

Ciencia Nicolaita 89

ISSN: 2007-7068



Universidad
Michoacana
de San Nicolás
de Hidalgo

Análisis termodinámico del proceso de descompresión del gas natural, implementando un tubo vórtex y energía geotérmica

Thermodynamic assessment of a natural gas decompressing process, implementing a vortex tube and geothermal energy

Luis F. Villalón-López, Carlos Rubio-Maya, Víctor M. Ambriz-Díaz

Para citar este artículo: Villalón-López Luis F., Rubio-Maya Carlos, Ambriz-Díaz Víctor M., 2023. Análisis termodinámico del proceso de descompresión del gas natural, implementando un tubo vórtex y energía geotérmica. Ciencia Nicolaita no. 89, 114-127. DOI: <https://doi.org/10.35830/cn.vi89.695>



Historial del artículo:

Recibido: 4 de marzo de 2023

Aceptado: 4 de julio de 2023

Publicado en línea: diciembre de 2023



Ver material suplementario



Correspondencia de autor: carlos.maya@umich.mx



Términos y condiciones de uso: <https://www.cic.cn.umich.mx/cn/about/privacy>



Envíe su manuscrito a esta revista: <https://www.cic.cn.umich.mx/cn/about/submissions>



Análisis termodinámico del proceso de descompresión del gas natural, implementando un tubo vórtex y energía geotérmica

Thermodynamic assessment of a natural gas decompressing process, implementing a vortex tube and geothermal energy

Luis F. Villalón-López¹, Carlos Rubio-Maya², Víctor M. Ambriz-Díaz³

¹Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería Mecánica, Morelia, Michoacán, 1548085E@umich.mx

²Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Facultad de Ingeniería Mecánica, Morelia, Michoacán, carlos.maya@umich.mx

³Tecnológico Nacional de México/I. T. Chihuahua, victor.ad@chihuahua.tecnm.mx

Resumen

El gas natural comprimido al pasar por el proceso de descompresión para su uso final, sufre un descenso de temperatura asociado al efecto Joule-Thomson. Esta reducción de temperatura provoca una obstrucción en las tuberías del equipo de descompresión, interrumpiendo el suministro continuo. Para evitar el congelamiento, en este trabajo se propone aumentar la temperatura del gas natural utilizando un tubo vórtex y un precalentamiento geotérmico. La viabilidad técnica de la propuesta se determina mediante un análisis termodinámico, simulando el modelo energético con un software de ingeniería. Los resultados muestran un aumento en la eficiencia energética del sistema y un ahorro de hasta una tercera parte de la energía que se utilizaría en un sistema convencional de precalentamiento.

Palabras clave: Efecto Joule-Thomson, Tubo vórtex, energía geotérmica, gas natural, descompresión.

Abstract

As compressed natural gas undergoes a decompression process for its final use, a temperature drop is caused due to the Joule-Thomson effect. This temperature reduction creates an obstruction in the decompression equipment pipes, interrupting the continuous supply. In this work it is proposed to increase the temperature of natural gas using a vortex tube and geothermal preheating to avoid freezing. The technical feasibility of the proposal is determined through a thermodynamic

analysis, simulating the energy model through an engineering software. The results show an increase in the energy efficiency of the system and a reduction of up to one third of the energy that would be used in a conventional preheating system.

Keywords: Joule-Thomson effect, vortex tube, geothermal energy, natural gas, decompression.

1. Introducción

El consumo global de gas natural se ha incrementado en los últimos años debido a la estabilidad de su precio y al menor impacto ambiental comparado con otros combustibles de origen fósil (IEA, 2022). Sin embargo, su almacenamiento, transporte y distribución aún presenta varios retos por resolver. Entre estos retos, destaca la compresión/descompresión del gas natural para poder efectuar su transporte. El método del gas natural comprimido consiste en comprimir el gas natural a presiones entre 200 y 250 bar hasta un volumen del 1% de su volumen original a condiciones atmosféricas y luego depositarlo en tanques a presión, los cuales son distribuidos a los lugares de destino. El método anterior, idealmente es utilizado para transportar el gas natural a cortas distancias (Mokhatab *et al.*, 2006).

El proceso de compresión/descompresión del gas natural, se lleva a cabo en estaciones compresoras y descompresoras. Sin embargo, surgen ciertas problemáticas que deben ser atendidas para mejorar las técnicas ya existentes en dichos procesos. En el caso del gas natural, cuando su temperatura se ve severamente reducida al ser descomprimido, se forman pequeñas estructuras cristalinas conocidas como hidratos, de apariencia sólida cristalina, similares al hielo, pero constituidos por moléculas de gas, rodeadas por una malla de moléculas de agua. Básicamente, es hielo que contiene gas, fenómeno provocado por el efecto Joule-Thomson el cual establece que un gas al ser expandido súbitamente, sufrirá también un cambio en su temperatura y puede describirse a partir de un coeficiente que matemáticamente se define como la derivada parcial de la presión, respecto de la temperatura a una entalpia constante.

Para evitar el congelamiento por el efecto Joule-Thomson se han propuesto varios sistemas de precalentamiento, principalmente para mejorar la eficiencia del sistema y disminuir el consumo de gas (Rahman, 2011). Ashouri *et al.* (2014), analizan un sistema

de precalentamiento indirecto, calentando agua a 70°- 90°C por medio de calentadores que consumen gas natural de la propia línea de la estación descompresora. Los resultados de este estudio ayudaron a determinar los valores mínimos de temperatura para evitar la formación de hidratos y, en consecuencia, a partir de los valores determinados, lograr el diseño de sistemas de precalentamiento por medio de tinas en el proceso de descompresión del gas natural. El procedimiento implementado puede alcanzar ahorros en el consumo de gas natural de hasta un 43%. Arabkoohsar *et al.* (2015), proponen un sistema de precalentamiento convencional. El procedimiento consiste en agregar un precalentamiento solar en la estación para reducir el consumo de gas natural. En el procedimiento, también se propone sustituir la válvula de expansión por un turbo-expansor para poder utilizar la exergía del gas natural. Ghezlbash *et al.* (2016), presentan una propuesta innovadora utilizando energía geotérmica y un dispositivo conocido como tubo vórtex que trabaja bajo el denominado efecto Ranque-Hilsch (Smith *et al.*, 2008).

