

ESTUDIO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN, MANEJO Y DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN UN CAMPO PETROLERO VENEZOLANO



STUDY OF A SYSTEM OF COLLECTION, HANDLING AND DISTRIBUTION OF METANO NATURAL GAS FOR ELECTRICITY GENERATION IN A VENEZUELAN OIL FIELD

Autora: Prieto, Erika¹

eriprieto@gmail.com

Docente ordinario regular, categoría ASOCIADO. LUZ.

RESUMEN

El objetivo general del trabajo consiste en proponer un sistema de recolección, manejo y distribución de gases de venteo (gas metano) para la generación de electricidad, para ello, se requiere seleccionar el suministro de gas metano, de acuerdo a las necesidades en una planta determinada para su reutilización como fuente de combustible. Asimismo, se necesitan escoger los diferentes equipos para la adecuación del gas metano según las condiciones apropiadas para tal propósito, y poder entonces elaborar la distribución del mismo a través de la planta generadora y su posterior consumo como combustible. Este estudio se soportó con los aportes de (Al Daabal, 2012) y (González, 2012). Metodológicamente, este trabajo se concibe como una investigación de tipo descriptiva, documental y aplicada. Dentro de las conclusiones mas resaltantes se tiene que el requerimiento del análisis de factibilidad está estrechamente ligado a la necesidad de suplantar el venteo de gas a la atmósfera por un suministro de combustible a plantas generadoras de electricidad.

Palabras Clave: Gas de venteo (gas metano), fuente de combustible, planta generadora de electricidad.

ABSTRACT

The research overall objective is to propose a system for collection, management and distribution of greenhouse gases blow-off (gas methane) for electricity generation, this requires selecting the methane gas supply, according to the needs at a particular site for reuse as a source of fuel. It also requires choosing the different equipment to the adequacy of the gas methane according to the appropriate conditions for this purpose, and to be able to then develop its distribution through the generating plant and its subsequent fuel consumption as this study endured with the contributions of (Al Daabal, 2012) and (González,

¹ MSc Erika Prieto, estudiante (2013) del Doctorate of Philosophy in Gas Engineering, Tecana American University (TAU), USA.

2012). Methodologically, this work is conceived as a research type of descriptive, documentary and applied. Within the conclusions more striking is that the requirement of the feasibility analysis is closely linked to the need to supplant the venting gas into the atmosphere by a supply of fuel to electricity-generating plants.

Key Words: blow-off gas (gas methane), source of fuel, electricity generating plant

INTRODUCCIÓN

El gas metano, proveniente de los campos petroleros venezolanos, puede aprovecharse como fuente de energía favorable contribuyendo al desarrollo sostenible y sustentable del planeta, por lo tanto resulta conveniente tener conocimiento de la factibilidad del uso de este combustible como suministro a sistemas de generación de electricidad, bien sea para consumo dentro de la misma planta que lo produce como para uso doméstico.

Los sistemas de recolección y manejo de gas metano consisten en una infraestructura adecuada que permita la diversidad en su utilización y fabricación de recursos de productos de gran valor industrial: estaciones de flujo, plantas de tratamiento y de procesamiento, de las cuales se obtiene una cantidad considerable de gas metano como producto secundario. Inicialmente, el gas metano era quemado en “*mechurrios*”² y que hoy en día se han ido modificando todos estos procesos, en función de darle utilidad y aprovechamiento a tan importante combustible fósil dadas sus características en cuanto a valor energético y bajo impacto ambiental.

Como complemento a los sistemas anteriormente descritos se encuentran los sistemas de distribución que consisten en un conjunto de tuberías dispuestas para el transporte del gas sometido a baja, media o alta presión bien sea dentro de los sistemas de recolección y manejo del gas hasta llevarlo a condiciones de especificación para hacerlo llegar a los clientes, que pueden emplearse para consumo dentro de la misma planta como insumo, como combustible para generación de electricidad.

Desde el punto de vista metodológico se requiere de una consulta bibliográfica y reportajes de internet como recurso complementario. Elaborándose pues, una selección completa para el progreso de este trabajo que se corresponde a un procedimiento científico que de acuerdo a su nivel se apega al de una investigación descriptiva, respecto a su diseño de tipo documental y referente a su propósito u objetivos internos es aplicada, puesto que indica dónde se le da utilidad práctica a este sistema de

² El término exacto es antorcha de gas, o gas flare, la cual consiste en una chimenea en la que se queman las descargas gaseosas de una refinería o similar.

recolección, manejo y distribución de gas metano aplicable en un campo petrolero venezolano.

El objetivo general consiste en proponer un sistema de recolección, manejo y distribución de gas metano para la generación de electricidad, para lograrlo se plantearon unos objetivos específicos, tales como: seleccionar el suministro de gas metano, de acuerdo a las necesidades en una planta determinada para su reutilización como fuente de combustible para la generación de electricidad; escoger los diferentes equipos para la adecuación del gas metano a las condiciones apropiadas para la generación de electricidad; y elaborar la distribución de gas metano a través de la planta generadora del mismo para su posterior consumo como combustible para la generación de electricidad.

Las dificultades que pueden presentarse consisten en que no existe información actual disponible que sea detallada en cuanto a los caudales que manejan los mecurrios que actualmente siguen quemándose en diferentes zonas de explotación petrolera y gasífera del país. Razones estas, por las cuales se requiere la profundización de este tema, ya que es muy importante conocer el impacto ambiental de aplicar estos sistemas de generación de electricidad en plantas utilizando estos caudales de gas como combustible, en lugar de ser arrojados a la atmósfera como producto indeseable.

El trabajo queda estructurado en tres capítulos. En el primer capítulo se mencionan los diferentes sistemas de recolección de gas metano en campos petroleros venezolanos, a partir de su producción, cuantificación y calidad del gas de venteo, asimismo, se establecen las condiciones de suministro a los clientes potenciales para proveerles de este gas de venteo como combustible para generación de electricidad. En un segundo capítulo se explica el manejo del gas metano, analizándose desde los procesos de separación para el retiro de impurezas sólidas y líquidas del gas natural; los procesos de compresión, indicando los tipos de plantas y equipos compresores para el requerimiento de presión del manejo del gas; el control del punto de rocío respecto al agua y a los hidrocarburos (factor que es de suma importancia para prevenir taponamiento de tuberías), incluyendo las instalaciones simples de extracción de líquido y tratamiento; y el control de los procesos, revisando continuamente la regeneración de ciertos aditivos en los mismos. En un tercer capítulo se explica la distribución del gas metano a través de la utilización de tuberías para el transporte del gas a la planta termoeléctrica, indicando las condiciones de presión, estableciendo a su vez, las distancias mínimas y máximas, al mismo tiempo se señalan los tipos de clientes y su capacidad de consumo, aplicando luego criterios de selección de algunas plantas termoeléctricas. Y para terminar unas conclusiones en las cuales se explica en detalle la importancia de la creación y puesta en práctica de sistemas de recolección, manejo y distribución de gas de venteo para

emplearlo como combustible en plantas generadoras de electricidad en campos petroleros venezolanos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Enunciado

El aprovechamiento del gas metano, que proviene de los procesos de producción en campos petroleros venezolanos, se considera una contribución al desarrollo sostenible y sustentable del planeta, por lo que resulta conveniente la elaboración de un análisis de la factibilidad de su uso como combustible de los sistemas de generación de electricidad, útil dentro de la misma planta o en comunidades cercanas. Este tipo de combustible puede provenir de los sistemas de recolección y manejo de gas metano, tales como: estaciones de flujo, plantas de tratamiento, y plantas de procesamiento, que anteriormente se quemaban en mechurrios, y que si son reutilizados favorecerían a la conservación del ambiente. Este gas, de ser transportado por los sistemas de distribución en los sistemas de recolección y su manejo hasta llevarlo a condiciones de especificación para hacerlo llegar a los clientes, se puede emplear para consumo en la misma planta como insumo y como combustible para generación de electricidad.

Los clientes que se ven más favorecidos con la generación de electricidad de estas plantas generadoras de electricidad son hospitales, universidades, colectivos habitacionales, plantas de alimentación y bebidas, entre otros. Algunos con mayor o menor consumo, y dependiendo del combustible disponible se puede surtir uno o más sectores de los antes mencionados.

