico de la temperatura del pozo geotérmico para la destrucción de exergía.

De la gráfica se observa que, al aumentar la temperatura del pozo, se tendrá mayor cantidad de energía, pero esa energía adicional no toda podrá ser utilizada en el proceso, por lo tanto, se genera ese extra en la destrucción de exergía. La temperatura idónea en este caso aislado será la mínima para la cual se considera el pozo como un recurso de mediana entalpía (80 °C).

#### 6.1.2.4 CAUDAL VOLUMÉTRICO A LA SALIDA

La variación del caudal y su influencia sobre la destrucción de exergía de la estación se realiza de la misma manera que para el caso de estudio del costo del gas natural, tomando límites inferiores y superiores de hasta cien metros cúbicos por hora.

La Tabla 6.9 muestra los resultados obtenidos.

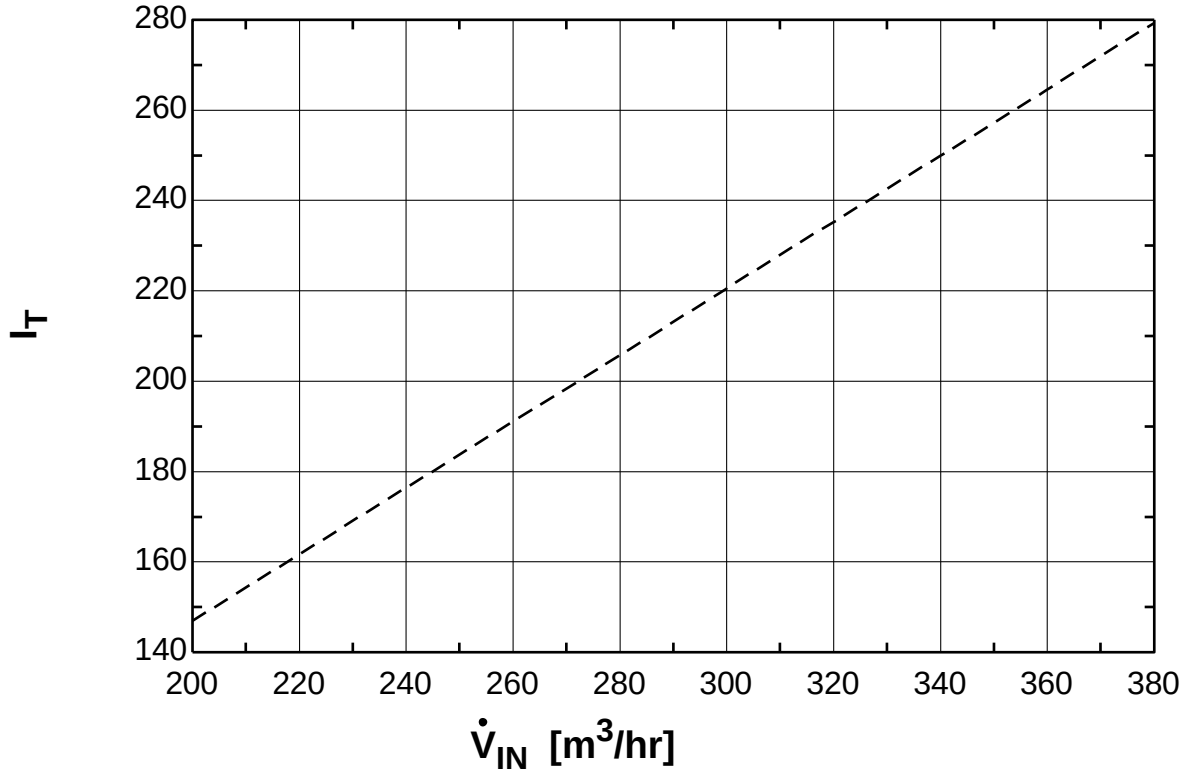
**Tabla 6.9** Resultados del análisis paramétrico del caudal volumétrico a la salida de la estación para la destrucción de exergía.

| Flujo volumétrico ( $m^3/h$ ) | Irreversibilidad (kW) |
|-------------------------------|-----------------------|
| 200                           | 147                   |
| 220                           | 161.7                 |
| 240                           | 176.4                 |
| 260                           | 191.1                 |
| 280                           | 205.8                 |
| 300                           | 220.5                 |
| 320                           | 235.2                 |
| 340                           | 249.9                 |
| 360                           | 264.6                 |
| 380                           | 279.3                 |

Los resultados de la variación del caudal de la estación muestran una variación en las irreversibilidades totales del sistema muy amplias, de hasta 14 kW por cada diez metros cúbicos por hora.

Esta destrucción de exergía aumenta conforme aumenta el caudal, debido a que habrá mayor cantidad de exergía de flujo en el sistema, pero, aunque hay un aumento en la exergía, esta se pierde en algunos equipos del sistema puesto que no es aprovechada debido a las mismas limitaciones físicas.

Las variaciones se dan de forma lineal, a diferencia del análisis paramétrico del costo, el cual era exponencial. Dicho comportamiento se muestra en la Figura 6.7



**Figura 6.7** Análisis paramétrico del flujo volumétrico de la estación para la destrucción de exergía.

En la gráfica se observa el aumento en la destrucción de exergía total al aumentar el caudal. La primera impresión será pensar en reducir al máximo posible el caudal para así reducir dicha destrucción de exergía, pero este parámetro dada su importancia (el cual determina el tamaño total), puede resultar distinto al ser optimizado. Dicho valor será determinado al realizar las iteraciones y optimización considerando todas las variables de decisión.

Para fines del análisis paramétrico, el caudal resulta ser una variable de suma importancia y que afecta en gran medida en el sistema de descompresión.

## 6.2 OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DEL GAS NATURAL

Se realiza un proceso de optimización del costo de gas natural a la salida de la tina de calentamiento de la estación descompresora de gas natural.

Se busca minimizar la función objetivo,  $c_6$ :

$$c_{6,MIN} = c_6(T_7, \mu_F, T_{GEO}, \dot{V}_{IN}) \quad (6.2)$$

Se tienen en cuenta las siguientes variables de decisión con sus respectivos rangos determinados por el análisis paramétrico:

|                                                |                                                       |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Temperatura de la tina                         | $61 \leq T_7 \leq 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$        |
| Porcentaje de frío a la salida del tubo vórtex | $0.65 \leq \mu_F \leq 0.73$                           |
| Temperatura del pozo geotérmico                | $100 \leq T_{GEO} \leq 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$  |
| Caudal volumétrico a la salida                 | $200 \leq \dot{V}_{IN} \leq 380 \text{ m}^3/\text{h}$ |

Para minimizar la función objetivo el software EES proporciona dos métodos para realizar tal optimización: método directo y método de variables métricas.

La optimización se realiza minimizando por el método directo proporcionado por el EES. Esto porque a pesar de que el método de variables métricas usualmente tiene un mejor rendimiento, este método tendrá problemas si el valor óptimo de alguna variable se encuentra tanto en el límite superior como inferior.

El método de optimización directo implementa el algoritmo original desarrollado en el código FORTRAN y un manual de usuario realizado por J.M. Gablonsky para dicho algoritmo de optimización [55].

Se establece un límite de cuatrocientas iteraciones y una tolerancia de  $10^{-4}$  para el valor óptimo de convergencia. Se deja al programa realizar los cálculos.

Al realizar las iteraciones necesarias, el software determina la mejor configuración para minimizar el costo a la salida de la tina de calentamiento estableciendo los valores óptimos en las variables de decisión. El nuevo valor de tales variables se muestra en la Tabla 6.10.