Lo anterior ha motivado a los autores de este trabajo a realizar un análisis termodinámico de la implementación de un tubo vórtex para evitar el congelamiento por efecto Joule-Thomson en el proceso de descompresión del gas natural. Los tubos vórtex son dispositivos que funcionan normalmente con aire comprimido, pero en este caso se utilizará el gas natural. En el tubo vórtex, literalmente entra aire y es dividido en dos partes: gas frío en un extremo, y gas caliente en el otro. Este principio de funcionamiento del tubo vórtex, es la base teórica de este trabajo. El objetivo de esta investigación es modelar y simular el comportamiento de una estación descompresora de gas natural implementando un tubo vórtex para aumentar la temperatura del flujo de gas y un precalentamiento geotérmico para elevar la temperatura de la salida fría del tubo vórtex para así reducir el consumo de gas natural en el precalentamiento tradicional.

2. Descripción del proceso e implementación de la energía geotérmica y tubo vórtex

La Figura 1, muestra el esquema de una estación de gas natural con un tubo vórtex y un precalentamiento geotérmico. El gas a alta presión llega de ser transportado por camiones hasta la estación descompresora y entra a ella por el tubo vórtex el cual divide el flujo en dos, una rama caliente y otra fría. El flujo frío sale del equipo a través de una boquilla de aire, mientras que el flujo caliente sale por una válvula cónica en el lado opuesto del tubo. Dicha válvula regula el porcentaje de flujo frío y caliente que saldrá por cada lado. 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 (García y Rubio-Maya, 2010). El 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). Dentro del tubo vórtex se tiene una pequeña caída de presión, por lo cual el gas natural tiende a expandirse ligeramente. La rama fría pasa

a la etapa de precalentamiento geotérmico, donde llega hasta un tubo en U (un par de tubos unidos en su base mediante un codo de 180 ° formando una U, lo cual hace referencia a su nombre) que sirve como intercambiador de calor, el cual es enterrado debajo de la superficie, donde eleva su temperatura hasta un valor similar al de la rama caliente, debido al aporte de calor geotérmico. Aunque normalmente los tubos en U están hechos de polietileno o polipropileno, dicho intercambiador está fabricado con acero inoxidable 316, por su mayor resistencia mecánica para soportar las altas presiones que maneja el gas natural comprimido.

Posteriormente, después de que el gas de la rama fría eleva su temperatura, este se junta con el gas de la rama caliente en una cámara de mezcla. Una vez que los flujos se han mezclado pasan a una tina de calentamiento, donde ocurre la expansión del gas natural a través de una válvula de expansión. En esta etapa es donde se presenta en mayor medida el efecto Joule-Thomson al ser expandido de manera súbita. Es por eso que, a su vez, el gas natural recibe calor nuevamente a través de la tubería que funciona como otro intercambiador de calor, el cual absorbe el calor de agua caliente que se encuentra circulando en la

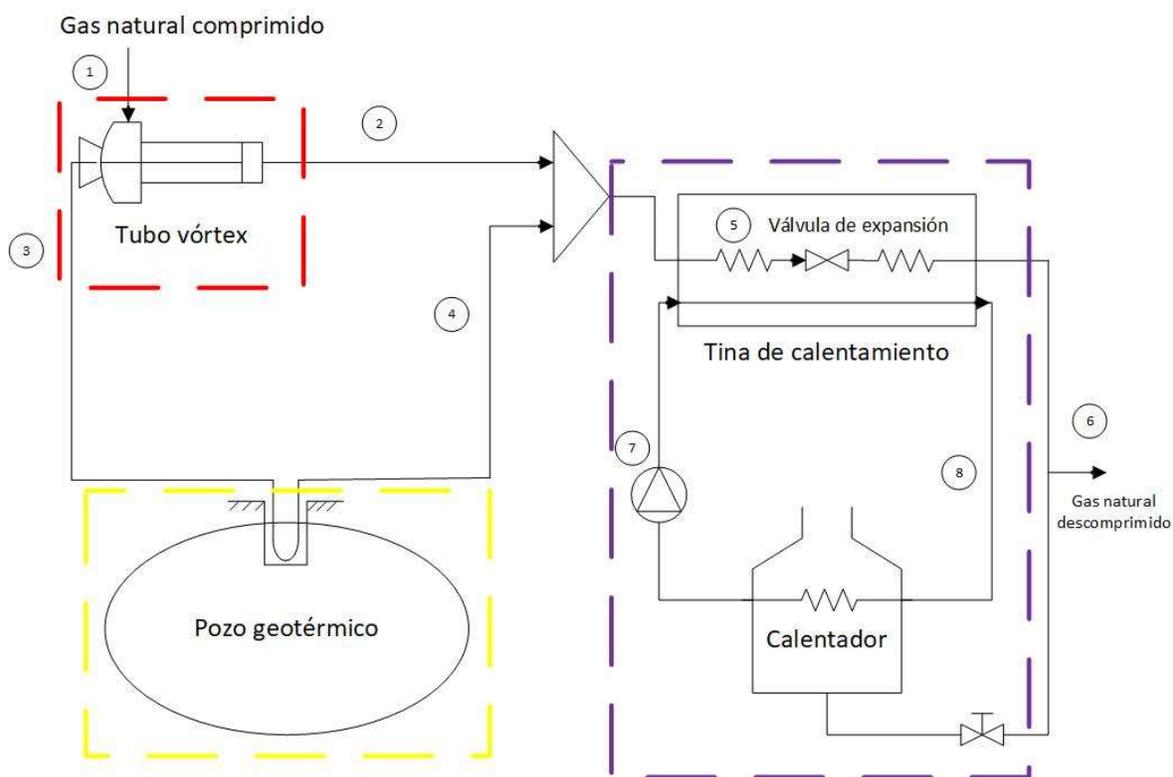


Figura 1. Esquema de la estación descompresora (morado) con tubo vórtex (rojo) y precalentamiento geotérmico (amarillo).

tina de calentamiento para mantener la temperatura del gas en un rango donde no se produzca un congelamiento. Dicha agua caliente es potenciada por un calentador el cual bombea el agua hacia la tina, el mismo gas natural descomprimido que llega al final de la estación se utiliza como combustible para elevar la temperatura del agua. Una vez pasado por este proceso, el gas natural finalmente llega a la salida de la estación para ser almacenado o usado de acuerdo a la necesidad del consumidor.