Es necesario ubicarse cerca de la fuente del combustible empleada para producir electricidad. Las centrales a gas se ubican cercanas a un gasoducto. Las plantas eléctricas a gas natural generan bajos costos de transporte al localizarse en o cerca de los lugares donde se consumen.

Algunas plantas termoeléctricas producen electricidad utilizando como combustible gas natural en una caldera diseñada para ello, por lo cual incluyen en sus instalaciones sistemas de almacenamiento del combustible para garantizar la operatividad de la planta. El funcionamiento consiste en el calentamiento de agua líquida hasta convertirla en vapor en un sistema de tuberías producido por una caldera que es accionada por la combustión del gas metano. El agua al evaporarse se sobrecalienta y seca hasta alcanzar altas temperaturas y presiones para generar energía mecánica al pasar por la turbina que acciona sobre un alternador (generador) produciéndose la energía eléctrica. Al ocurrir esto, el agua se enfría (y se condensa), regresando al estado líquido en un condensador. Y a través de la recirculación del ciclo regresa a la caldera una vez que ya se ha calentado. La electricidad generada se traslada a través de transformadores para elevar la tensión y su posterior transporte a sitios de consumo.

También se puede utilizar una turbina de gas o un motor de combustión interna (maquina de desplazamiento positivo). La utilización de las turbinas de gas se ha ido incrementando al pasar de los años y esto va ligado a que su eficiencia ha ido mejorando a medida que se ha ido perfeccionando su diseño y desempeño. Estas poseen una alta potencia con relación a su peso y operan bajo el principio de combustión interna el cual se lleva a cabo en una cámara de combustión donde reacciona el gas combustible, cediendo su energía a los álabes de las turbinas que pueden ser fijas (toberas) y móviles (rodetes).

Formulación del problema

Al desarrollar la investigación, se persigue responder a la siguiente interrogante principal:

¿Qué características debe tener un sistema para recolección, manejo y distribución de gas metano para la generación de electricidad para un campo petrolero venezolano?

Lo que conlleva a las siguientes interrogantes secundarias:

¿Qué tipo de suministro de gas metano se debe usar de acuerdo a las necesidades como fuente de combustible para su reutilización en una planta de generación de electricidad?

¿Cuáles son los diferentes equipos para la adecuación del gas metano a las condiciones apropiadas para su uso como combustible en una planta generadora de electricidad?

¿En qué consiste la elaboración de la distribución del gas metano a través de la planta generadora del mismo para su posterior consumo como combustible para la generación de electricidad?

Objetivo general

Proponer un sistema de recolección, manejo y distribución de gas metano para la generación de electricidad para un campo petrolero venezolano.

Objetivos específicos

Seleccionar el suministro de gas metano, de acuerdo a las necesidades en una planta determinada para su reutilización como fuente de combustible para la generación de electricidad.

Escoger los diferentes equipos para la adecuación del gas metano a las condiciones apropiadas para la generación de electricidad.

Elaborar la distribución de gas metano a través de la planta generadora del mismo para su posterior consumo como combustible para la generación de electricidad.

REVISIÓN TEÓRICA

Recolección del gas metano

Producción de gas de venteo en plantas de procesamiento, plantas compresoras y plantas de tratamiento venezolanas.

A continuación se explican brevemente en qué consisten los sistemas de recolección del gas metano provenientes de plantas de procesamiento (estaciones de flujo), plantas compresoras y plantas de tratamiento que se encuentran ubicadas en campos petroleros venezolanos.

Según (Al Daabal, 2012, pág. 21) las estaciones de flujo contienen equipos para tratamiento del crudo como separadores gas – crudo, almacenamiento temporal y bombeo del petróleo hasta los patios de tanques, y su propósito consiste en separar el gas, agua y sedimentos del crudo al extraerse de los yacimientos.

Entre las funciones de una estación de flujo está separar la fase gaseosa de la fase líquida del fluido multifásico, que proviene de los pozos productores, para posteriormente recolectar el gas que se encuentra disuelto en el crudo producido en el proceso de separación y que luego pasa a un proceso desgasificador a presión atmosférica, de esta forma el gas proveniente de estos dos procesos se envía a un “KOD” (tambor de alivio y venteo), (Ramos, 2009), en donde se decantan las pequeñas partículas de crudo proveniente de la expansión y de ahí se envía hacia el quemador, de la estación (Almeida & Rodríguez, 2002), cuando lo conveniente sería enviarlo a las plantas compresoras para su posterior aprovechamiento, que es lo que en la actualidad se aspira a utilizar.

Para alcanzar las especificaciones de comercialización del gas, este debe pasar por procesos de tratamiento, deshidratación, endulzamiento, extracción de líquidos, entre otros, y también para poder ser utilizado en los procesos de producción de petróleo. Una vez que el gas es tratado, entonces se pasa a las plantas compresoras.

Según (Montoya, 2007), las plantas compresoras son las unidades que se encargan de recibir el gas que se produce en las estaciones de flujo a baja presión, para aumentarla a un valor apropiado que le permita el funcionamiento de mayor eficiencia posible a un sistema de gas de levantamiento, que para efectos de esta investigación sería un sistema de recolección de gas de venteo.

Condiciones de Suministro. Presión. Temperatura. Procedencia. Recorridos.

Dependiendo de las características de la turbina de gas disponible para la generación de electricidad se van a adecuar las características del gas natural para que sean favorables en el correcto funcionamiento de la misma, las cuales dependen de las especificaciones del fabricante. En general, según (Alvarado & Gallegos, 2009), de las turbinas de gas disponibles en el mercado, las condiciones necesarias para su buen desempeño son: un valor calorífico bruto de 950 (35416 kJ/m³) – 1250(46600 kJ/m³) BTU/PCE; una concentración de: H₂S con un valor máximo de 3% en volumen, CO₂ con un máximo valor de 5% en volumen, Sodio con un máximo de 1 ppm, agua 0% y de hidrocarburos y contaminantes sólidos con un máximo de 20 ppm. Estos contaminantes deben de sustraerse con el propósito de cubrir los requerimientos de calidad exigidos tanto por los fabricantes de las tuberías como por los organismos internacionales que involucran el manejo del gas. Aún así, las turbinas de gas disponibles en el mercado dentro de sus especificaciones destacan la emisión de gases de escape de acuerdo con la cantidad de MegaWatts (MW) que van a producir, esto es el indicativo del caudal de gas disponible para el proceso que se va llevar a cabo y necesario al momento de seleccionar el equipo (turbina de gas).

Clientes potenciales para suministrarse el gas de venteo como combustible para generación de electricidad.

Para surtir de energía cubriendo los requerimientos ecológicos, que sean confiables y al menor costo posible, bien sea desarrollando actividades a nivel doméstico o industrial se observa la disponibilidad en el mercado de turbinas generadoras de electricidad que emplean como combustible gas natural, y cuyo propósito sea surtir de electricidad y a su vez recuperar el costo de la inversión. Y mientras menor sea la producción gases tales como CO₂, N₂ y NO_x.

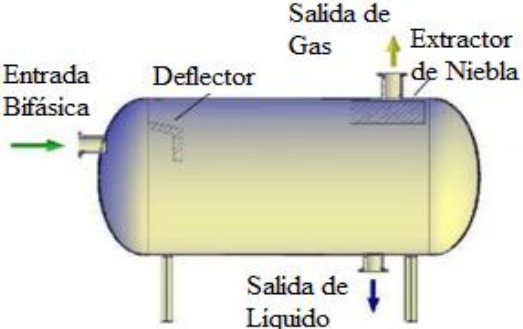
Los clientes más favorecidos con la utilización de este combustible van a depender del costo de inversión y su tasa de retorno, y por otra parte de la cantidad disponible y las distancias a recorrerse para su transporte desde su recolección hasta las instalaciones para su utilización. De esta manera quienes pueden verse beneficiados con este combustible para uso masivo pueden ser de acuerdo a su utilidad las plantas químicas, plantas de automoción, minería e industria pesada, propulsión marina y otras industrias. Otro uso que se le puede dar es para inyección de gas en yacimientos.