**Tabla 6.10** Valores optimizados de las variables de decisión para el costo del gas natural.

| Variable       | Valor original            | Valor optimizado          |
|----------------|---------------------------|---------------------------|
| $T_7$          | 62 °C                     | 80 °C                     |
| $\mu_F$        | 0.70                      | 0.65                      |
| $T_{GEO}$      | 120 °C                    | 150 °C                    |
| $\dot{V}_{IN}$ | 300 $\text{m}^3/\text{h}$ | 380 $\text{m}^3/\text{h}$ |

La temperatura del agua de la tina de calentamiento, así como la del pozo geotérmico se elevan hasta el límite superior. Esto debido a que así se tendrá mayor cantidad de energía disponible y por tanto los intercambiadores de calor resultarán más baratos al requerir menor área total de transferencia de calor. La única restricción en que influye este resultado, es la ubicación geográfica, dado que se tendrá que buscar un pozo geotérmico con la temperatura requerida.

El porcentaje del tubo vórtex en cambio se trasladó hasta el límite inferior, determinando así que entre menos flujo se tenga en el intercambiador geotérmico, menor será el costo que éste tendrá, y aunque disminuye la temperatura de la fracción caliente, esta disminución no afecta en demasía en el aumento del costo del gas. Combinando estos factores, dan como resultado un menor costo final del gas.

Para el flujo volumétrico a la salida, la optimización determina que la estación, al trabajar con mayor cantidad de flujo, tendrá una rentabilidad mayor, siendo la inversión de los equipos aproximadamente la misma, pero obteniendo una mayor cantidad de gas descomprimido.

Con esta configuración, los resultados muestran un valor optimizado para el costo del gas natural a la salida de la tina  $c_{6,MIN}$ , de **179.4 \$/GJ** a diferencia de la configuración inicial de **212.9 \$/GJ** logrando así una optimización del **15.73%** del costo final. Dichos resultados se muestran en la Tabla 6.12.

**Tabla 6.11** Optimización de costos por flujos.

| Flujo | Costo optimizado (\$/GJ) | Costo original (\$/GJ) |
|-------|--------------------------|------------------------|
| 1     | 7.796                    | 7.796                  |
| 2     | 7.943                    | 7.948                  |
| 3     | 7.943                    | 7.948                  |
| 4     | 35.75                    | 41.64                  |
| 5     | 26.1                     | 31.66                  |
| 6     | 179.4                    | 212.9                  |
| 7     | 176.6                    | 260.5                  |
| 8     | 32.85                    | 38.88                  |
| 9     | 7.796                    | 7.796                  |
| 10    | 0                        | 0                      |

Al realizar la optimización, no solo se modificó el valor de la variable  $c_6$ , sino de la mayoría de variables en el sistema. Todos los costos de los flujos, exceptuando el del flujo uno, disminuyeron en diferentes porcentajes. Dicha disminución de los valores de las demás variables resulta secundaria, puesto que no se busca una optimización en ellas. Esto se traduce a que a pesar de que algunas variables obtienen valores que requieren modificaciones adicionales o consideraciones especiales, debido al objetivo de esta optimización, dichas consideraciones son omitidas. Se tiene precaución a que todas las variables del sistema no violen ninguna ley fundamental de la Física o de la Termodinámica.

El EES al no detectar un error en los cálculos brinda la certeza de que esto último se cumple para todas las variables del sistema.

Para los resultados obtenidos se muestran los datos del equipo de cómputo utilizado, así como el número de ecuaciones e iteraciones realizadas por el software y el tiempo de cálculo. Dichas especificaciones se muestran en la Tabla 6.12.

**Tabla 6.12** Especificaciones para la optimización del costo del gas natural.

|                                |                                        |
|--------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Ecuaciones consideradas</b> | 352 ecuaciones en 241 bloques          |
| <b>Número de iteraciones</b>   | 132 iteraciones                        |
| <b>Tiempo de cálculo</b>       | 27.9 segundos                          |
| <b>Procesador</b>              | AMD Ryzen 5 3600 6- Núcleos 3.60 GHz   |
| <b>Memoria RAM instalada</b>   | 8.00 GB                                |
| <b>Sistema operativo</b>       | Windows 11 Home, 64 bits, version 22H2 |

El tiempo de cálculo puede disminuir en equipos con mejor procesador. La memoria RAM se considera suficiente e incluso sobrante para los cálculos deseados.

### 6.3 OPTIMIZACIÓN DE LA DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA

Se realiza un proceso de optimización de la destrucción de exergía total de la estación descompresora de gas natural.

Se busca minimizar la función objetivo,  $I_T$

$$I_{T,MIN} = I_T(T_7, \mu_F, T_{GEO}, \dot{V}_{IN}) \quad (6.3)$$

Se tienen en cuenta las siguientes variables de decisión con sus respectivos rangos determinados por el análisis paramétrico:

|                                                |                                                       |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Porcentaje de frío a la salida del tubo vórtex | $0.65 \leq \mu_F \leq 0.73$                           |
| Temperatura del pozo geotérmico                | $80 \leq T_{GEO} \leq 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$   |
| Caudal volumétrico a la salida                 | $200 \leq \dot{V}_{IN} \leq 380 \text{ m}^3/\text{h}$ |

Al igual que para la optimización del costo, se utiliza el método directo proporcionado por el EES para obtener el valor mínimo de la destrucción de exergía. Se establece nuevamente un límite de cuatrocientas iteraciones y una tolerancia de  $10^{-4}$  para el valor óptimo de convergencia. Se deja al programa realizar los cálculos.

La Tabla 6.13 muestra los resultados de las tres variables de decisión para la optimización de la destrucción de exergía total

**Tabla 6.13** Valores optimizados de las variables de decisión para la destrucción total de exergía.

| Variable       | Valor original            | Valor optimizado          |
|----------------|---------------------------|---------------------------|
| $\mu_F$        | 0.70                      | 0.73                      |
| $T_{GEO}$      | 120 $^{\circ}\text{C}$    | 80 $^{\circ}\text{C}$     |
| $\dot{V}_{IN}$ | 300 $\text{m}^3/\text{h}$ | 200 $\text{m}^3/\text{h}$ |

El valor para las tres variables de decisión resulta ser el límite opuesto que en el primer caso de optimización. El porcentaje de frío en el tubo vórtex se ubica en el límite superior. La destrucción total de exergía disminuye por esto debido a que, al haber más flujo frío, la temperatura del flujo caliente aumentará, por lo cual habrá mayor cantidad de exergía disponible que se utiliza a lo largo de la tina, dicha exergía disponible es mayor a la que se destruye por el aumento en el flujo en el intercambiador geotérmico.

La temperatura del pozo y el caudal volumétrico toman los valores del límite inferior. Esto reduce la destrucción total de exergía, debido a que el flujo total de la estación al ser menor, disminuirá de igual forma la exergía total.

Estos resultados buscan optimizar la destrucción de exergía, sin tomar en cuenta otras variables del sistema. El planteamiento de este escenario, aunque es el más óptimo, puede no ser el más ideal, puesto que poniendo en perspectiva el resultado de la optimización del costo,



al reducir las irreversibilidades, el costo aumentará, dada la transferencia de calor, la cantidad de combustible y el costo de operación con las nuevas condiciones planteadas.

Sin embargo, al concentrarse únicamente en la destrucción de exergía total, se logra una disminución de **79.7 kW** en la destrucción de exergía total, pasando de **220.5 kW** a solo **140.8 kW**. Esto representa una optimización del **36.14%** al establecer las condiciones descritas en la Tabla 6.13.

Los resultados de la destrucción de exergía total, así como de cada equipo de manera individual se muestran en la Tabla 6.14

**Tabla 6.14** Optimización de la destrucción de exergía por equipo.

| Equipo       | Destrucción de exergía optimizada (kW) | Destrucción de exergía original (kW) | Porcentaje optimizado |
|--------------|----------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| 1            | 1.018                                  | 1.595                                | 36.17%                |
| 2            | 2.855                                  | 6.116                                | 53.31%                |
| 3            | 25.44                                  | 41.93                                | 39.32%                |
| 4            | 76.61                                  | 114.8                                | 33.26%                |
| 5            | 34.92                                  | 56.01                                | 37.65%                |
| <b>TOTAL</b> | <b>140.8</b>                           | <b>220.5</b>                         | <b>36.14%</b>         |

Todos los equipos presentan una disminución en su exergía destruida. Principalmente debido a que habrá menos cantidad de exergía total por la disminución en el caudal volumétrico.