2.1. Consideraciones generales para el modelado

Las consideraciones generales para el análisis del sistema de descompresión se presentan a continuación:

- El flujo se considera estacionario y estable.
- El flujo es compresible.
- Los cambios de energía cinética (ΔEc) y energía potencial (ΔEp) de todos los equipos son despreciables, debido a que serán relativamente muy pequeños.
- Las tuberías del sistema se asumen adiabáticas con el ambiente.
- El gas natural será tratado como una mezcla de gas real.
- El gas natural llega a la estación con una temperatura ambiente (20 °C) y una presión de 250 bar.
- La tina de calentamiento se encuentra a una temperatura de 62 °C.
- El gas natural descomprimido tiene una presión de 3 bar y se mantiene a una temperatura similar que la de entrada (20 °C).
- La presión en los estados intermedios se supone casi constante, solo disminuye en la etapa de expansión y en el tubo vórtex.
- El flujo de gas natural que sale de la estación es de $300 \text{ m}^3/\text{h}$.

Para el sistema propuesto, el gas natural no se considera como un gas ideal, sino como una mezcla de gases reales y se debe tomar en cuenta las propiedades de cada uno de los hidrocarburos que lo conforman, para lo cual se toma como referencia los valores máximos y mínimos permitidos en la norma NOM-001-SECRE-2010. La composición del gas natural seleccionada para este trabajo se describe en la Tabla 1. Dicha

composición se ingresa en forma del porcentaje, equivalente a su fracción de masa.

Tabla 1
Composición 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

Con esta composición se realiza el modelo para los distintos equipos del sistema. Las temperaturas y presiones del sistema se establecen de acuerdo a las suposiciones iniciales y a las ecuaciones de balance de energía por primera ley.

3. Modelado termodinámico

3.1. Gas natural

Para conocer las propiedades del gas natural es necesario conocer las fracciones de masa y molares de cada hidrocarburo y elemento que lo conforman. Existen dos formas de obtener las fracciones de masa y molar, según el tipo de porcentaje que se conozca de la composición del gas natural: porcentaje de masa o de volumen. Una vez obtenido dichos datos, se procede a determinar el resto de propiedades tales como la constante de gas de la mezcla, su densidad, su calor específico, su viscosidad y la conductividad térmica. La Tabla 2, muestra un resumen de las propiedades que se caracterizan en el sistema, con sus respectivas ecuaciones.

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 mediante la primera ley, se obtiene:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 + \dot{m}_3 \quad (1)$$



Tabla 2
Propiedades del gas natural en el sistema

Propiedad	Ecuaciones	Observaciones
Fracción de masa	$f m_i = \frac{m_i}{m_{GN}}$	Se considera la fracción de masa equivalente al porcentaje en la composición.
Masa molar	$M_{GN} = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \frac{f m_i}{M_i}}$	Se debe conocer la masa molar de cada componente.
Fracción molar	$y_i = f m_i \frac{M_{GN}}{M_i}$	--
Constante de gas	$R_{GN} = \frac{R_u}{M_{GN}}$	--
Factor de compresibilidad	$Z_{GN} = \sum_{i=1}^k y_i Z_i$ $P_{GN} V_{GN} = Z_{GN} R_{GN} T_{GN}$	Cada Z individual se obtiene a partir de sus temperaturas y presiones reducidas. Se obtuvo el valor para las condiciones de salida de la estación.
Densidad	$\rho_{GN} = \frac{1}{V_{GN}}$	Valor obtenido para las condiciones de salida.
Flujo másico	$\dot{m}_{GN} = \dot{V}_{GN} \rho_{GN}$	Este se mantendrá constante a diferencia del caudal volumétrico.
Calor específico	$c_{p,GN} = \sum_{i=1}^k f m_i c_{p,i}$	El calor específico varía en función de la temperatura.
Viscosidad	$\mu_{GN} = \frac{K \cdot e^{(X \cdot (\rho_{GN})^Y)}}{10000}$ $K = \frac{(9.4 + 0.02 M_{GN}) T^{1.5}}{(209 + 19 M_{GN} + T)}$ $X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M_{GN}$ $Y = 2.4 - 0.2 X$	Método empleado por Lee, Gonzáles y Eakin, (1966)
Conductividad térmica	$K_{GN} = \mu_{GN} \left(c_{p,GN} + \frac{2.48}{M_{GN}} \right)$	Correlación de Gambill (1957).

$$\dot{m}_1 h_1 = \dot{m}_2 h_2 + \dot{m}_3 h_3 \quad (2)$$

$$\mu_F (T_1 - T_3) = \mu_C (T_2 - T_1) \quad (5)$$

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:

$$\dot{m}_2 = \mu_C \dot{m}_1 \quad (3)$$

$$\dot{m}_3 = \mu_F \dot{m}_1 \quad (4)$$

Sustituyendo la Ec. (3) y la Ec. (4) en la Ec. (2), se obtiene la Ec. (5), que describe el comportamiento del tubo vórtex en función del porcentaje de frío y calor que se establezca. En la Ec. (5) se utilizó la definición de calor específico para reemplazar la entalpía en función de la temperatura. Adicionalmente, se puede evaluar la temperatura de salida del gas natural caliente, estableciendo el porcentaje de frío y calor y un límite de temperatura fría, el cual no puede descender a menos de 0 °C debido a que formaría hidratos.