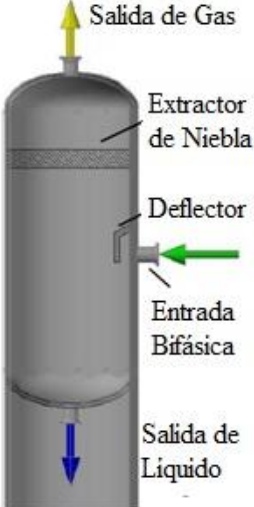
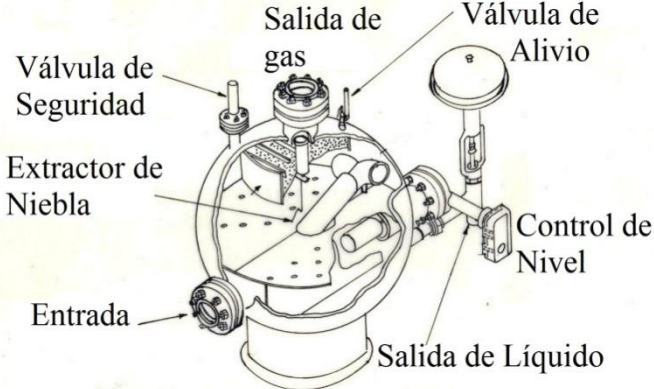
Separación. Retiro de impurezas sólidas y líquidas del gas natural.

El proceso de Separación tiene una gran importancia dado que de éste depende un recorrido favorable del gas a través de las unidades de

compresión y transporte, previniendo daños y proporcionando buen desempeño, siendo los equipos más utilizados en la industria petrolera en nuestro país los separadores horizontales. Es necesario estimar un tamaño de las partículas de líquido para un diseño satisfactorio.

Este proceso consiste en aprovechar la diferencia de densidad para la separación de las fases. Su principio de separación emplea la utilización de deflectores en la entrada del equipo con el propósito de cambiar la dirección del fluido deteniendo al líquido y dirigiéndolo hacia la parte inferior. A las condiciones de operación del separador se desea remover las gotas de líquido en la fase gaseosa y las burbujas de vapor en la fase líquida, y en lo posible se evita el remezclado de ambas fases. Se emplea separador vertical cuando se opera con una alta relación gas – líquido, separadores horizontales cuando se manejan grandes volúmenes de gas con respecto al líquido y separadores de tipo esférico cuando se opera con altas presiones. Para el caso de los posibles sólidos suspendidos se emplea el uso de filtros de tipo tamiz colocado luego de la salida de gas del separador, para de esta forma evitar que entren sólidos a la planta compresora ubicada luego del depurador del sistema de acondicionamiento del gas de venteo. A continuación se presenta un cuadro donde se ilustra el esquema de cada tipo de separador antes mencionado.

Tipo de Separador	Uso	Esquema
Horizontal	Gran cantidad de gas respecto al líquido	

Vertical	Relación gas – líquido grande	
Esférico	Opera grandes presiones	

Cuadro 1: Tipos de Separadores de acuerdo al uso.

Elaboración propia (2012), adaptado de las Fuentes: (Martínez, 1994c), y http://webkreator.com.mx/pipeisometric/qu_nombres_reciben_los_separadores.html
Consultado 13/10/2012

Compresión. Plantas compresoras por el requerimiento de presión para el manejo del gas. Características de los compresores. (Sistemas modulares o compactos)

El proceso de compresión se lleva a cabo a través de una o más equipos de compresión, accionados por motores de combustión interna o externa, de las cuales está provista la planta compresora a la cual llega el gas que se produce en las estaciones de flujo, luego de haber pasado a través de depuradores que evitan el arrastre de líquido hacia las unidades compresoras, este gas luego de comprimido se enfría y se pasa a la siguiente unidad compresora y así sucesivamente hasta completar el proceso de Licuefacción(compresión/enfriamiento) y llegar a la presión y temperatura deseadas.

El proceso de compresión del gas natural se emplea para los diferentes usos que se le atribuyen tales como transportarlo, almacenarlo, refrigerarlo, entre otros. Y dependiendo del proceso de compresión es que se le incrementa la energía al gas natural. La selección del tipo de compresor, obedece las variables a considerar, tales como temperatura, presión, velocidad del fluido, requerimiento de energía, mantenimiento y costos.

Los tipos de instalación de las plantas compresoras son en serie y en paralelo. En el tipo de planta compresora en serie o también llamada en cadena los equipos están dispuestos de forma que la descarga de un compresor sea la succión del siguiente, colocando en la descarga de cada etapa de compresión un intercambiador de calor, como se ilustra en la figura 1.

En el tipo de planta compresora con equipos compresores en arreglo en paralelo los equipos se colocan de forma que la succión y la descarga son comunes para todos los compresores, como se observa en la figura 1. Por ejemplo, está el caso de LAMA I, LAMA III y LAMARGAS.

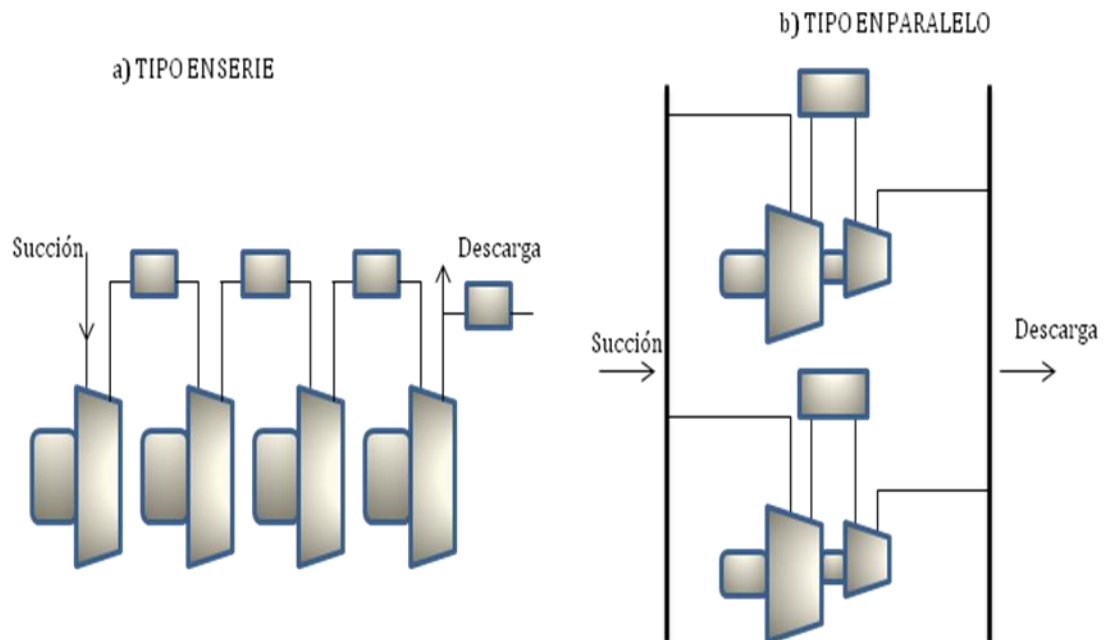


Figura 1: Tipos de plantas compresoras de acuerdo a su distribución. a) En serie b) En paralelo.

Fuente: Elaboración propia, adaptado de Control y Supervisión de Plantas Modulares (http://issuu.com/jchilon/docs/compresores_y_plantas_modulares_de_compresi_n, presenta falla con el navegador explorer, si no le abre intente hacerlo con Mozilla o Crome Google, consultado el 17 de septiembre de 2012)

Control del punto de rocío con respecto al agua y a los hidrocarburos. Instalaciones simples de extracción de líquido y tratamiento.

El punto de rocío del gas natural con respecto al hidrocarburo es el valor de la temperatura a la cual empieza a aparecer la primera gota de líquido del hidrocarburo ya condensado al disminuir la temperatura a presión constante.

El punto de rocío del gas natural con respecto al agua es el valor de la temperatura a la cual empieza a aparecer la primera gota de agua líquida al disminuir la temperatura a presión constante.