El equipo donde se presenta un mayor porcentaje de reducción de la destrucción de exergía es en el intercambiador geotérmico. Esto debido a que ese equipo tiene un aumento en su carga térmica por lo que se utiliza mayor cantidad de la exergía disponible.

El resultado de la exergía total destruida en el sistema es la suma de la destrucción de exergía de cada equipo.

Nuevamente se utilizó el mismo equipo de cómputo para realizar los cálculos, por lo cual las especificaciones son bastante similares, variando únicamente las ecuaciones y su división en bloques, el número de iteraciones y el tiempo de cálculo. Dichas especificaciones se muestran en la Tabla 6.15.

**Tabla 6.15** Especificaciones para la optimización de la destrucción de exergía.

|                                |                                        |
|--------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Ecuaciones consideradas</b> | 353 ecuaciones en 236 bloques          |
| <b>Número de iteraciones</b>   | 112 iteraciones                        |
| <b>Tiempo de cálculo</b>       | 29.6 segundos                          |
| <b>Procesador</b>              | AMD Ryzen 5 3600 6- Núcleos 3.60 GHz   |
| <b>Memoria RAM instalada</b>   | 8.00 GB                                |
| <b>Sistema operativo</b>       | Windows 11 Home, 64 bits, version 22H2 |

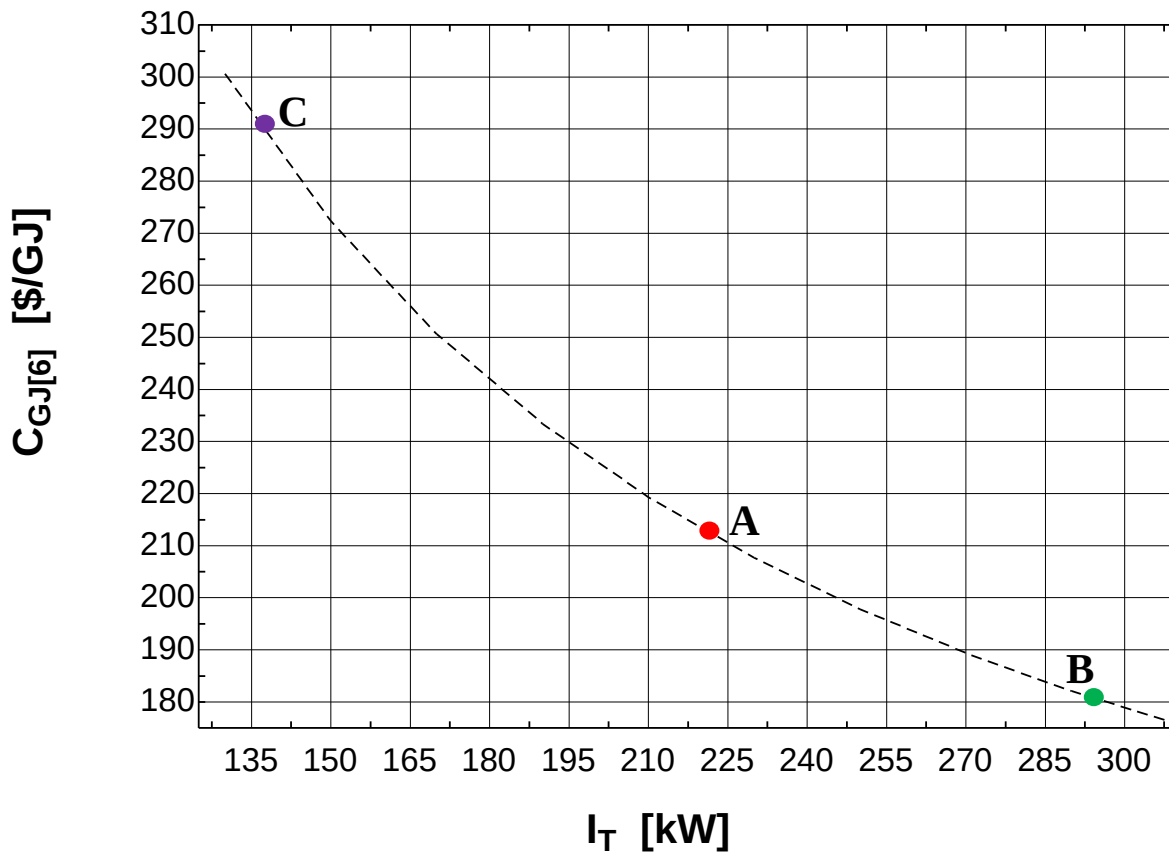
Para este caso de optimización el tiempo de cálculo resultó ser ligeramente mayor a pesar de que el número de iteraciones disminuyó.

#### **6.4 COMPARACIÓN DEL COSTO VS. DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA**

Una vez realizados y analizados ambos casos de optimización, de acuerdo a los resultados obtenidos, se compara el comportamiento de ambas variables de la función objetivo.

Se observa una relación entre la destrucción de exergía y el costo del gas natural: En los dos casos de estudio los valores óptimos de las variables de decisión coincidentes, toman valores totalmente opuestos, en los límites superiores e inferiores establecidos, por lo cual, si se busca obtener un menor costo se tendrá una mayor cantidad de destrucción de exergía y si se busca reducir la destrucción de exergía, se tendrá un mayor costo.

Este comportamiento se observa mejor al graficar los valores de ambas variables, como se muestra en la Figura 6.8. Dónde se resalta la posición inicial de acuerdo a las variables iniciales antes de la optimización (A), la posición al realizar la optimización del costo de gas natural (B) y la posición al realizar la optimización de la destrucción de exergía (C).



**Figura 6.8** Destrucción de exergía vs costo del gas natural.

La gráfica muestra un comportamiento exponencial, donde la mayor diferencia del punto inicial ocurre al optimizar la destrucción de exergía. El costo del gas incrementa en mayor medida cuando se optimiza la destrucción de exergía que el incremento de la destrucción de exergía al realizar la optimización contraria.

Ambas variables son de importancia, para lograr un mejor rendimiento en la estación, pero debido a su comportamiento opuesto, no es posible optimizar ambas al mismo tiempo, por lo cual es necesario definir cuál caso será el más recomendado a utilizar.

Debido a que el punto C de la Figura 6.8, se encuentra más alejado que el punto B, del punto inicial A, se opta por descartarlo dado que no brindará una configuración adecuada y aumentará el costo del gas natural, siendo preferible el aumento de la destrucción de exergía. Es posible elegir algún punto entre A y B para optimizar el costo del gas natural, pero sin llegar al límite para disminuir el aumento de la destrucción de exergía. Dicha elección es arbitraria y no sería lo más recomendable, por lo que se concluye de esta Sección 6.4, que la mejor optimización será la de reducción del costo del gas natural, pero al quedar una mayor cantidad de exergía destruida, se debe buscar alguna forma de aprovechar más la exergía para reducir tal destrucción en los equipos.

## CONCLUSIONES

Se determinó en el análisis energético que es posible contrarrestar el efecto Joule-Thomson en la estación descompresora de gas natural, al implementar un precalentamiento geotérmico y un tubo vórtex. Se consideró una composición específica de gas natural y se obtuvieron todas sus propiedades. Se obtuvo un flujo de calor en la tina de calentamiento de 69.07kW mientras que para el intercambiador geotérmico el flujo de calor resultó de 26.28 kW.

El análisis exergoeconómico determinó los costos de cada equipo y de cada flujo dentro de la estación, así como los rendimientos exergoeconómicos y la destrucción de exergía. Dicho análisis resultó en un costo de salida del gas natural de 212.9 \$/GJ. Los equipos con mayor destrucción de exergía son la tina de calentamiento y la cámara de mezcla.