3.3. Calor geotérmico requerido

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. El balance de energía, se define mediante la Ec. (6):

$$\dot{Q}_{GN1} + \dot{m}_3 h_3 = \dot{m}_4 h_4 \quad (6)$$

Reordenando la ecuación y utilizando la definición de calor específico, el calor requerido por el gas natural para elevar su temperatura, se define mediante la Ec. (7):

$$\dot{Q}_{GN1} = \dot{m}_3 c_{p,GN} (T_4 - T_3) \quad (7)$$

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:

$$\dot{Q}_{GEO} = 1.25(\dot{Q}_{GN1}) \tag{8}$$

3.4. Diseño térmico del intercambiador geotérmico

El diseño térmico de un intercambiador de calor involucra el análisis de los mecanismos de transferencia de calor presentes para determinar el área necesaria y alcanzar las temperaturas deseadas del proceso (Kern, 1965). Por tanto, las dimensiones del tubo en U para elevar la temperatura del gas natural hasta la temperatura deseada, se conocen a partir del método de diferencia media logarítmica de temperaturas (DMLT), Ec. (9):

$$\dot{Q}_{GEO} = U * A * \Delta T_{ML} \tag{9}$$

Para obtener la DMLT, es necesario definir el diagrama temperatura-longitud (*T-L*), del intercambiador de calor. El valor de ΔT_{ML} se obtiene como se muestra en la Figura 2.

Una vez definidas las diferencias de temperaturas en los extremos del intercambiador de calor, a partir de la Figura 3. La DMLT, se puede definir a partir de la Ec. (10):

$$DMLT = \frac{\theta_A - \theta_B}{\ln\left(\frac{\theta_A}{\theta_B}\right)} \tag{10}$$

El coeficiente global de transferencia de calor es definido mediante la relación de diámetros del tubo, el coeficiente de transferencia de calor convectivo, así

como de la conductividad térmica del tubo. Se agrega un término que considera la forma en U del tubo del intercambiador, así como el relleno del pozo, Ec. (11):

$$U = \frac{1}{\left(\frac{R_2}{R_1}\right) \frac{1}{h_{GN}} + \frac{R_2 \ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{k_{TUBO}} + \frac{2\pi R_2}{\beta_0 \left(\frac{R_2}{R_{POZO}}\right)^{\beta_1} * k_{RELLENO}} } \tag{11}$$

La Figura 3 muestra el proceso de transferencia de calor del intercambiador geotérmico. Dicha transferencia se efectúa en el pozo, pasando por el relleno del pozo, el cual está en contacto con el diámetro exterior del tubo, el cual transfiere el calor hacia el interior, hasta llegar al gas natural.

Dónde:

β_0 y β_1 son los factores de forma. Estos coeficientes varían en función de la posición que tienen los tubos dentro del intercambiador. 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.

El radio/diámetro del pozo depende 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. La conductividad térmica del tubo se obtiene de las tablas de conductividad térmica para diversos materiales y el relleno de estudios realizados.

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 con la Ec. (12):

$$Nu = \frac{h_{GN} R_1}{K_{GN}} \tag{12}$$

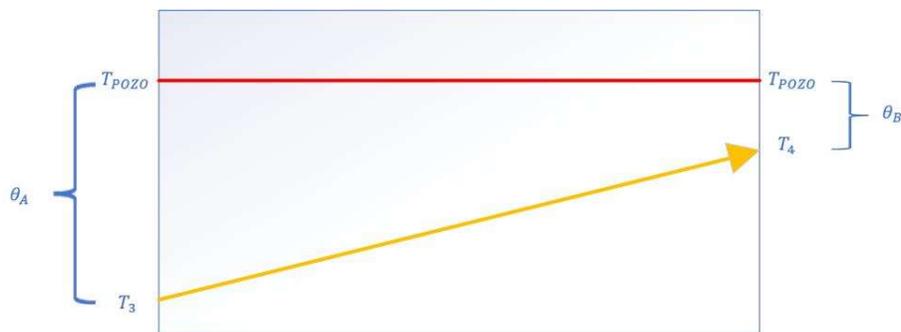


Figura 2. Comportamiento de las temperaturas de entrada y salida del intercambiador.

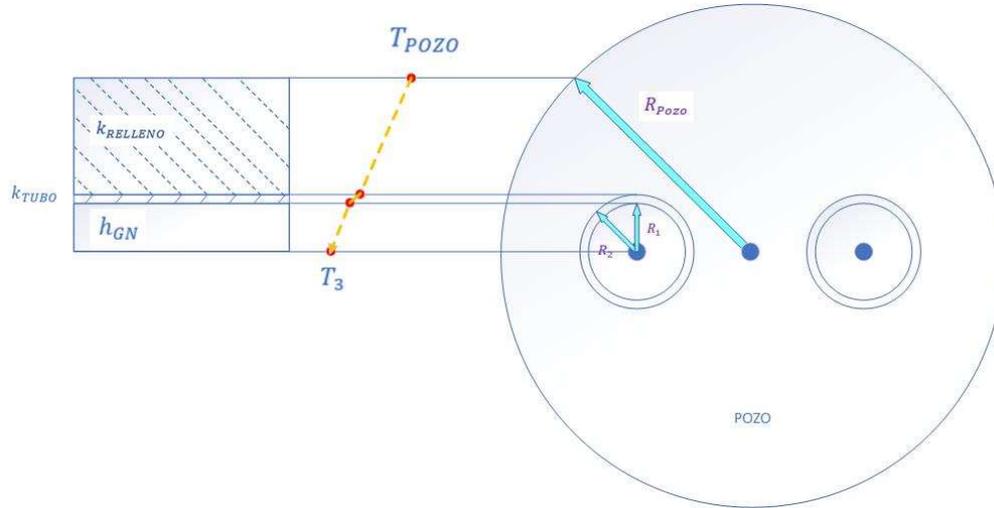


Figura 3. Proceso de transferencia de calor en un tubo en U.