Las unidades responsables de la extracción de líquido son los depuradores, los cuales son recipientes metálicos dispuestos de forma vertical u horizontal que a través de mallas y bandejas internas retienen el líquido presente en la corriente de gas, se encuentran ubicados a la entrada de la planta y en los módulos de compresión en la succión de la primera etapa y descarga de cada etapa de compresión.

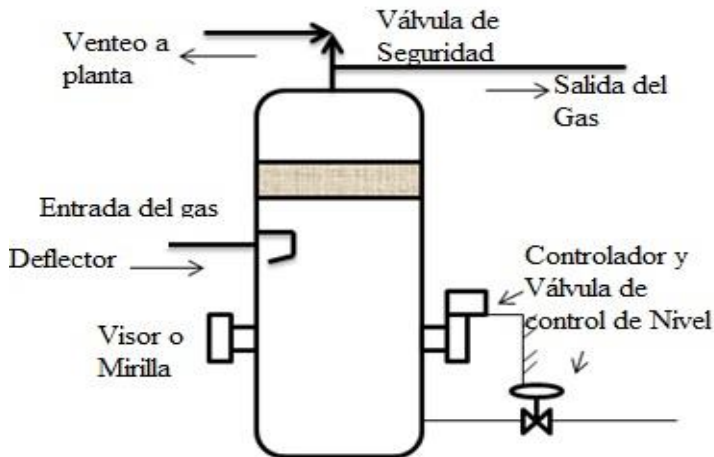


Figura 2: Depurador de las plantas modulares de compresión.

Fuente: Elaboración propia, adaptado de Control y Supervisión de Plantas Modulares (http://issuu.com/jchilon/docs/compresores_y_plantas_modulares_de_compresi_n, presenta falla con el navegador explorer, si no le abre intente hacerlo con Mozilla o Crome Google, consultado el 17 de septiembre de 2012)

Para la extracción de los componentes más pesados del gas natural se emplean los procesos de refrigeración ya que al disminuir la temperatura se pueden extraer los componentes más pesados. Como es el caso del método de refrigeración mecánica utilizando etilenglicol, que requiere de su recuperación, debido a que representa un costo importante en la inversión.

Control. Regeneración de ciertos solventes en el proceso.

Los solventes químicos empleados para la remoción tanto de gases ácidos como de agua en los diferentes tipos de plantas de tratamiento de gas natural, pueden ser regenerativos o no regenerativos, y el diseño de sus equipos así como los materiales de construcción obedece a los distintos problemas que pueden ocasionar tales como corrosión, erosión, formación de espumas, taponamiento de tuberías en intercambiadores, entre otros.

Los procesos más comunes son el de absorción o inyección con glicol, y se emplea mayormente para llevar al gas natural a las especificaciones para su disposición tanto para su utilización en plantas como en tuberías para su transporte a los clientes. Para la selección del tipo de glicol se toman en cuenta propiedades tales como la viscosidad, presión de vapor, miscibilidad con los hidrocarburos presentes en la mezcla gaseosa. El solvente químico (glicol) no debe ser corrosivo a las condiciones de operación, presentar facilidad de regeneración, baja viscosidad, afinidad con el agua, insolubilidad, no favorecer formación de espumas, no provocar reacciones indeseadas y no evaporarse. El proceso de absorción con Etilenglicol (EG) consiste en remover los componentes indeseados a través de la inyección del glicol para disminuir la temperatura a la cual es posible se favorezca la formación de hidratos y taponamiento de tuberías, que es aproximadamente 19,4 °F (-7,22 °C) a 7,98 psi (54,99 kPa). Se selecciona el EG, puesto que es el glicol con menor costo, viscosidad más baja, y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos.

El control de este proceso indica unas condiciones de operación de la torre absorbidora que permita la absorción y a su vez no se degrade el solvente.

Según (Collie & Covington Kimberly C. & Behrens, 2006) quienes indican que la inhibición de formación de hidratos con la inyección de glicol (EG) al gas natural, se emplea cuando no es rentable la instalación de una planta de deshidratación completa, o cuando una planta de deshidratación no permite alcanzar una caída del punto de rocío deseada, este proceso utiliza la inyección de un inhibidor de hidratos ya conocido colocándola aguas arriba de la ubicación donde es posible la formación de hidratos. El inhibidor actúa como deshidratador, pero su papel importante es el de actuar como un agente anticongelante para evitar la formación de hidratos. Las sustancias que mayormente se emplean son el monoetilenglicol (EG), el trietilenglicol (TEG) y el metanol, siendo este último empleado en procesos del tipo no regenerativo.

METODOLOGÍA

La metodología utilizada requirió de una consulta bibliográfica en las bibliotecas del recinto universitario, y reportajes de internet como recurso complementario. A través de una selección completa para el progreso de este trabajo que corresponde a un procedimiento científico, que de acuerdo a su nivel se apega al de una investigación descriptiva, respecto a su diseño de tipo documental y referente a su propósito u objetivos internos es aplicada, puesto que indica dónde se le da utilidad práctica a este sistema de recolección, manejo y distribución de gas metano aplicable en un campo petrolero venezolano.

RESULTADOS

Cuantificación del Gas de Venteo en Diferentes Campos.

El gas de venteo es aquél que al no ser producto principal del proceso de producción se libera a la atmósfera, por lo cual en este proyecto de investigación se propone emplearlo como combustible para generación de electricidad.

La cuantificación del gas de venteo que se muestra en la tabla 1 depende de la información disponible, encontrándose datos del Campo La Ceiba, (Al Daabal, 2012) que se encuentra ubicado en el área de Tierra, en la costa Este o Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Municipio La Ceiba, Estado Trujillo; Campo Boscán, (González, 2012) que está situado a 40 km al suroeste del Municipio, en el Estado Zulia; y la Unidad de Explotación (U.E) Lagomar ubicada en el Lago de Maracaibo.

En la tabla 1 se muestran caudales de gases de venteo en campos venezolanos.

Tabla 1. Caudales de gas de venteo en diferentes campos petroleros venezolanos

Campo	Caudal a C.E. (m ³ /s)	Tipo de Instalación
U. E. Lagomar	0,0143	Estación de Flujo
Boscán	2,23	Estación de Flujo
La Ceiba	1,38	Estación de Flujo

Elaboración propia (2012), Fuente: (Al Daabal, 2012) y (González, 2012)

Calidad del gas. Composición. Contaminantes. Propiedades

El gas de venteo tiene una determinada composición, contaminantes y propiedades, de las cuales depende el uso que se les pueda dar para ser aprovechado como combustible para generación de electricidad, y del volumen necesario para este proceso se decide si es factible su utilización. En la tabla 2 se presenta la composición del gas de venteo de los campos ya mencionados, y se muestran los contaminantes.

Tabla 2. Composición de gas de venteo en campos petroleros venezolanos.

Componente	U.E. Lagomar % Molar	La Ceiba % Molar	Boscán % Molar
CO ₂	1,93	7,58	2,67
N ₂	2,22	0,39	0,52
Metano	18,95	60,97	70,67
Etano	16,62	14,36	14,19
Propano	24,18	9,39	7,31
Iso butano	5,82	1,57	1,26
Butano	13,27	3,13	2,20
Iso Pentano	0,00	0,83	0,47
Pentano	5,46	0,74	0,52
Hexano	5,66	0,64	0,11
Iso hexano	0,00	0,00	0,08
Metilciclopentano	1,75	0,00	0,00
Benceno	0,61	0,00	0,00
Ciclohexano	0,26	0,00	0,00
Heptano	1,37	0,25	0,00
Metilciclohexano	0,55	0,00	0,00
Tolueno	0,36	0,00	0,00
Octano	0,26	0,11	0,00
Etilbenceno	0,52	0,00	0,00
Meta Xileno	0,03	0,00	0,00
Ortoxileno	0,06	0,00	0,00
Nonano	0,03	0,02	0,00
Decano	0,09	0,01	0,00
H ₂ S	0,00	0,01	0,00

Elaboración propia (2012), Fuente: (Al Daabal, 2012) y (González, 2012)

También es necesario conocer las propiedades del gas de venteo indicadas en la tabla 3, observando la diferencia de acuerdo al tipo de gas natural y su procedencia respecto al tipo de proceso del cual proviene, y hay gran diferencia entre las propiedades del gas proveniente de la estación de flujo de la U.E. Lagomar ya que éste corresponde a un gas con muy baja concentración de metano, y siendo muy marcada esta diferencia con respecto a las dos otras corrientes gaseosas provenientes de La Ceiba y Campo Boscán se distingue una marcada diferencia en casi todas las propiedades.