Como trabajo adicional, se realizó un proceso de optimización del sistema, con el cual se determinó que es posible reducir el costo del gas natural modificando la temperatura de la tina de calentamiento, el flujo volumétrico de gas natural y el porcentaje de flujo frío y caliente en el tubo vórtex, resultando un costo final del gas natural de 179.4 \$/GJ lo cual supone una optimización del 15.73%. No es posible optimizar al mismo tiempo el costo del gas natural y la destrucción total de exergía del sistema.

## REFERENCIAS

- [1] Mokhatab, S., & Poe, W. A. (2006). Handbook of natural gas transmission and processing. Gulf professional publishing.
- [2] Sociedad, E. Y. (2018, 27 diciembre). 3.2. Reservas, extracción y producción. Energía y sociedad. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-2-reservas-extraccion-y-produccion/>
- [3] US. Energy Information Administration. (2020, 3 diciembre). Natural gas pipelines - U.S. Energy Information Administration (EIA). EIA. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-pipelines.php>
- [4] Center for liquefied Natural Gas. (s. f.)<sup>1</sup>. About Liquefied Natural Gas (LNG). CLNG. Recuperado 24 de junio de 2021, de <https://www.lngfacts.org/about-liquefied-natural-gas/>
- [5] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (s.f.). Alternative Fuels Data Center: Natural Gas Fuel Basics. Recuperado 24 junio de 2021, de [https://afdc.energy.gov/fuels/natural\\_gas\\_basics.html](https://afdc.energy.gov/fuels/natural_gas_basics.html)
- [6] ScienceDirect. (s.f.). Hydrate Natural Gas - an overview | ScienceDirect Topics. Recuperado 25 de junio de 2020, de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydrate-natural-gas>
- [7] Priority Projects. (s.f.). Line Heaters. Recuperado 26 de junio, 2021, de <http://www.priorityprojects.com/new-equipment/line-heaters/>
- [8] Louie Doverspike, L. D. (2017, 20 noviembre). ¿Cómo funciona un calentador catalítico? Recuperado 19 enero, 2021, de [https://www.ehowenespanol.com/funciona-calentador-catalitico-como\\_111392/](https://www.ehowenespanol.com/funciona-calentador-catalitico-como_111392/)
- [9] Demirel, Y. D., & Gerbaud, V. G. (2019, 1 enero). Fundamentals of Equilibrium Thermodynamics. ScienceDirect. Recuperado 17 de enero de 2022, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444641120000010>
- [10] Airmasters España. (s. f.). Tubo Vortex AIR-M4H. AirMasters. Recuperado 17 de enero de 2022, de <https://www.air-masters.eu/es/tubo-vortex/77-145-tubo-vortex-air-m4h.html>
- [11] Rahman (2010). Power generation from pressure reduction in the natural gas supply chain in Bangladesh. Journal of Mechanical Engineering, Vol. ME 41, No. 2, December 2010.

---

<sup>1</sup> (s.f.) – Sin fecha

- [12] Kostowski, W. J., & Usón, S. (2013). Thermoeconomic assessment of a natural gas expansion system integrated with a co-generation unit. *Applied Energy*, 101, 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.04.002>
- [13] Ashouri et al. (2014). The minimum gas temperature at the inlet of regulators in natural gas pressure reduction stations (CGS) for energy saving in water bath heaters. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 21 (2014) 230-240.
- [14] Arabkoohsar (2015). A new design for natural gas pressure reduction points by employing a turbo expander and a solar heating set. *Renewable Energy* 81 (2015) 239-250.
- [15] Ghezelbash (2016). Performance assessment of vortex tube and vertical ground heat exchanger in reducing fuel consumption of conventional pressure drop stations. *Applied Thermal Engineering* 102 (2016) 213–226.
- [16] Khosravia y Arabkoohsarb (2019). Improving thermal performance of water bath heaters in natural gas pressure drop stations. *Applied Thermal Engineering* 159 (2019) 113829
- [17] Preciogas. (2022, 15 febrero). ¿Qué es el gas natural? Fórmula y composición. [preciogas.com](https://preciogas.com). Recuperado 2 de marzo de 2022, de <https://preciogas.com/instalaciones/gas-natural/composicion>
- [18] NOM-001-SECRE-2010, Diario Oficial de la Federación, México, D.F., a 19 de marzo de 2010
- [19] Uribe-Salazar, E. Y. (2019, 11 febrero). Estudio teórico, numérico y experimental de la intercambiabilidad del gas natural en Antioquia. *Visor Redalyc*. Recuperado 3 de marzo de 2022, de <https://www.redalyc.org/journal/496/49660955043/>
- [20] Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2011). *Termodinámica* (7.a ed.). MCGRAW HILL EDUCATION.
- [21] García, P. A. C., & Rubio-Maya, C. (2017, 13 junio). ESTUDIO EXPERIMENTAL DEL FENÓMENO RANQUE-HILSCH EN UN TUBO VÓRTICE. *Academia Edu*. Recuperado 3 de marzo de 2022, de [https://www.academia.edu/33441586/ESTUDIO\\_EXPERIMENTAL\\_DEL\\_FEN%C3%93MENO\\_RANQUE\\_HILSCH\\_EN\\_UN\\_TUBO\\_V%C3%93RTICE](https://www.academia.edu/33441586/ESTUDIO_EXPERIMENTAL_DEL_FEN%C3%93MENO_RANQUE_HILSCH_EN_UN_TUBO_V%C3%93RTICE)
- [22] García Contreras, O., Muñoz Bravo, J. E., & Fajardo, F. (2008). Construcción y caracterización de un tubo Ranque-Hilsch. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 30(4), 4305.1-4305.5. <https://doi.org/10.1590/s1806-11172008000400005>
- [23] Departamento de ingeniería AYRFUL. (2021, 23 noviembre). Cómo Aplicar los Tubos Vortex EXAIR. *Ayrful*. Recuperado 3 de marzo de 2022, de <https://www.ayrful.com.ar/aplicaciones/exair/como-aplicar-los-tubos-de-vortice-y-entender-las-fracciones-frias/>

- [24] Blamer, M. P. (1950). A simply constructed vórtex tube for producing hot and cold air streams."J. Sci. Instrum. 27: 168-169.
- [25] Factorenergía. (2021, 21 junio). Energía geotérmica: Una energía en potencia. Recuperado 6 de marzo de 2022, de <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-geotermica/>
- [26] Energya. (2018, 22 mayo). ¿Qué es la energía geotérmica? Recuperado 6 de marzo de 2022, de <https://www.energyavm.es/energia-geotermica/>
- [27] DiPippo, R. (2007). Geothermal Power Plants, Third Edition: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact, Third Edition by Ronald DiPippo (2012-05-08) (2.a ed.). Butterworth-Heinemann.
- [28] Prol-Ledesma, R. M., Carrillo-de La Cruz, J. L., Torres-Vera, M. A., Membrillo-Abad, A. S., & Espinoza-Ojeda, O. M. (2018). Heat flow map and geothermal resources in Mexico. Terra Digitalis, 2(2), 7-9. <https://doi.org/10.22201/igg.25940694.2018.2.51>
- [29] Saavedra, S. (2020, 27 marzo). Planta de Energía Geotérmica Cerro Prieto. Issuu. Recuperado 8 de marzo de 2022, de [https://issuu.com/saulsaavedra6/docs/revista\\_01a4b5a3c378d7/s/10379157](https://issuu.com/saulsaavedra6/docs/revista_01a4b5a3c378d7/s/10379157)
- [30] Diaz Molina, O. P. (2018, 19 septiembre). Valoración del potencial energético basado en el recurso geotérmico de baja entalpía en la isla de Gran Canaria | acceda CRIS. Universidad de las Palmas de Gran Canaria. Recuperado 8 de marzo de 2022, de <https://accedacris.ulpgc.es/handle/10553/41952>
- [31] Energía y minería en Castilla y León. (s. f.). Sistemas de intercambio geotérmico. Energía y Minería. Recuperado 9 de marzo de 2022, de <https://energia.jcyl.es/web/es/energias-renovables-ordenacion-energetica/sistemas-intercambio-geotermico.html>
- [32] Siber Ventilación. (2019, 29 noviembre). ¿Sabes cómo funciona la geotermia vertical? Siberzone. Recuperado 9 de marzo de 2022, de <https://www.siberzone.es/blog-sistemas-ventilacion/sabes-como-funciona-la-geotermia-vertical/>
- [33] Rayo, J. C. L. (2019). Intercambiadores de calor subterráneos en sondeos geotérmicos superficiales. Dialnet, 15. Recuperado 9 de marzo de 2022, de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7401434>
- [34] Rendón, J. G. (2006, 13 febrero). Reguladores de presión. OilProduction. Recuperado 14 de marzo de 2022, de <http://www.oilproduction.net/files/Reguladoresdepresion.pdf>