Para obtener el valor del número de Nusselt, se utiliza la ecuación de Gnielinski (1976):

$$Nu = \frac{\left(\frac{f}{8}\right)(Re - 1000)Pr}{1 + 12.7\left(\frac{f}{8}\right)^{0.5}((Pr)^{\frac{2}{3}} - 1)} \quad (13)$$

El número de Nusselt, es función del número de Reynolds, número de Prandtl y del factor de Darcy. Dichos números adimensionales, se pueden obtener a partir de las ecuaciones (14)-(16):

$$Re = \frac{\rho_{GN}U_m D}{\mu_{GN}} = \frac{4\dot{m}_{GN}}{\pi D \mu_{GN}} \quad (14)$$

$$Pr = \frac{\mu_{GN}C_{p,GN}}{K_{GN}} \quad (15)$$

$$f = \frac{(0.790 \ln(Re) - 1.64)^{-2}}{3000 < Re < 5 \times 10^6} \quad (16)$$

Una vez determinado el coeficiente global de transferencia de calor, es posible calcular el área total de transferencia de calor en el intercambiador. El área del tubo considerando (intercambiador de calor), se asume de dos pasos (ida y vuelta):

$$A = 4\pi L_1 R_2 \quad (17)$$

Debido a que la temperatura del pozo (120 °C) no se dará cerca de la superficie, se debe considerar una

longitud de tubo adicional L_2 , hasta el punto donde la temperatura del suelo ya será constante. Para la cual la longitud total del intercambiador es:

$$L = L_1 + L_2 \quad (18)$$

3.5. Tina de calentamiento

Una vez elevada la temperatura del gas natural, éste pasa a la tina de calentamiento. La tina de calentamiento, 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 causara una disminución en la temperatura, la cual se puede determinar mediante la Ec. (19):

$$\Delta T_{JT} = \mu_{JT} \Delta P \quad (19)$$

El calor liberado por el gas natural debido al efecto Joule-Thomson se evalúa mediante la Ec. (20):

$$\dot{Q}_{JT} = \dot{m}_{GN} C_{p,GN} (\Delta T_{JT}) \quad (20)$$

Una vez realizados los balances de masa y energía, y sustituyendo las ecuaciones correspondientes se obtiene la Ec. (21), la cual determina el flujo de calor necesario en la tina de calentamiento, considerando el efecto Joule-Thomson:

$$\dot{Q}_{GN2} = \dot{m}_{GN} C_{p,GN} (\Delta T_{JT} + T_6 - T_5) \quad (21)$$

Al igual que con el flujo de calor geotérmico, se agrega un factor de seguridad del 25% considerando posibles pérdidas de calor:

$$\dot{Q}_{TINA} = 1.25(\dot{Q}_{GN2}) \quad (22)$$

El flujo de agua necesario en la tina para satisfacer las condiciones del flujo de calor requerido se determina con la Ec. (23):

$$\dot{Q}_{TINA} = \dot{m}_{H_2O} C_{p,H_2O} (T_7 - T_8) \quad (23)$$

La cantidad de combustible (gas natural de la misma estación) que se requiere para calentar el agua de la tina se determina a partir de la Ec. (24):

$$\dot{Q}_{TINA} = PC(\dot{m}_{FUEL}) \quad (24)$$

Al dividir este flujo entre el flujo total de la estación, se obtiene el porcentaje de gas natural que se utilizará como combustible, Ec. (25):

$$\%GN = \frac{\dot{m}_{FUEL}}{\dot{m}_{GN}} \quad (25)$$

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. Resultados y discusiones

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 establecidas en el modelo termodinámico, 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.

4.1. Resultados del modelado del gas natural

Una vez establecidas las fracciones de masa y con el valor de la masa molar de cada componente obtenido de tablas de propiedades termodinámicas (Cengel *et al.*, 2011), 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.

Las fracciones molares son similares al porcentaje de la composición, pero su ligera variación puede afectar los resultados, es por eso su importancia al momento de definir las propiedades dentro del sistema, ya que, al involucrar la masa molar, se tiene la certeza de la cantidad exacta de cada componente en la mezcla.

La Tabla 3, presenta los resultados de presión, temperatura y flujo másico en los diversos flujos del sistema.

Tabla 3
Resultados de presión, temperatura y flujo másico

Flujo	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (kg/s)
1	25000	20	0.1734
2	23000	55	0.05201
3	23000	5	0.1214
4	23000	55	0.1214
5	23000	55	0.1734
6	300	20	0.1734
7	101.3	62	0.3905
8	101.3	25	0.3905