Tabla 3. Propiedades del gas de venteo

Propiedad	U.E. Lagomar	E.F. La Ceiba	Campo Boscan
-----------	-----------------	------------------	-----------------

Presión (kPa)	103,37	317,0	324
Temperatura (°C)	37,8	41,4	29,4
Contenido liquido(m ³ /s)	1,7*10 ⁻³	5,6*10 ⁻⁴	2,2*10 ⁻⁴
Valor calorífico neto(kJ/m ³)	84183,8	46711,84	48862,15
valor calorífico bruto (kJ/m ³)	93241,0	51297,3	44403,1
Factor Z	0,99	0,985	0,99
Calor específico(kJ/kg K)	0,0163	0,01755	0,01887
Viscosidad (Pa s)	0,00084	0,00103	0,001
gravedad específica	1,57	0,92	0,80

Elaboración propia (2012), Fuente: (Al Daabal, 2012) y (González, 2012)

Los tipos de plantas compresoras más utilizadas en Venezuela son las plantas modulares que constan de un modulo común a la entrada, desde uno hasta cuatro módulos de compresión (depuradores, intercambiadores de calor, compresores centrífugos y otros equipos tales como motores eléctricos, válvulas de control y con actuadores mecánicos, neumáticos y eléctricos, válvulas de retención y de seguridad), un modulo central, un módulo de venteo y plantas deshidratadoras (de ser necesario).

En el occidente del país se encuentran los compresores TJ-1, T-J2, TJ-3, BACH-1, los cuales están provistos de turbinas industriales Westinghouse W-101 que les proporciona trabajo a los compresores centrífugos Ingerson Rand así como General Electric Frame 3000 en el caso de TJ-1.

Para el proceso de adecuación del gas de venteo para su uso como combustible para generación de electricidad el glicol que se emplea es el etilenglicol (EG), el cual tiene una fórmula química de C₂H₄(OH)₂, su peso molecular es 62,10 y su punto de congelamiento es de 8 °F (-13,33 °C)

Para este proceso donde se requiere la compresión de gas metano, se emplean compresores compactos movidos por motores eléctricos, posiblemente de una a dos etapas de compresión conectados en paralelo.

Se selecciona el EG, puesto que es el glicol con menor costo, viscosidad más baja, y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos.

El control de este proceso indica unas condiciones de operación de la torre absorbadora que permita la absorción y a su vez no se degrade el solvente.

Tuberías para el transporte del gas a la planta termoeléctrica. Condiciones de presiones. Distancias mínimas y máximas.

Una vez que ya se ha seleccionado la corriente de gas de venteo a utilizar, es necesario seleccionar la tubería a través de la cual se va a transportar el

gas natural que se va a emplear para la generación de electricidad. Como la utilización del gas es en el mismo sitio donde se produce, solo se requiere la instalación de un tramo corto de tubería de aproximadamente 3 km.

El caudal de gas de venteo seleccionado es el producido por la producción de la estación de flujo de campo Boscán, ya que la cantidad disponible que es de 6,81 Millones de pies cúbicos estándar por día) de gas natural (MMPCED), (2,23 m³/s) es suficiente para ser transportada y empleada en una turbina de gas para generar electricidad, cuyo valor puede variar con el tiempo, aumentando o disminuyendo por lo cual se hace necesario que el valor de diseño del gasoducto se incremente en un porcentaje adicional a la cantidad real a transportar. Para este diseño el caudal máximo de la tubería de transporte de gas será de un 20% adicional, 8,00 MMPCED (2,62 m³/s)

Una vez que se ha decidido el caudal de diseño se emplea la ecuación de Weymouth (Martínez, 1994b) para seleccionar el diámetro de la tubería a utilizar, el cual depende del caudal de gas disponible que es de 6,81 MMPCED (2,23 m³/s). Para garantizar un buen funcionamiento con las variaciones del caudal se toma en consideración y se diseña con un porcentaje adicional correspondiendo a 8,00 MMPCED (2,62 m³/s). Este diseño implica una presión y temperatura iniciales de 47 psia (324 kPa) y 85 °F (29,4 °C) desde donde sale el gas de venteo hasta donde llega a través de gasoducto a la planta termoeléctrica. Incluyendo el depurador, la planta compresora, el sistema de inyección de EG y el gasoducto. Como se ilustra en la figura 2.

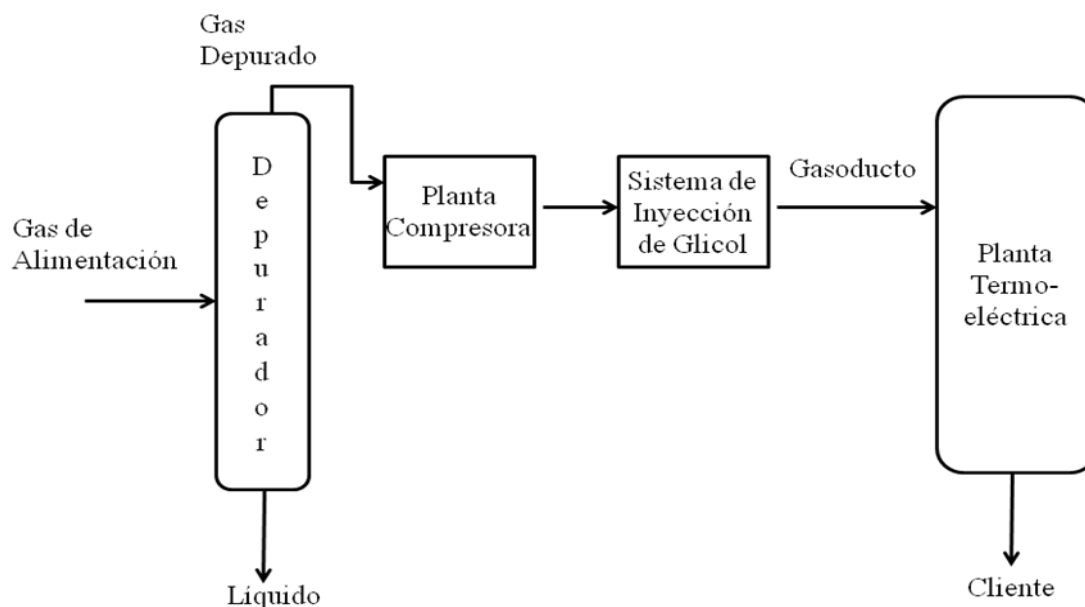


Figura 3. Sistema de Acondicionamiento de gas de venteo para utilizarlo como combustible para generación de electricidad.

Elaboración propia (2012), Fuente: (Barrientos, 2007) adaptado del proceso existente en Campo Boscán, el cual actualmente no se encuentra en actividad.

Para las especificaciones de diseño del depurador se siguen las normas PDVSA, dado que su función más importante es la de retirar la mayor cantidad de líquidos del gas natural a las condiciones de 85 °F (29,4 °C) y 47 psia (324 kPa), y consiste en un separador diseñado para extraer los posibles líquidos que se encuentren en la corriente del gas de venteo, que se utiliza como la alimentación del proceso actual. Sus dimensiones son de un diámetro de 5 pies y con el método empleado se indica una relación de esbeltez $L/D < 4$, calculándose así la altura, que tomando $L/D=3$ da como resultado una altura de 15 pies (4,57 m) con un espesor de 1,7 pulgadas (0,043 m). Se selecciona un tiempo de retención de 120 s. Una presión de operación de 47 psia (324 kPa) y una temperatura de operación de 545 °R (29,4 °C). El líquido presenta una gravedad API de 32 °API. Un caudal de gas de diseño a manejar de 8 MMPCED (2,62 m³/s) y un caudal de líquido de 4,15 m³/s.