- [35] Reguladores de presión. (2019, 2 octubre). Reguladores de presión. Todo Refacciones®. Recuperado 14 de marzo de 2022, de <https://todorefacciones.mx/blog/reguladores-de-presion>
- [36] Cámara de Mezcla (Intercambiador de calor por contacto directo). (2013, 26 junio). Blogspot. Recuperado 14 de marzo de 2022, de <http://termodinamica-1aa131.blogspot.com/2013/06/camara-de-mezcla.html>
- [37] Lapeña, A. C. (2016, 31 diciembre). NTP 342: Válvulas de seguridad (I): características técnicas. Fdocuments.Net. Recuperado 14 de marzo de 2022, de <https://fdocuments.net/document/ntp-342-valvulas-de-seguridad-i-caracteristicas-tecnicas.html>
- [38] Protsykov, G. (2020, 5 octubre). Lee gas viscosity correlation. Petroleum Engineering Wiki. Recuperado 6 de mayo de 2022, de [https://wiki.pengtools.com/index.php?title=Lee\\_correlation](https://wiki.pengtools.com/index.php?title=Lee_correlation)
- [39] Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). Recuperación térmica de petróleo. Issuu. Recuperado 6 de mayo de 2022, de <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac>
- [40] Remund C.P., “Borehole thermal resistance: Laboratory and field studies,” in Conference: ASHRAE Winter Meeting, Chicago, IL (US), 01/23/1999--01/27/1999; 1999.
- [41] Çengel, Y. A. (2011). TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA. McGraw-Hill Education.
- [42] NOM-Q-27-1986, Diario Oficial de la Federación, México, D.F., a 26 de noviembre de 1986.
- [43] M. Senturk Acar, O. Arslan, Exergo-economic Evaluation of a New Drying System Boosted by Ranque-Hilsch Vortex Tube, Applied Thermal Engineering (2017), doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.010>
- [44] GeothermEX, Inc. (2004, abril). New Geothermal Site Identification And Qualification [Consultant Report]. California Energy Comission.
- [45] A.B. Corripio, K.S. Chrien, L.B. Evans, Estimate costs of heat exchangers and storage tanks via correlations, Chem. Eng. (January) (1995) 125–127.
- [46] Corripio, D. C. A. (2015, 16 diciembre). Exchanger Cost Calculation. PDF Slide. Recuperado 26 de agosto de 2022, de <https://pdfslide.net/documents/exchanger-cost-calculation.html?page=1>
- [47] PEDCo Environmental Inc. (1980). Cost Equations for Industrial Boilers [Conjunto de datos]. U.S. Environmental Protection Agency.



- [48] Randall, W. (2012). Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion. Whitesedes, CPE.
- [49] Maxwell, C. (2022, 4 agosto). Cost Indices. Towering Skills. Recuperado 4 de septiembre de 2022, de <https://www.toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>
- [50] Vatavuk, W. M. (2002, enero). Updating the CE Plant Cost Index. Chemical Engineering essentials for the CPI professional. Recuperado 4 de septiembre de 2022, de [https://www.chemengonline.com/Assets/File/CEPCI\\_2002.pdf](https://www.chemengonline.com/Assets/File/CEPCI_2002.pdf)
- [51] F. Mohammadkhani, et al., Exergoeconomic assessment and parametric study of a Gas Turbine-Modular Helium Reactor combined with two Organic Rankine Cycles, Energy 65 (2014) 533–543.
- [52] Lozano M. A., Valero A.,; Theory of the exergetic cost; Energy vol 187; España, 1993
- [53] Valero, A. & Lozano, M. A. (1994, julio). Curso de Termoeconomía (1.a ed., Vol. 2) [PDF]. Centro Politécnico Superior de Ingenieros.
- [54] Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN). Recuperado 26 de septiembre de 2022, de <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- [55] F-Chart Software. (s. f.). DIRECT Optimization Algorithm. Recuperado 7 de diciembre de 2022, de <https://www.fchart.com/ees/eeshelp/hs637.htm>

## ANEXOS

### Código EES

#### "DATOS DE ENTRADA"

|                              |                        |
|------------------------------|------------------------|
| "Presión inicial "           | P[1]=25000 [kPa]       |
| "Presión salida tubo vórtex" | P[2]=23000 [kPa]       |
| "Presión final"              | P[6]=300 [kPa]         |
| "Temperatura inicial"        | T[1]=20 [°C]           |
| "Temperatura final"          | T[6]=20 [°C]           |
| "Temperatura tina"           | T[7]=62 [°C]           |
| "Temperatura salida tina"    | T[8]=25 [°C]           |
| "Flujo volumétrico max."     | V_dot_IN= 300 [m^3/hr] |
| "Porcentaje frio"            | Mu_f=0.7               |
| "Porcentaje caliente"        | Mu_c=0.3               |
| "Temperatura pozo geo."      | T_GEO=120 [°C]         |
| "Coeficiente JT"             | Mu_JT=5.6 [°C/MPa]     |

#### "PRESIONES EN EL SISTEMA"

|                    |                                                 |
|--------------------|-------------------------------------------------|
| P[3]=P[2]          | "Despreciando caídas de presión en los equipos" |
| P[4]=P[2]          |                                                 |
| P[5]=P[2]          |                                                 |
| P[7]=101.325 [kPa] |                                                 |
| P[8]=P[7]          |                                                 |

#### "COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL"

|                       |        |             |
|-----------------------|--------|-------------|
| "1 Metano             | CH4"   | fm[1]=0.92  |
| "2 Etano              | C2H6"  | fm[2]=0.035 |
| "3 Propano            | C3H8"  | fm[3]=0.025 |
| "4 Butano             | C4H10" | fm[4]=0.005 |
| "5 Nitrógeno          | N2"    | fm[5]=0.008 |
| "6 Dióxido de carbono | CO2"   | fm[6]=0.005 |
| "7 Oxígeno            | O2"    | fm[7]=0.002 |

PorcentajeCOMP=SUM(fm[i],i=1,7)\*100

#### "MASA MOLAR DEL GAS NATURAL"

M[1]=16.043  
M[2]=30.070  
M[3]=44.097  
M[4]=58.124  
M[5]=28.013  
M[6]=44.01  
M[7]=31.999

M\_GN=(1/SUM(fm[i]/M[i],i=1,7))

#### "FRACCIÓNES MOLARES"

DUPLICATE i=1,7  
y[i]=fm[i]\*(M\_GN/M[i])  
END

**"CONSTANTE DE GAS, GAS NATURAL"**

$R_{GN} = R_{\#} / M_{GN}$

**"FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL"**

$T_{GN} = T[6] + 273.15 \quad [K]$

$Z[1] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Methane}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[2] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Ethane}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[3] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Propane}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[4] = \text{CompressibilityFactor}(\text{n-Butane}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[5] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Nitrogen}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[6] = \text{CompressibilityFactor}(\text{CarbonDioxide}, T = T_{GN}, P = P[6])$   
 $Z[7] = \text{CompressibilityFactor}(\text{Oxygen}, T = T_{GN}, P = P[6])$

$Z_{GN} = \text{SUM}(y[i] * Z[i], i = 1, 7)$

**"DENSIDAD DEL GAS NATURAL (SALIDA)"**

$P[6] * V_{GN} = Z_{GN} * R_{GN} * T_{GN}$   
 $\rho_{GN} = 1 / V_{GN}$   
 $\dot{V}_{GN} = \dot{V}_{IN} / 3600$   
 $\dot{M}_{dot\_GN} = \dot{V}_{dot\_GN} * \rho_{GN}$