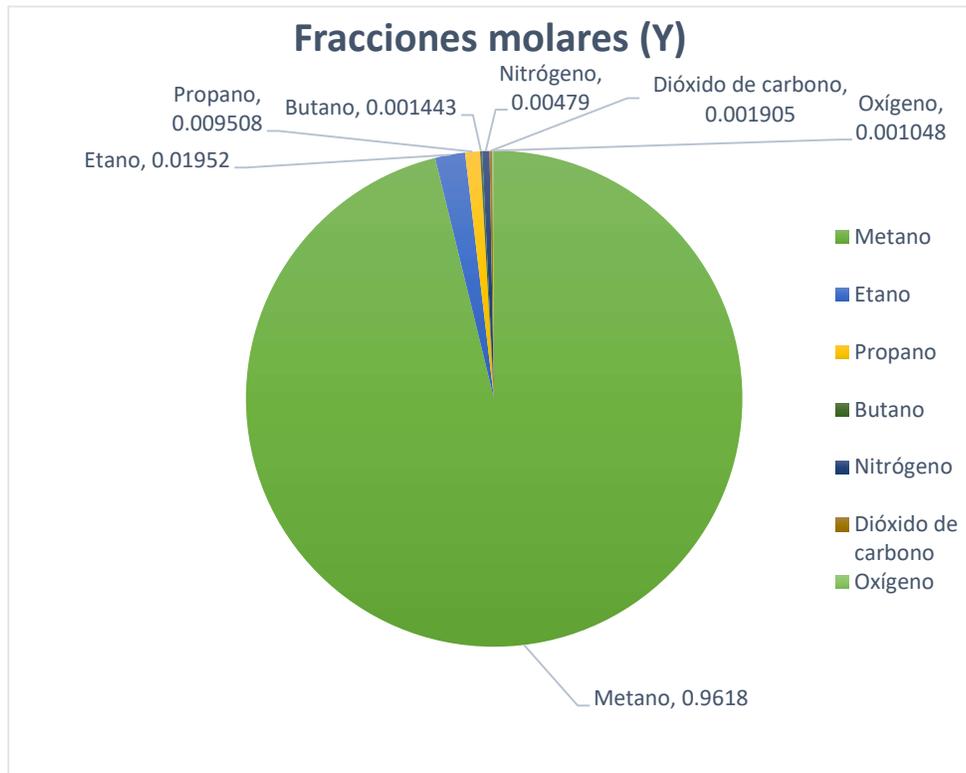


Figura 4. Fracciones molares en la composición del gas natural.

El flujo másico dentro de la estación es relativamente pequeño al compararse con el flujo másico típico de un gasoducto, por lo cual la capacidad de esta será de igual forma pequeña. La salida del flujo caliente en el tubo vórtex T_2 , se obtiene de su ecuación de balance (Ec. 5), y esta, brinda un aumento de 35 °C en la temperatura del gas natural, siendo su valor de 55 °C, aunque sea un pequeño porcentaje del flujo de masa, esto permite que la cantidad de flujo que llega al intercambiador geotérmico sea menor y requiera menos área de transferencia de calor, la cual se refleja en un intercambiador de menor profundidad. La temperatura de la tina permite que el consumo de agua \dot{m}_7 , tampoco sea excesivo, siendo de 0.3905 kg/s y por tanto se tenga un costo de operación menor.

Las propiedades del gas natural calculadas con las ecuaciones mostradas en las secciones anteriores se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4
Propiedades del gas natural obtenidas

Propiedad	Variable	Valor	Unidades
Constante de gas	R_{GN}	0.4957	kJ/kg-K
Factor de compresibilidad	Z_{GN}	0.9923	--
Volumen específico	\dot{V}_{GN}	0.4807	m^3/kg
Densidad	ρ_{GN}	2.081	kg/m^3
Calor específico geotérmico	$Cp_{GN,GEO}$	3.482	kJ/kg-K
Calores específico tina	$Cp_{GN,TINA}$	3.027	kJ/kg-K
Viscosidad	μ_{GN}	0.0222	cP
Conductividad térmica	K_{GN}	0.00009061	kW/m-K

Los valores de las propiedades calculadas, tales como viscosidad y conductividad térmica se encuentran dentro del rango esperado, lo cual brinda un buen indicio de la certeza de los datos. Algunos otros, tales como el calor específico o el factor de compresibilidad se acercan en gran medida a los valores del

metano, esto debido al gran porcentaje que constituye este hidrocarburo en la composición del gas natural.

4.2. Resultados del aporte geotérmico y el diseño del intercambiador geotérmico

Al realizar el análisis termodinámico se obtienen el valor de los flujos del calor, así como todos los datos para caracterizar el intercambiador geotérmico. Estos resultados se muestran en la Tabla 5. Se muestran en una sola sección debido a su estrecha relación.

Tabla 5
Resultados del análisis del precalentamiento geotérmico

Propiedad	Variable	Valor	Unidades
Flujo de calor, precalentamiento geotérmico	\dot{Q}_{GEO}	26.41	kW
Delta medio de temperatura	ΔT_{ML}	87.64	K
Número de Reynolds	Re	351882	--
Número de Prandtl	Pr	0.8496	--
Factor de Darcy	f	0.01401	--
Número de Nusselt	Nu	552.2	--
Coefficiente convectivo	H_{GN}	4.429	$kW/m^2 - K$
Coefficiente global de transferencia de calor	U	0.04449	$kW/m^2 - K$
Área de transferencia de calor	A	6.773	m^2
Longitud adicional del intercambiador	L_2	30	m
Longitud total del intercambiador	L	72.44	m

El análisis del aporte geotérmico arroja como resultado un flujo de calor \dot{Q}_{GEO} , de 26.41 kW. Este valor es pequeño respecto a la capacidad que pueden llegar a tener algunos sistemas geotérmicos, siendo incluso valores típicos de 100 kW, aunque dependiendo del pozo puede llegar hasta 2 MW. Este valor del flujo de calor indica que el costo del pozo no implicaría un costo elevado. El área de transferencia de calor del intercambiador resulta ser poca también debido al poco flujo de calor requerido y esto se traduce a que la longitud L, sea de 72.44 metros. La longitud obtenida puede considerarse correcta, ya que las longitudes típicas de los pozos geotérmicos de media entalpía se encuentran en el rango de los 50 a 150 metros de profundidad.

El número de Reynolds determina que el tipo de flujo dentro del intercambiador es de carácter turbulento, debido a que se encuentra por encima de 10000 y junto al valor de Prandtl (0.8496), se encuentran dentro del rango aceptable para aplicar la ecuación de Gnielinski para obtener el valor del número de Nusselt.

4.3. Resultados del modelado de la tina de calentamiento

Los resultados del análisis en la tina de calentamiento se muestran en la Tabla 6. Dichos resultados muestran el flujo de calor en la tina de calentamiento, así como el combustible requerido para dicho proceso.