Para trasladar el gas natural ya tratado se pasa el mismo a través de la planta compresora, cuyo propósito es incrementar la presión al gas (la energía) para que fluya a través del gasoducto. Y su diseño se basa en el cálculo de la potencia de compresión partiendo del sistema de compresión seleccionado con un caudal de operación relativamente mediano de 8 MMPCED (2,62 m³/s), una presión de compresión baja de 47 psia (324 kPa) para llevarla a 250 psia (1722,8 kPa), y que los costos sean lo más mínimos

posibles. Todos los cálculos fueron basados en los métodos sugeridos en el Gas Processors Suppliers Association (GPSA) (2004). Donde la ecuación para calcular la potencia depende de las presiones de succión y descarga, el factor de compresibilidad, una constante politrópica (n), una relación de compresión (k) una eficiencia mecánica (ϵ_{mec}) y una eficiencia politrópica (η_p). Resultando que posee las siguientes características de diseño, que se encuentran descritas en la tabla 4, a continuación.

Q(MMPCED)	8,00 (2,62 m ³ /s)	
Presión (psia)	Succión	47 (324 kPa)
	Descarga	250 (1722,8 kPa)
Temperatura (°F)	Succión	85 (29,4 °F)
	Descarga	288 (142,22 °C)
Z	Succión	0,99
	Descarga	0,993
	Promedio	0,9915
k	1,234	
n	1,332	
η_p	0,76	
ϵ_{mec}	0.90	
Potencia (HP)	809,6 (603,72 kJ/s)	

Tabla 4: Características de la Planta Compresora del sistema de acondicionamiento del gas de venteo a la planta generadora de electricidad.

Elaboración propia (2012) Fuente: (Barrientos, 2007)

Con estos datos de diseño se verifica en los compresores compactos disponibles en el mercado, que cubran estas especificaciones, para adquirirlas al momento de la instalación del sistema de acondicionamiento del gas metano.

Se puede prevenir la formación de hidratos, haciendo uso de la inhibición química, el cual es un método efectivo que utiliza la inyección de inhibidores termodinámicos o bajas dosis de inhibidores de hidratos (GPSA, 2004). El EG, es un inhibidor termodinámico que se inyecta en la corriente del proceso para mezclarlo justo antes de donde sea posible la formación del hidrato a la temperatura mínima posible y presión del gas en el gasoducto.

El sistema de inyección de glicol, se utiliza para evitar la formación de hidratos, y emplea como inhibidor el EG a una concentración del 80%, llegando a una concentración mínima de glicol de 60,2 % de EG. En la cual se manifiesta una caída de presión de 20 psia (137,8 kPa) alcanzando los 230 psi (1585 kPa) y una temperatura de enfriamiento que utiliza propano como medio de refrigeración de -10 °F (-23,3 °C), con una temperatura de formación de hidratos de 47 °F (8,33 °C) para que no se degrade el EG. Se

selecciona esta sustancia, puesto que para efectos de diseño presenta una solubilidad de 0,3 lb (0,1362 kg) por 1000 galones (3,785 m³) de GNL. Utilizando el método de Hammerschmidt con una constante $K_H = 2335$, se requiere un flujo másico de EG de 972,9 lb/día ($5,1 \cdot 10^{-3}$ kg/s). Para este sistema de inyección se requiere un sistema de enfriamiento seleccionando al propano puesto que no necesita de cambios térmicos en los sistemas de refrigeración existentes. Estos procesos con propano se emplean en el procesamiento de gas natural para enfriar el gas rico, produciéndose una recuperación de gas natural licuado y control del punto de rocío de hidrocarburos, que es el caso actual de estudio. Y se selecciona el refrigerante de acuerdo al requerimiento de disminución de temperatura, que en este caso es de -10 °F (-23,3 °C).

La ecuación de Weymouth (GPSA, 2004) permite calcular el diámetro de la tubería en función del caudal y otras propiedades, esta ecuación es de la siguiente forma:

$$Q = (433,5) \left(\frac{T_b}{P_b} \right) E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S L_m T_{avg} Z_{avg}} \right]^{0,5} d^{2,667} \quad (1)$$

En la cual:

T_b : Temperatura a condiciones normales, 520 R (15 °C)

P_b : Presión a condiciones normales, 14,7 psia (101,3 kPa)

P_1 : Presión a la entrada a la tubería, 230 psia (1586 kPa)

P_2 : Presión a la salida a la tubería, 110 psia (758,4 kPa)

S : gravedad específica, 0,80

L_m : Longitud de la tubería, 3,00 km

T_{avg} : temperatura promedio, 85 °F (29,6 °C)

Z_{avg} : factor de compresibilidad promedio, 0,9915

E : factor de eficiencia de la tubería, 0,92

d : diámetro de la tubería en pulgadas que resultó 5,168 in (0,127 m).

Una vez que ha sido comprimido y tratado el gas natural es transportado a través del gasoducto, el cual se extiende desde el sistema de inyección de glicol hasta la planta termoeléctrica a la cual va a surtir para la generación de

electricidad, esto involucra una distancia de 3,00 km ($L = 3,00$ km). El caudal de gas de diseño es de 8 MMPCED ($2,62 \text{ m}^3/\text{s}$), una presión de entrada al gasoducto $P_1 = 230$ psia (1585 kPa) y una presión de llegada a la turbina de gas $P_2 = 110$ psia ($758,4 \text{ kPa}$), con una temperatura que se espera se mantenga constante a lo largo del gasoducto de $85 \text{ }^\circ\text{F}$ (545 R), una gravedad específica del gas de 0,80, un Z promedio = 0,9915 y un diámetro que fue calculado con la ecuación de Weymouth (GPSA, 2004) de 5,168 pulgadas ($0,127 \text{ m}$), el cual se lleva a un diámetro nominal de 6 pulgadas ($0,1524 \text{ m}$), un diámetro interno $d_i = 6,625$ pulg ($0,168 \text{ m}$). Tomando en consideración las pérdidas por fricción y posibles depósitos y taponamientos en la trayectoria de la tubería, y para un espesor de tubería (t) = 0,280 pulgadas ($0,007 \text{ m}$). Estas características siguen las propiedades de diseño y presiones de trabajo permisible para tubería ASTM A106 (S40), con una presión de trabajo permisible de 1205 psia ($8303,8 \text{ kPa}$) en un rango de temperatura de -20 ($-28,88 \text{ }^\circ\text{C}$) a $100 \text{ }^\circ\text{F}$ ($37,77 \text{ }^\circ\text{C}$).

La planta termoeléctrica debe contener una turbina a gas la cual cumpla dentro de sus especificaciones una generación de gases de escape de $28,305 \text{ lb/s}$ ($12,85 \text{ kg/s}$), para producir un promedio de 2 MW, y si cada familia a surtir, consume un promedio de 2 kW entonces esta turbina, en el caso de que se vaya a emplear para uso doméstico, sería capaz de surtir 1000 familias. La turbina escogida debe seleccionarse de las que se encuentran disponibles en el mercado, que utilicen como combustible gas natural.

Costo aproximado del sistema de acondicionamiento del gas de venteo.

Respecto a los costos que pueden requerir la instalación y puesta en funcionamiento de este sistema de acondicionamiento del gas de venteo, debe tomarse en cuenta principalmente los costos de tubería, la compresión, costos de operación y de mantenimiento, el capital de inversión, los cuales se muestran en el cuadro N° 2

		Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
Tubería de $\varphi = 6$ pulgadas ($0,1524 \text{ m}$)	3,0 km	1,22 m	39.370,08
Instalación Tubería	3,0 km	0,2323 m	7499,98
Prueba Hidrostática	3,0 km	0,0613 m	1968,5
Protección Catódica			1300
Separador De $\varphi = 5$ Pies ($1,524 \text{ m}$) y $L = 15$ Pies ($4,572 \text{ m}$)			7000
Accesorios			10000
Compresor $P_d = 250$ Psia ($1723,7 \text{ kPa}$) 874 HP ($651,7 \text{ kJ/s}$), 8 MMPCED ($2,62 \text{ m}^3/\text{s}$)			150000
Inyección De Glicol (EG)			121710

Obras Civiles			12.000
Sub - Total			350.848,56
Imprevistos (10%)			35.084,856
Total			385.933,416

Cuadro N°2: Costos aproximados de tubería, compresión e inyección de glicol. Fuente: Elaboración propia (2012) tomando como referencia la Fuente: Barrientos (2007) y adaptado de datos de algunos fabricantes, para el año 2007.