**"CALORES ESPECÍFICOS"**

**"Calor específico en el tubo en U"**

$T_{MEDGEO} = ((T[4] - T[3]) / 2) + 273.15$   
 $P_{GEO} = P[2]$   
 $Cp_{GEO1} = CP(\text{Methane}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$   
 $Cp_{GEO2} = CP(\text{Ethane}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$   
 $Cp_{GEO3} = CP(\text{Propane}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$   
 $Cp_{GEO4} = CP(\text{n-Butane}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$   
 $Cp_{GEO5} = CP(\text{Nitrogen}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$   
 $Cp_{GEO6} = CP(\text{CarbonDioxide}, T = T_{MEDGEO}, P = P_{GEO})$

$Cp_{GN_{GEO}} = fm[1] * Cp_{GEO1} + fm[2] * Cp_{GEO2} + fm[3] * Cp_{GEO3} + fm[4] * Cp_{GEO4} + fm[5] * Cp_{GEO5} + fm[6] * Cp_{GEO6}$

**"Calor específico en la tina de calentamiento"**

$T[5] = T[4]$   
 $P_{TINA} = P[5]$   
 $T_{CPTINA} = ((T[5] + T[6]) / 2) + 273.15$   
 $P_{CPTINA} = (P[5] + P[6]) / 2$

$Cp_{TINA1} = CP(\text{Methane}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$   
 $Cp_{TINA2} = CP(\text{Ethane}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$   
 $Cp_{TINA3} = CP(\text{Propane}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$   
 $Cp_{TINA4} = CP(\text{n-Butane}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$   
 $Cp_{TINA5} = CP(\text{Nitrogen}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$   
 $Cp_{TINA6} = CP(\text{CarbonDioxide}, T = T_{CPTINA}, P = P_{CPTINA})$

$Cp_{GNTINA} = fm[1] * Cp_{TINA1} + fm[2] * Cp_{TINA2} + fm[3] * Cp_{TINA3} + fm[4] * Cp_{TINA4} + fm[5] * Cp_{TINA5} + fm[6] * Cp_{TINA6}$

**"Calores específicos de todos los estados"**

DUPLICATE i=1,8

T\_ABS[i]=T[i]+273.15

END

DUPLICATE i=1,6

CpMET[i]=CP(Methane,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

CpET[i]=CP(Ethane,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

CpPRO[i]=CP(Propane,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

CpBUT[i]=CP(n-Butane,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

CpNIT[i]=CP(Nitrogen,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

CpDC[i]=CP(CarbonDioxide,T=T\_ABS[i],P=P[i])

END

DUPLICATE i=1,6

Cp[i]=fm[1]\*CpMET[i]+fm[2]\*CpET[i]+fm[3]\*CpPRO[i]+fm[4]\*CpBUT[i]+fm[5]\*CpNIT[i]+fm[6]\*CpDC[i]

]

END

Cp[7]=CP(Water,T=T\_ABS[7],P=P[7])

Cp[8]=CP(Water,T=T\_ABS[8],P=P[8])

**"VISCOSIDAD DEL GAS NATURAL"**

Z\_VIS[1]=CompressibilityFactor(Methane,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[2]=CompressibilityFactor(Ethane,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[3]=CompressibilityFactor(Propane,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[4]=CompressibilityFactor(n-Butane,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[5]=CompressibilityFactor(Nitrogen,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[6]=CompressibilityFactor(CarbonDioxide,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_VIS[7]=CompressibilityFactor(Oxygen,T=T\_MEDGEO,P=P[3])

Z\_GNVIS=SUM(y[i]\*Z\_VIS[i],i=1,7)

P[3]\*V\_GNVIS=Z\_GNVIS\*R\_GN\*T\_MEDGEO

rho\_GNVIS=1/V\_GNVIS

rho\_vis=rho\_GNVIS/1000

T\_GEOR=T\_MEDGEO\*1.8 [R]

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

$$K = ((9.4 + 0.02 * M\_GN) * T\_GEOR^{1.5}) / (209 + 19 * M\_GN + T\_GEOR)$$
$$X = 3.5 + (986 / T\_GEOR) + 0.01 * M\_GN$$
$$Y = 2.4 - 0.2 * X$$

$$\mu_{GN} = (K * \exp(X * (\rho_{vis})^Y)) / 10000$$

#### "CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL GAS NATURAL"

$$\mu_{GNK} = \mu_{GN} * 2.419$$
$$Cp_{GNK} = Cp_{GN} * 0.23885$$

$$K_{GN1} = \mu_{GNK} * (Cp_{GNK} + 2.48 / M\_GN)$$
$$K_{GN} = K_{GN1} * 0.00172957$$

#### "TUBO VORTEX"

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{GN}$$
$$\dot{m}_2 = \mu_c * \dot{m}_1$$
$$\dot{m}_3 = \mu_f * \dot{m}_1$$
$$T_3 = 5 \text{ [}^\circ\text{C]}$$
$$T_2 = (\mu_f / \mu_c) * (T_1 - T_3) + T_1$$

#### "PRECALENTAMIENTO GEOTÉRMICO"

##### "Balance"

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_3$$
$$T_4 = T_2$$
$$\dot{Q}_{GN1} = \dot{m}_3 * Cp_{GN} * (T_4 - T_3)$$
$$\dot{Q}_{GEO} = \dot{Q}_{GN1} * 1.25$$

#### "DMLT intercambiador geotérmico"

$$\theta_A = T_{GEO} - T_3$$
$$\theta_B = T_{GEO} - T_4$$
$$\Delta T_{ML} = (\theta_A - \theta_B) / \ln(\theta_A / \theta_B)$$

#### "Propiedades del tubo"

$$D_{EXT} = 1 * 0.0254$$
$$D_{INT} = 0.834 * 0.0254$$
$$R_1 = D_{INT} / 2$$
$$R_2 = D_{EXT} / 2$$
$$K_{TUBO} = 0.0163 \text{ [kW/m-k]} \quad \text{"Acero inoxidable 316"}$$

#### "Velocidad del Gas Natural en el tubo"

##### "Velocidad en función del diámetro"

$$A_{TUBO} = (\pi / 4) * D_{INT}^2$$
$$\dot{m}_3 = \rho_{GNVIS1} * V * A_{TUBO}$$

#### "Velocidad de erosión"

$$\rho_{GNVEL} = \rho_{GNVIS1} * \text{CONVERT}(\text{kg/m}^3, \text{lbm/ft}^3)$$
$$C = 100$$
$$V_e = C / (\rho_{GNVEL})^{0.5}$$

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

#### "Velocidad máxima"

$$V\_MAXI=0.5*Ve$$

$$V\_MAX=V\_MAXI*CONVERT(ft/s,m/s)$$

#### "Número de Reynolds y de Prandtl"

$$\mu_{GNRE}=\mu_{GN}*0.001$$

$$Re=(4*m\_dot[3])/(Pi*D\_INT*\mu_{GNRE})$$

$$\mu_{GNPR}=\mu_{GNRE}$$

$$Pr=(\mu_{GNPR}*Cp\_GN_{GEO})/K_{GN}$$

#### "Número de Nusselt"

$$f=(0.790*\ln(Re)-1.64)^{-2}$$

$$Nuss=((f/8)*(Re-1000)*Pr)/(1+12.7*(f/8)^{0.5}*((Pr)^{(2/3)}-1))$$

#### "Coeficiente de transferencia de calor por convección"

$$Nuss=(H_{GN}*R_1)/K_{GN}$$

#### "Coeficiente global de transferencia de calor"

$$D\_P=8$$

$$D\_POZO=D\_P*0.0254$$

$$R\_P=D\_POZO/2$$

$$K\_R=0.00073$$

$$\beta_0=17.44$$

$$\beta_1=-0.6052$$

$$U_{IG}=1/((R_2/R_1)*(1/H_{GN})+((R_2*\ln(R_2/R_1))/K_{TUBO})+((2*Pi*R_2)/(\beta_0*(R_P/R_2)^{\beta_1}*K_R)))$$