Tabla 6
Resultados del análisis en la tina de calentamiento

Propiedad	Variable	Valor	Unidades
Cambio de temperatura por efecto JT	ΔT_{JT}	127.1	K
Flujo de calor, tina de calentamiento	\dot{Q}_{TINA}	60.43	kW
Porcentaje de combustible	%GN	2.046	%

Debido a que la presión del gas natural se reduce súbitamente desde una presión alta de 25 MPa hasta una presión baja de 0.3 MPa (ver Tabla 3), el descenso de temperatura debido al efecto Joule-Thomson es muy drástico, presentando una diferencia de temperatura entre la entrada y salida de la tina de calentamiento de 127.1 K. Esto se atribuye a que el coeficiente de Joule-Thomson es de 5.6 °C/MPa, valor típico en aplicaciones industriales.

El flujo de calor requerido en la tina de calentamiento \dot{Q}_{TINA} , es mayor al requerido en el aporte geotérmico, esto se debe principalmente a que es en esta etapa donde se manifiesta en gran medida el efecto Joule-Thomson, por lo cual se requiere dicha cantidad de calor para mantener la temperatura del gas natural por encima del punto de congelación.

El último resultado relevante del estudio, indica que solo se requiere de 2.046% del combustible que se entrega en la estación, como combustible para potenciar el calentador de agua que alimenta la tina. Dicho valor refleja un ahorro importante debido a que otros sistemas tradicionales utilizan hasta el 5%.



4.4. Variación en el porcentaje del flujo frío y caliente en el tubo vórtex

Un 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, a menor flujo caliente mayor será esa temperatura de salida, pero a su vez será una mayor cantidad de flujo que necesite pasar después por el intercambiador de calor 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 Figura 5, muestra una variación de frío desde 65% hasta 85% y su influencia sobre los flujos de calor requeridos tanto en la tina de calentamiento como en el intercambiador geotérmico

La primera impresión de estos resultados, podría resultar en usar los valores en el punto dónde las líneas se intersecan, pero esto no es del todo correcto. Al modificar el valor del flujo de calor geotérmico requerido, aumentará también la longitud del intercam-

biador de calor, lo que a su vez se traduce en un aumento del costo del sistema. Se deben tomar en consideración dichos costos para encontrar la configuración óptima.

5. Conclusiones

El sistema de precalentamiento por medio de la implementación de un tubo vórtex y energía geotérmica como aporte geotérmico resultan ser bastante viables, además de aumentar la eficiencia del sistema de descompresión de gas natural. Se puede ahorrar energéticamente hasta una tercera parte de combustible de lo que normalmente se utilizaría en un sistema convencional.

Se observa que el valor de la longitud del intercambiador geotérmico resulta favorable, siendo de 72.06 m una profundidad aceptada para un recurso de mediana entalpía, por lo que la inversión en dicho intercambiador no requerirá de perforaciones muy profundas.

Los flujos de calor permiten que los flujos de agua utilizados para suministrar calor de 69.07 kW en la tina de calentamiento no sean excesivos, lo cual significa un ahorro económico, ya que las bombas utilizadas para mover esos flujos no requerirán grandes caudales y por tanto serán de menor tamaño. Por último, el ahorro de combustible permitirá reducir costos de

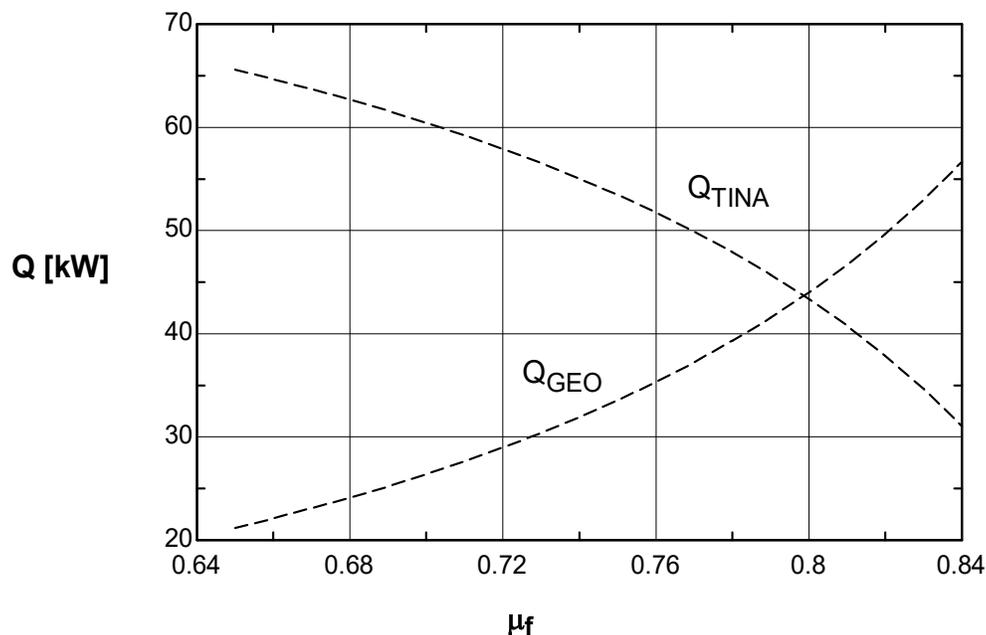


Figura 5. Variación del porcentaje de salida frío del tubo vórtex y su influencia en los flujos de calor.

operación para hacer de este tipo de sistemas una opción más viable para las empresas distribuidoras de gas natural al solo utilizar un 2.046% del gas natural de la estación. Aún es posible realizar un análisis más a fondo modificando las diversas variables del sistema para lograr una mejor configuración.

Comparando los resultados obtenidos con los costos de operación y la eficiencia energética de una estación descompresora con precalentamiento convencional, puede afirmarse que la propuesta analizada es viable y atiende la necesidad de reducir el consumo del propio gas natural en la etapa de precalentamiento para generar un ahorro económico a los usuarios finales.