Si a los precios del cuadro N° 2 se le incrementa una tasa inflacionaria del 2,5 % anual, el costo total se ajusta a \$436.649,36.

Para calcular el costo anual de la operación y mantenimiento se toma un 5 % de los costos indicados anteriormente de \$436.649,36; que dan como resultado \$21.832,47. En la Republica Bolivariana de Venezuela (RBV) para el caso de proyectos petroleros se estima una tasa de retorno de 15 % anual, de tal forma que anualmente se recupera \$ 65497,4 lo cual arroja como resultado que la inversión se recupera en un lapso de aproximadamente 7 años.

CONCLUSIONES

A través del análisis bibliográfico, los cálculos realizados, documentación y experiencias de la autora de esta investigación, se permitió cumplir con el objetivo general de este informe de “Proponer un sistema de recolección, manejo y distribución de gas metano para la generación de electricidad” lo cual se alcanzó desarrollando los objetivos específicos propuestos y se resumen las siguientes conclusiones:

De acuerdo con el primer objetivo que dice “Seleccionar el suministro de gas METANO, de acuerdo a las necesidades en una planta determinada para su reutilización como fuente de combustible para la generación de electricidad”, se escogieron datos disponibles de tres (3) estaciones de flujo de campos pertenecientes al occidente venezolano como lo son Campo Boscán, Campo La Ceiba y Lagomar, seleccionándose los datos de Campo Boscán puesto que se consideró que al ser mayor el valor de caudal de gas disponible puede ser mejor el aprovechamiento del mismo en cuanto a generación de energía eléctrica.

Con respecto al segundo objetivo que se refiere a “Escoger los diferentes equipos para la adecuación del gas metano a las condiciones apropiadas para la generación de electricidad” se explicaron los procesos y equipos necesarios como lo son el depurador, necesario para extraer líquidos para evitar entrada de líquido a la planta compresora, a la cual posteriormente le sigue un sistema de inyección de glicol, empleando propano como medio refrigerante, para prevenir formación de hidratos a las condiciones de transporte a través de la tubería (gasoducto) hasta luego llegar a la planta

generadora de electricidad que corresponde a las turbinas que emplean como combustible el gas natural acondicionado para su correcto funcionamiento.

Y el tercer objetivo en el cual se buscó “Elaborar la distribución de gas metano a través de la planta generadora del mismo para su posterior consumo como combustible para la generación de electricidad”, se muestran las distintas características de diseño del sistema de acondicionamiento de gas de venteo, las cuales obedecen a las diferentes propiedades del fluido, además de la distribución de los equipos así como del gasoducto para trasladarlo a la turbina generadora de electricidad, desde donde surtirá electricidad a los clientes.

Cabe destacar que mientras mayor sea el empleo de este tipo de sistemas en las plantas en las cuales se ventea este valioso combustible a la atmósfera, mejor será la contribución al desarrollo sostenible y sustentable que se corresponde con el protocolo de Kioto creado en 1997, y que entró en vigor en el año 2005. En la RBV se ha ido instituyendo la legislación para contribuir a la disminución de los gases efecto invernadero iniciándose con LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS GASEOSOS (LOHG) (1999), la cual promueve la formación del ENAGAS, y quien a su vez propone las NTA, cumpliendo con el numeral 8 del artículo 37 de la LOHG, como una de las atribuciones del ENAGAS.

Y es precisamente todo este compendio de regulaciones lo que convierte a la LOHG (1999) una de las leyes promotoras del desarrollo sostenible y sustentable, que cumple con los convenios internacionales y que a través de plazos va contribuyendo con el tiempo a la disminución de gases efecto invernadero, así como también de agentes contaminantes de la atmósfera y perjudiciales a la vida tanto de las personas, como los seres vivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL DAABAL, Anuar (2012). Factibilidad Técnico-Económica para el Mejoramiento de la estación de flujo Ceiba 6X del Campo La Ceiba. UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Maracaibo, República Bolivariana de Venezuela.

ALVARADO, Rommel y GALLEGOS, Ricardo. (2009) Captación Del Gas Natural Producido En Un Campo Petrolero Del Oriente Ecuatoriano Para Su Utilización Como Combustible Para Generación De Electricidad. Consultado el día 11 de Agosto de 2012 de la Worl Wide Web: <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/289/1/495.pdf> Artículo de difusión.

ALMEIDA J. y RODRIGUEZ W. (2002). [Tesis en línea] Consideraciones Técnico Económicas en los Recortes de Producción de OPEP. Consultado el día 11 de septiembre de 2012 de la World Wide Web:

<http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/60/1/TESIS.pdf> Presenta falla con el navegador Explorer. Se recomienda copiar y pegar el link en la barra del navegador utilizando Mozilla Firefox o Google Chrome.

BARRIENTOS, Jorge (2007). Apuntes de Clase de Tratamiento de Gas Natural. Universidad del Zulia. Postgrado de Ingeniería. Maracaibo – Venezuela.

CHIRINOS C., Adriana. (2012). Cada venezolano produce al año 12 mil toneladas de CO₂. Consultado el día 14 de octubre de 2012 de la World Wide Web: <http://www.el-carabobeno.com/portada/articulo/34793/cada-venezolano-produce-al-ao-12-mil-toneladas-de-co2>

COLLIE, John T.; COVINGTON Kimberly C. y BEHRENS, Steven D. Selección de métodos de supresión de hidratos de gas. (2006). Consultado el día 10 de octubre de 2012 de la World Wide Web: <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Selection%20of%20Hydrate%20Suppression%20Methods%20for%20Gas%20Streams.pdf> Bryan Investigación e Ingeniería Inc., - Documentos técnicos.

CONTROL Y SUPERVISIÓN DE PLANTAS MODULARES. Consultado el día 17 de septiembre de 2012 de la World Wide Web: http://issuu.com/jchilon/docs/compresores_y_plantas_modulares_de_compresi_n, presenta falla con el navegador explorer, si no le abre intente hacerlo con Mozilla o Crome Google.

DE TURRIS, Antonio (2007). Apuntes de Clase de Tratamiento de Gas Natural. Universidad del Zulia. Postgrado de Ingeniería. Maracaibo – Venezuela.

ENAGAS. (2007). Normas técnicas aplicables a la calidad del gas. Consultado el día 14 de octubre de 2012 de la World Wide Web: <http://www.enagas.gob.ve/info/publicaciones/pubdocs/normas-tecnicas-aplicables-calidad-del-gas.pdf>

Estimando los parámetros de diseño en sistemas con propano como refrigerante (2012) Consultado el día 14 de octubre de 2012 de la World Wide Web: <http://todoproductividad.blogspot.com/2012/03/pro-290-representa-al-propano-que-es-un.html>

GONZALEZ, Gregorio (2012). Evaluación Técnica de un Sistema de recolección de Gas de Venteo en Pozos con Bombeo Mecánico en el Área Nor-Este de Campo Boscán. Maracaibo, República Bolivariana de Venezuela.

Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book. 2004. 12da Edición. FPS. Tulsa – Oklahoma.

MONTOYA, César (2007). Manejo Óptimo del gas de los Tanques de recolección de Crudo en las Estaciones de Flujo de la U.E. Lagomar. UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Maracaibo, República Bolivariana de Venezuela.

RAMOS, Carmen (2009). [Tesis en línea] Estudio de Aseguramiento del Flujo en el Gasoducto de Transmisión Guarico 13 - Santa Ana de Producción Gas San Tomé. Consultado el día 9 de septiembre de 2012 de la World Wide Web: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/1071/1/Tesis.Estudio%20de%20Aseguramiento%20del%20Flujo%20en%20el%20Gasoducto%20de%20Transmisi%C3%B3n%20Guarico%202013.pdf>

MARTÍNEZ, Marcías. (1994a) Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones. Ingenieros consultores C.A. Maracaibo- Venezuela.