$$Q\_dot\_GEO=U_{IG}*A_{IG}*DELTA_{T\_ML}$$

#### "Longitud del intercambiador"

$$L_1=A_{IG}/(4*Pi*R_2)$$

$$L_2=30 [m]$$

$$L=L_1+L_2$$

#### "TINA DE CALENTAMIENTO"

##### "Efecto Joule-Thomson"

$$\Delta TAP=P[5]-P[6]$$

$$\Delta TAT\_JT=\mu_{JT}*(\Delta TAP/1000)$$

#### "Balance"

$$m\_dot[5]=m\_dot[1]$$

$$m\_dot[6]=m\_dot[5]$$

$$m\_dot[7]=m\_dot[8]$$

$$Q\_dot\_GN2=m\_dot[6]*Cp\_GN_{TINA}*(\Delta TAT\_JT+T[6]-T[5])$$

$$Q\_dot\_TINA=1.25*Q\_dot\_GN2$$

$$T_{H2O}=T[7]+273.15$$

$$Cp_{H2O}=CP(Water,T=T_{H2O},P=101.325)$$

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

$$Q\_dot\_TINA=m\_dot[7]*Cp\_H2O*(T[7]-T[8])$$

**"Quemador"**

$$PC\_DOF=35441 \text{ [kJ/m}^3\text{]}$$

$$PC\_GN=PC\_DOF/\rho_{GN}$$

$$m\_dot\_FUEL=Q\_dot\_TINA/PC\_GN$$

$$m\_dot\_FUEL=m\_dot[9]$$

$$\text{PorcentajeFUEL}=(m\_dot[9]/m\_dot[6])*100$$

**"ANALISIS EXERGEOECONÓMICO"**

**"Flujos de exergía"**

$$T\_0=293.15 \text{ [K]}$$

$$P\_0=101.325 \text{ [kPa]}$$

$$T\_Tina=(T[7]+T[8])/2$$

DUPLICATE i=1,6

$$B[i]=m\_dot[i]*(Cp[i]*((T\_ABS[i]-T\_0)-T\_0*(\ln(T\_ABS[i]/T\_0)))+T\_0*R\_GN*\ln(P[i]/P\_0))$$

END

DUPLICATE i=7,8

$$B[i]=m\_dot[i]*Cp[i]*((T\_ABS[i]-T\_0)-(T\_0*(\ln(T\_ABS[i]/T\_0))))$$

END

$$B[9]=PC\_GN*m\_dot[9]$$

$$B[10]=(1-(T\_0/(T\_GEO+273)))*Q\_dot\_GEO$$

$$B[11]=(1-(T\_0/(T\_TINA+273)))*Q\_dot\_TINA$$

**"Destrucción de exergía"**

$$I[1]=B[1]-B[2]-B[3]$$

$$I[2]=B[3]+B[10]-B[4]$$

$$I[3]=B[2]+B[4]-B[3]$$

$$I[4]=B[5]+B[7]-B[6]-B[8]$$

$$I[5]=B[9]+B[8]-B[7]$$

**"COSTOS DE INVERSIÓN"**

**"Tubo vortex"**

$$Q\_TV=m\_dot[3]*Cp[3]*(T[1]-T[3])$$

$$Q\_TVBTU=Q\_TV*3414$$

$$C\_CTV=149.31*(Q\_TVBTU)^(0.227)$$

"Conversión de kW BTU/H"

$$C\_OMTV=0.1*C\_CTV$$

"Costos de operación y mantenimiento"

$$C\_VRTV=0.02*C\_CTV$$

"Valor residual"

$$C\_TV=C\_CTV+C\_OMTV+C\_VRTV$$

**"Pozo geotérmico"**

$$L\_FT=L/0.3048$$

"Conversión de metros a pies"

$$C\_PG=240785+210*L\_FT+0.019069*(L\_FT)^2$$

**"Intercambiador geotérmico"**

$$g\_1=1.4144$$

"Factor de material, acero inoxidable 316"

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

$$g_2=0.23296$$

$$A_{IGFT}=A_{IG}*10.7639 \quad \text{"Conversión de metros cuadrados a pies cuadrados"}$$

$$Cb_{IG}=\exp(8.551-0.30863*\ln(A_{IGFT})+0.06811*(\ln(A_{IGFT}))^2)$$

$$Fd_{IG}=\exp(-0.9816+0.0830*\ln(A_{IGFT}))$$

$$Fp_{IG}=1.0305+0.0714*\ln(A_{IGFT})$$

$$Fm_{IG}=g_1+g_2*\ln(A_{IGFT})$$

$$C_{IG}=Cb_{IG}*Fd_{IG}*Fp_{IG}*Fm_{IG}$$

**"Cámara de mezcla"**

$$C_{CM}=0.15*C_{IG}$$

**"Tina de calentamiento"**

$$THETA_{ATC}=T[7]-T[5]$$

$$THETA_{BTC}=T[8]-T[6]$$

$$DELTAT_{MLTC}=(THETA_{ATC}-THETA_{BTC})/\ln(THETA_{ATC}/THETA_{BTC}) \quad \text{"DMLT Temperatura"}$$

$$Re_{TC}=(4*m_{dot}[5])/(Pi*D_{INT}*Mu_{GNRE}) \quad \text{"Cálculos"}$$

$$\text{Re, Pr, f y Nuss"}$$

$$Pr_{TC}=(Mu_{GNPR}*Cp_{GNTINA})/K_{GN}$$

$$f_{TC}=(0.790*\ln(Re_{TC})-1.64)^{-2}$$

$$Nuss_{TC}=((f_{TC}/8)*(Re_{TC}-1000)*Pr_{TC})/(1+12.7*(f_{TC}/8)^{0.5}*((Pr_{TC})^{(2/3)}-1)) \quad \text{"Cálculo de"}$$

$$Nuss_{TC}=(H_{GNTC}*R_1)/K_{GN}$$

$$\text{coeficiente película, tina"}$$

$$H_{H2O}=3$$

$$U_{TC}=1/((R_2/R_1)*(1/H_{GNTC})+((R_2*\ln(R_2/R_1))/K_{TUBO})+1/H_{H2O}) \quad \text{"Coeficiente global de transferencia de calor"}$$

$$Q_{dot\_TINA}=U_{TC}*A_{TC}*DELTAT_{MLTC} \quad \text{"Área de transferencia de calor, tina"}$$

$$A_{TCFT}=A_{TC}*10.7639$$

$$Cb_{TC}=\exp(8.551-0.30863*\ln(A_{TCFT})+0.06811*(\ln(A_{TCFT}))^2)$$

$$Fd_{TC}=1.35$$

$$Fp_{TC}=1.0305+0.0714*\ln(A_{TCFT})$$

$$Fm_{TC}=g_1+g_2*\ln(A_{TCFT})$$

$$C_{TC}=Cb_{TC}*Fd_{TC}*Fp_{TC}*Fm_{TC}$$

**"Quemador"**

$$Q_{dot\_TINABTU}=Q_{dot\_TINA}*0.003414 \quad \text{"Conversión kW a 10^6 BTU/H"}$$

$$C_{QEQ}=14850*(Q_{dot\_TINABTU})^{0.786}$$

$$C_{QINST}=54620*(Q_{dot\_TINABTU})^{0.361}$$

$$C_Q=C_{QEQ}+C_{QINST}$$

**"ACTUALIZACIÓN DE COSTOS"**

$$I_{2022}=831.7$$



Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

I\_2003=402.0  
I\_1982=314.0  
I\_1978=218.8

|                           |                             |
|---------------------------|-----------------------------|
| Z[1]=C_TV                 | "Tubo vórtex"               |
| Z[2]=C_PG*(I_2022/I_2003) | "Pozo geotérmico"           |
| Z[3]=C_IG*(I_2022/I_1982) | "Intercambiador geotérmico" |
| Z[4]=0.15*Z[3]            | "Cámara de mezcla"          |
| Z[5]=C_TC*(I_2022/I_1982) | "Tina de calentamiento"     |
| Z[6]=C_Q*(I_2022/I_1978)  | "Quemador"                  |