Nomenclatura

A	Área (m^2)
C_p	Calor específico ($kJ/kg \cdot K$)
D	Diámetro (m)
f	Factor de Darcy
fm	Fracción de masa
h	Coefficiente de transferencia de calor por convección ($kW/m^2 \cdot K$)
K	Conductividad térmica ($Btu/h \cdot ft \cdot R, kW/m \cdot K$)
L	Longitud (m)
M	Masa molar ($kg/kmol$)
\dot{m}	Flujo másico (kg/s)
Nu	Número de Nusselt
R	Constante de gas ($kJ/kg \cdot k$)
R_u	Constante Universal de gases ($kJ/kmol \cdot k$)
P	Presión (kPa)
Pr	Número de Prandtl
\dot{Q}	Flujo de calor (kW)
R	Radio (m)
Re	Número de Reynolds
T	Temperatura ($^{\circ}C, K, R$)
U	Coefficiente global de transferencia de calor ($kW/m^2 \cdot K$)
ν	Volumen específico (m^3/kg)
\dot{V}	Caudal (m^3/h)
y	Fracción molar
Z	Factor de compresibilidad
$\%GN$	Porcentaje de gas natural (%)

Letras griegas

β	Factor de forma
θ	Cambio de temperatura ($^{\circ}C, K$)
ΔT	Diferencia de temperatura ($^{\circ}C, K$)
ΔP	Diferencia de presión (kPa)
ΔT_{ML}	Diferencia media logarítmica de temperatura ($^{\circ}C$)
μ	Viscosidad (cP)
μ_C	Fracción caliente
μ_F	Fracción fría
μ_{JT}	Coefficiente de Joule-Thomson ($^{\circ}C/MPa$)
ρ	Densidad (kg/m^3)

Subíndices

C	Caliente
F	Frío
GEO	Precalentamiento geotérmico
GN	Gas natural
H_2O	Agua
i	Componente
$TINA$	Tina de calentamiento
1, ..., 9	Flujos

Referencias

- Airmasters España. "Tubo Vortex AIR-M4H", AirMasters, <https://www.air-masters.eu/es/tubo-vortex/77-145-tubo-vortex-air-m4h.html>, [consultado el 17 de enero de 2022].
- Alvarado, D., & Bánzer, C., 2002. "Recuperación térmica de petróleo.", Issuu, <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac>, [consultado el 6 de mayo de 2022].
- Arabkoohsar, A. *et al.*, 2015. A new design for natural gas pressure reduction points by employing a turbo expander and a solar heating set: *Renewable Energy*, 81, 239-250. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.043>.
- Ashouri, E. *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, 230-240. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.08.005>.
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. 2011. *Termodinámica: Mcgraw Hill Education*, p 700-723, ISBN: 9786071507433



- Diaz Molina, O. P., Valoración del potencial energético basado en el recurso geotérmico de baja entalpía en la isla de Gran Canaria: Máster Universitario en eficiencia energética, *Universidad de las Palmas de Gran Canaria.*, p. 12-19
- García, P. A. C., & Rubio-Maya, C., 2010. Estudio experimental del fenómeno ranque-hilsch en un tubo vórtice: *Memorias del XVI Congreso Internacional Anual de la SOMIM*, ISBN: 9786079530938
- Ghezelbash, R., Farzaneh-Gord, M., Sadi, M., 2016. Performance assessment of vortex tube and vertical ground heat exchanger in reducing fuel consumption of conventional pressure drop stations: *Applied Thermal Engineering*, 102, 213–226. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.110>.
- IEA, 2022. World Energy Outlook 2022, International Energy Agency.
- Kern, D. Q., 1965. Process Heat Transfer. New York, U.S.A. *McGraw-Hill*. ISBN: 9781119364825
- Khosvari, M., Arabkoohsar, A., Alsagri, A. S., & Sheikholeslami, M., 2019. Improving thermal performance of water bath heaters in natural gas pressure drop stations: *Applied Thermal Engineering*, 159, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.113829>
- 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>
- Lee, A. B., Gonzalez, M. H., Eakin, B. E., 1966. The viscosity of natural gases: *Journal of Petroleum Technology*, 1, 1-4 (SPE-1340-PA).
- Mokhatab, S., & Poe, W. A., 2006. Handbook of natural gas transmission and processing: *Gulf professional publishing*. p. 1-26, ISBN: 0128158174.
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, “Natural Gas Fuel Basics”, https://afdc.energy.gov/fuels/natural_gas_basics.html, [consultado el 24 junio de 2021].
- Rayo, J. C. L., 2019. Intercambiadores de calor subterráneos en sondeos geotérmicos superficiales: *Energía & Minas: Revista Profesional*, 15, 52-59, ISSN 1699-7743.
- Rahman, M. M., 2011. Power generation from pressure reduction in the natural: *Journal of Mechanical Engineering*, 41(2), 89–95. <https://doi.org/10.3329/jme.v41i2.7472>
- Remund C.P., 1999. Borehole thermal resistance: Laboratory and field studies: *ASHRAE Winter Meeting, Chicago, IL (US)*, ISSN 0001-2505.
- ScienceDirect, “Hydrate Natural Gas - an overview | ScienceDirect Topics”, <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydrate-natural-gas>, [consultado el 25 de junio de 2020].
- Secretaría de Gobernación, “NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural”, [https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm#:~:text=de%20emergencia%20severa\),NORMA%20Oficial%20Mexicana%20NOM%2D001%2DSECRE%2D2010%2C%20Especificaciones,que%20dice%3A%20Estados%20Unidos%20Mexicanos](https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm#:~:text=de%20emergencia%20severa),NORMA%20Oficial%20Mexicana%20NOM%2D001%2DSECRE%2D2010%2C%20Especificaciones,que%20dice%3A%20Estados%20Unidos%20Mexicanos), [consultado el 07 de septiembre de 2021].
- Secretaría de Gobernación, “NORMA Oficial Mexicana NOM-Q-27-1986 Calentadores para agua tipo almacenamiento a base de gas natural o gases licuados de petróleo”, https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4821401&fecha=04/12/1986#gsc.tab=0, [consultado el 03 de marzo de 2022].
- Smith E., Pongjet P., 2008. Review of Ranque–Hilsch effects in vortex tubes: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 1822-1842, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.03.006>.