MARTÍNEZ, Marcías. (1994b) Cálculo de tuberías y redes de Gas. Ingenieros consultores C.A. Maracaibo- Venezuela.

MARTÍNEZ, Marcías. (1994c) Diseño conceptual de separadores. Ingenieros consultores C.A. Maracaibo- Venezuela.

NORMA VENEZOLANA COVENIN 3568-2:2000. GAS NATURAL. CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE CALIDAD. Parte 2: Gas de Uso General para Sistemas de Transporte Troncales de Libre Acceso. FONDONORMA 2000.

<http://www.sencamer.gob.ve/sencamer/normas/3568-2-00.pdf>

PRIMERA COMUNICACIÓN NACIONAL SOBRE CAMBIOS CLIMÁTICOS

República Bolivariana de Venezuela. (2000) Consultado el día 14 de octubre de 2012 de la World Wide Web:

http://redesastre.inia.gob.ve/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=4&Itemid=28

VENEZUELA: Emisiones mundial de CO2 alcanzan niveles históricos. Consultado el 16 de Noviembre de 2012 en la World Wide Web:

<http://www.entornointeligente.com/articulo/1333004/VENEZUELA-Emisiones-mundial-de-CO2-alcanzan-niveles-historicos-15112012>

Nota: Algunos link presentan falla con el navegador explorer, si no le abre intente hacerlo con Mozilla Firefox o Google Chrome.

ANEXO.

Regulaciones ambientales de emisiones de gases efecto invernadero.

Mientras mayor sea el empleo de este tipo de sistemas de acondicionamiento de gas de venteo para generación de electricidad, en las plantas en las cuales se ventea este valioso combustible a la atmósfera, mejor será la contribución al desarrollo sostenible y sustentable que se corresponde con el protocolo de Kioto creado en 1997, y que entró en vigor en el año 2005.

Contribuyendo con la Convención Marco de Cambio climático a nivel mundial debe existir una planificación para disminuir o controlar las emisiones de gases de efecto invernadero. En la República Bolivariana de Venezuela (RBV) se estima para el año 1999 que sus emisiones de CO₂ fueron de 114147 Gg de C que corresponde al 0,48 % de las emisiones a nivel mundial de 6492000 Gg de C para el mismo año, ya para el año 2011, el valor en la RBV con 28 millones de habitantes, asciende al 0,7% de las emisiones mundiales, cifra que se iguala a la de países como Japón y Francia, que son países industrializados, lo cual obedece a un incremento debido al consumo de hidrocarburos, que está estrechamente ligado al bajo costo de la gasolina y a la deforestación, además de la densidad poblacional, buen uso del agua para generación de electricidad y a la preferencia del gas natural para consumo industrial, comercial y doméstico. Cada venezolano

genera entre 4,3 y 6 toneladas del nocivo gas, aunque según Chirinos (2012) "Cada venezolano produce al año 12 mil toneladas de CO₂".

Para el año 1999, del 77 % de las emisiones de CO₂, sólo el 21,7 % corresponde al venteo de gas a la atmósfera en campos petrolíferos, dicha emisión puede verse disminuida si este gas de venteo se aprovecha para la generación de electricidad, en lugar de liberarse a la atmósfera.

Para reglamentar la calidad del gas existen las normas aplicables a la calidad del gas (NTA), que se crean en el seno del ENAGAS como una de sus atribuciones, a partir del artículo 37 numeral 8 de LA LEY DE HIDROCARBUROS GASEOSOS (LOHG,1999), y estas se encargan de regular todos los aspectos relacionados con el cumplimiento de las especificaciones que debe tener el gas natural que proviene de campos de producción, plantas de tratamiento y procesamiento, para su transporte, todo con el objetivo de controlar las emisiones de efecto invernadero, prevenir daños a la comunidad, cumplir con el protocolo de Kioto, controlar el venteo del gas, establecer el compromiso legal, protección ambiental y buen servicio a quienes se encargan del transporte y distribución del combustible. Estas normas establecen patrones de limpieza, equipos y dispositivos especiales que controlen las cantidades mínimas y máximas de componentes que debe tener el gas tales como separadores, cromatógrafos, filtros, e instrumentos que registren parámetros de calidad del gas. En la tabla 5, se muestran los valores máximos y mínimos que indican las normas reguladoras en cuanto a los componentes del gas natural para poder comercializarlos y transportarlos dentro de las especificaciones vigentes a partir del 01 de enero del año 2012.

Componentes	Valores	
	Mínimo	Máximo
Sulfuro De Hidrógeno		4,16 ppm Molar
Monóxido De Carbono		0,1 % Molar
Dióxido De Carbono		2 %Molar
Agua		5,625 Lb/MMPC (91,2 kg/10 ⁶ m ³)
Nitrógeno		1 %Molar
Hidrógeno		0,1 %Molar
Oxígeno		0,1 %Molar
Azufre Total		18,42 ppm Molar
Mercurio	Menores De 0,01 µg/Nm ³	
Metano	80 %Molar	
Etano		12 %Molar
Propano		3 %Molar
Butano y más pesados		1,5 %Molar
Hidrocarburos Insaturados		0,2 %Molar

Parámetros	Valores	
	Mínimo	Máximo
Poder Calorífico Bruto	950 BTU/PC (35416 kJ/m ³)	1148 BTU/PC (42797,4 kJ/m ³)
Temperatura De Rocío	Diferencial De 20 °C Con Respecto A La Temperatura Ambiental	
Índice Wobbe	1312,97 BTU/PC (48911,4 kJ/m ³)	1392,65 BTU/PC (51917,99 kJ/m ³)

Tabla 5. Especificaciones del Gas Natural 01/01/2012.
Fuente: ENAGAS (2007)

Todas estas actividades deben llevar un registro que debe rendirse ante el Ente Nacional del Gas (ENAGAS) de forma diaria y trimestral de ciertos parámetros que la misma norma indica, tales como la composición y propiedades del gas a comercializar. En caso de no encontrarse el gas dentro de las especificaciones indicadas por la norma debe participarse a ENAGAS y de ser necesario al Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (MENPET) en períodos de tiempo muy especificados.

Estos valores máximos y mínimos del ENAGAS de los componentes del gas natural rigen patrones a nivel mundial y son comparables con normas a nivel internacional. En la tabla 6 se observan parámetros de calidad del Gas Natural.

Componentes	Venezuela COVENIN 2012	Venezuela Normas ENAGAS 2006	Sistema Internacional	Unidades	Límite	
					Mín	Máx
Sulfuro De Hidrógeno	17,3	6	6	mg/m ³	-	X
Monóxido De Carbono	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	X
Dióxido De Carbono	8,5	2	2	% Molar	-	X
Agua	112	90	97	mg/m ³	-	X
Nitrógeno	1	1	3	% Molar	-	X
Hidrógeno	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	X
Oxígeno	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	X
Azufre Total	38	25	23	mg/m ³	-	X
Mercurio	S. I	No Reportado	S. I		-	X
Metano	80	80	88,5	% Molar	X	-
Etano	12	12		% Molar	-	X
Propano	3	3	1,8	% Molar	-	X
Butano Y Más Pesados	1,5	1,5	1,8	% Molar	-	X

Poder Calorífico Bruto	8429 - 10206	-	8500 - 10206	-	8500 - 10200	kcal/m ³	X	-
------------------------	--------------	---	--------------	---	--------------	---------------------	---	---

Tabla 6. Comparación de Parámetros de Calidad del Gas natural. Fuente ENAGAS (2007)

La importancia de tomar en cuenta todos estos valores está en que precisamente el sistema de acondicionamiento del gas de venteo debe ajustar los valores de la composición del mismo a las especificaciones de tal forma que cumpla con las normativas vigentes que exige el ENAGAS, y además las que requiere la turbina de gas a la cual va a surtir para la generación de electricidad.

Research Article

TAU e-Journal of Multidisciplinary Research http://www.tauniversity.org/tau-journal/	
Trabajo de investigación desarrollado en el marco del Programa Ph.D. in Gas Engineering, de Tecana American University (TAU), USA	
Recibido el: 3 de Julio de 2013 Aprobado el: 12 de Septiembre de 2013	Vol.:1 Nro.:1