**"FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL"**

i=0.10  
n=20  
 $CRF = (i * (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1)$

**"TASA DE COSTOS"**

phi=1.06  
N\_AÑO=6650

DUPLICATE i=1,6  
 $Z\_dot[i] = (Z[i] * CRF * phi) / (3600 * N\_AÑO)$   
END

**"BALANCE DE COSTOS"**

**"Costos unitarios"**

C[1]=C\_dot[1]/B[1]  
C[2]=C\_dot[2]/B[2]  
C[3]=C\_dot[3]/B[3]  
C[4]=C\_dot[4]/B[4]  
C[5]=C\_dot[5]/B[5]  
C[6]=C\_dot[6]/B[6]  
C[7]=C\_dot[7]/B[7]  
C[8]=C\_dot[8]/B[8]  
C[9]=C\_dot[9]/B[9]  
C[10]=C\_dot[10]/B[10]

**"Ecuaciones de balance"**

|                                               |                             |
|-----------------------------------------------|-----------------------------|
| C_dot[1]+Z_dot[1]=C_dot[2]+C_dot[3]           | "Tubo vórtex"               |
| C_dot[3]+Z_dot[2]+Z_dot[3]+C_dot[10]=C_dot[4] | "Intercambiador geotérmico" |
| C_dot[2]+C_dot[4]+Z_dot[4]=C_dot[5]           | "Cámara de mezcla"          |
| C_dot[5]+C_dot[7]+Z_dot[5]=C_dot[6]+C_dot[8]  | "Tina de calentamiento"     |
| C_dot[9]+C_dot[8]+Z_dot[6]=C_dot[7]           | "Quemador"                  |

**"Ecuaciones auxiliares"**

|                                                          |                                       |
|----------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| C_GN=0.000007796 [\$/kJ]                                 | "Costo del gas natural en USD por kJ" |
| C_EG=0 [\$/kJ]                                           | "Costo de la energía geotérmica"      |
| C_dot[1]=B[1]*C_GN                                       | "Proposición 5"                       |
| C[2]=C[3]                                                | "Proposición 3b"                      |
| C_dot[10]=B[10]*C_EG                                     | "Proposición 5"                       |
| $(C\_dot[5]+C\_dot[7]) / (B[5]+B[7]) = C\_dot[8] / B[8]$ | "Proposición 2"                       |

$C\_dot[9]=B[9]*C\_GN$

"Proposición 5"

**"Cálculo de costos unitarios de recursos y productos de los equipos"**

**"Recursos"**

$c\_F[1]=(C\_dot[1])/(B[1])$   
 $c\_F[2]=(C\_dot[10])/B[10])$   
 $c\_F[3]=(C\_dot[2]+C\_dot[4])/(B[2]+B[4])$   
 $c\_F[4]=(C\_dot[5]+C\_dot[7]-C\_dot[8])/(B[5]+B[7]-B[8])$   
 $c\_F[5]=(C\_dot[9])/B[9])$

**"Productos"**

$c\_P[1]=(C\_dot[2]+C\_dot[3])/(B[2]+B[3])$   
 $c\_P[2]=(C\_dot[4]-C\_dot[3])/(B[4]-B[3])$   
 $c\_P[3]=(C\_dot[5])/B[5])$   
 $c\_P[4]=(C\_dot[6])/B[6])$   
 $c\_P[5]=(C\_dot[7]-C\_dot[8])/(B[7]-B[8])$

$r[1]=((c\_P[1]-c\_F[1])/c\_F[1])*100$   
 $r[2]=0$   
 $r[3]=((c\_P[3]-c\_F[3])/c\_F[3])*100$   
 $r[4]=((c\_P[4]-c\_F[4])/c\_F[4])*100$   
 $r[5]=((c\_P[5]-c\_F[5])/c\_F[5])*100$

**"Adecuación de las unidades de los costos"**

**"Costos unitarios de los flujos de exergía"**

DUPLICATE i=1,10 "Convertir de \$/kJ a \$/GJ"  
 $C\_GJ[i]=C[i]*1000000$   
 END

**"Costos exergoeconómicos"**

DUPLICATE i=1,10 "Convertir de \$/s a \$/h"  
 $C\_dot\_h[i]=C\_dot[i]*3600$   
 END

**"Costos unitarios de recursos"**

DUPLICATE i=1,5 "Convertir de \$/kJ a \$/GJ"  
 $C\_FGJ[i]=c\_F[i]*1000000$   
 END

**"Costos unitarios de productos"**

DUPLICATE i=1,5 "Convertir de \$/kJ a \$/GJ"  
 $C\_PGJ[i]=c\_P[i]*1000000$   
 END

**"Costo destrucción de exergía"**

DUPLICATE i=1,5 "Convertir de \$/s a \$/h"  
 $C\_dot\_Dh[i]=C\_dot\_D[i]*3600$   
 END

**"Costos de los equipos"**

DUPLICATE i=1,6 "Convertir de \$/s a \$/h"  
 $Z\_dot\_h[i]=Z\_dot[i]*3600$   
 END

Evaluación del uso de energía geotérmica e implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural

## ACCIONES DE DIVULGACIÓN

## PRESENTACIÓN EN CONGRESOS



El Gobierno del Estado de Michoacán, a través del Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación, en colaboración con el Tecnológico Nacional de México, campus Instituto Tecnológico de Morelia y el respaldo del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología otorgan la presente:

# CONSTANCIA

**LUIS F. VILLALÓN-LÓPEZ; VÍCTOR M. AMBRIZ-DÍAZ; VÍCTOR DANIEL JIMÉNEZ MACEDO**  
A: **POR LA EXPOSICIÓN DE SU PONENCIA ANÁLISIS TERMODINÁMICO Y METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN UN TUBO VÓRTEX PARA EVITAR EL CONGELAMIENTO EN EL PROCESO DE DESCOMPRESIÓN DEL GAS NATURAL EN EL EJE 1. INVESTIGACIÓN BÁSICA DE LA MESA 2: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA**

En el marco de las actividades académicas del



16 CONGRESO NACIONAL de CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN

y el



10 Encuentro de Jóvenes Investigadores del Estado de Michoacán

Morelia, Michoacán, a 22 de Octubre de 2021



**Biol. María Piedad Trujillo García**  
Directora General del Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación del Estado de Michoacán



**Dr. José Luis Gil Vázquez**  
Director del Tecnológico Nacional de México, campus Instituto Tecnológico de Morelia

## PUBLICACIÓN DE ARTÍCULOS CIENTÍFICOS

10/2/23, 11:02

Correo de UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO - [CN] Acuse de recibo del envío



Luis Fernando Villalón López <1548085e@umich.mx>

---

### [CN] Acuse de recibo del envío

1 mensaje

Revista Ciencia Nicolaita <ciencianicolaita.publicaciones@umich.mx>

10 de octubre de 2022, 17:45

Responder a: Pedro Corona Chávez <pedro.corona@umich.mx>

Para: Luis Fernando Villalón López <1548085E@umich.mx>

Luis Fernando Villalón López:

Gracias por enviar el manuscrito "Análisis termodinámico del proceso de descompresión del gas natural, implementando un tubo vórtex y energía geotérmica" a Ciencia Nicolaita. Con el sistema de gestión de publicaciones en línea que utilizamos podrá seguir el progreso a través del proceso editorial tras iniciar sesión en el sitio web de la publicación:

URL del manuscrito: <https://www.cic.cn.umich.mx/cn/authorDashboard/submission/695>

Nombre de usuario/a: lfervandovill

Si tiene alguna duda puede ponerse en contacto conmigo. Gracias por elegir esta editorial para mostrar su trabajo.

Pedro Corona Chávez