



Osinergmin



GN | La Revista del
GAS NATURAL

AÑO V – NÚMERO 5 – ABRIL 2014



Año: V / Abril 2014 / N°5

COMITÉ EDITORIAL

Victor Fernández
Walter Cárdenas
Julio Pardo Figueroa
Quetver Jara

AGRADECIMIENTOS

Coordinación:
Ernesto Rosales
Luis Carbajal

Fotos:
Personal y supervisores de la
Gerencia de Fiscalización de Gas
Natural

Está permitida la reproducción total y parcial de esta revista, y/o su tratamiento informático siempre que se cite la fuente y se haya solicitado el permiso correspondiente a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

Comentarios, consultas y sugerencias:

gnrevista@osinergmin.gob.pe

OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en cada artículo pertenecen a sus autores.

Presentación

En el año 2013 se dio inicio a grandes proyectos para promover el incremento del uso del gas natural en nuestro país. Así tenemos que, en febrero de dicho año, Proinversión convocó a un concurso público para el proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, proceso que se estima culminar entre el primer y segundo trimestre de 2014. Por otro lado, el Comité de Inversiones del Ministerio de Energía y Minas efectuó el concurso público internacional para el desarrollo del proyecto de “Masificación del Uso de Gas Natural, utilizando gas natural comprimido, en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno” cuya buena pro fue otorgada, en Julio de 2013, a la empresa Graña y Montero Petrolera S.A. Así mismo, Proinversión desarrolló el concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto “Masificación del Uso del Gas Natural a nivel Nacional”, con la finalidad de llevar las ventajas económicas y ambientales generadas por el uso del gas natural a distintas localidades del norte y sur del país, utilizando gas natural licuado (GNL) y cuya buena pro fue otorgada, en Julio de 2013, a las empresas: Consorcio Promigas – Surtigas para la concesión norte y a la empresa Gas Natural Internacional SDG S.A. para la concesión suroeste. Estos proyectos están proyectados para entrar en operación comercial gradualmente a partir de octubre del año 2015.

El gran reto planteado es el fomento y desarrollo de la industria del gas natural en sus diversos usos, promoviendo su masificación en los sectores residencial y vehicular de aquellos consumidores alejados del sistema de distribución de gas natural por redes y de aquellas zonas de menores recursos económicos. Solo así será posible la construcción de infraestructura requerida para alcanzar la mayor cobertura del uso del gas natural, mejorando la calidad de vida de los peruanos.

El 20 y 21 de noviembre de 2013, la GFGN realizó el II Congreso Internacional de Gas Natural, dirigido a promover la masificación del gas natural, a través del GNL como un mecanismo para la inclusión social. Para tal efecto, se contó con la participación de 18 expositores internacionales, especialistas del mercado de GNL, que desarrollaron temas técnicos dentro de los ejes Normativos, Seguridad y Comercialización del Gas Natural Licuado, así como la experiencia desarrollada en otros países.

En ese sentido OSINERGMIN pone a su disposición el número 5 de la edición “GN: La Revista del Gas Natural” correspondiente al año 2013; el cual compila nueve artículos, y una entrevista, a través de los cuales se podrá realzar el conocimiento y significado de los proyectos en desarrollo, tanto en los aspectos económico como tecnológicos.

GERENCIA DE FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL

OSINERGMIN

Índice

I. Entrevista

- Fondo de Inclusión Social Energético - FISE
Entrevista a Víctor Murillo Huamán 6

II. Investigación y Acceso al mercado

- El FISE y su propuesta metodológica para lograr el acceso universal a la energía de las poblaciones
Víctor Murillo Huamán 9
- Utilización del gas natural para desalinización de agua de mar en la ciudad de Ica.
Wilmer Arturo Jara Velásquez 12
- Estudio de pre-factibilidad técnico-económico para la producción del bisulfuro de carbono a partir del gas natural.
Luis Alberto Ancalla Gonzáles 15
- Regeneración tipo rampa del sistema de deshidratación de gas natural para la extensión del tiempo de vida de los tamices moleculares.
Javier F. Huaytán Ponce 21
- Regasificación: última etapa de la cadena del gas natural.
Italo Giancarlos Barreto Rodríguez
Jhon Anthony Mendoza Alegre 28
- Diseño alternativo de fraccionamiento para los líquidos del gas natural.
Henry Omar Camus Alva 35
- Efectos de la industria del gas natural en el empleo peruano.
Julio Cesar Pérez Coaguila 39
- Utilización de medidores ultrasónicos en mediciones de transferencia y custodia de gas natural y líquidos de gas natural.
Elías Jurado Teixeira 42
- Optimización de la eficiencia de recuperación de LGN de la planta de procesamiento de gas natural Pariñas.
Sandra Haro Quincho 46

FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO (FISE)

Entrevista al Ingeniero Víctor Murillo Huamán Jefe del Proyecto FISE

El año 2012 mediante ley 29852 se crea el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un mecanismo de política de inclusión social del Estado destinado a expandir la frontera energética en los segmentos vulnerables de la población peruana a través de la masificación del uso del gas natural y la promoción para el acceso al GLP.

El inicio al proceso de inclusión social energético de la población más vulnerable se prevé con la recaudación de recursos provenientes de los grandes consumidores de electricidad, al servicio de transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, y al transporte de gas natural por ductos. Es mediante este fondo que el FISE podrá financiar y llevar a cabo los proyectos promovidos por el Ministerio de Energía y Minas.

La promoción y acceso al GLP para las poblaciones de sectores vulnerables consiste en otorgar vales de descuento a las familias más pobres del país, con la finalidad que puedan acceder a la energía menos contaminante.

Para tener una visión más amplia sobre el tema, entrevistamos al Ingeniero Víctor Murillo Huamán, Jefe del Proyecto FISE.

1. ¿Qué es el FISE y cuál es su objetivo?

V.M.: El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) es una política pública del estado cuyo objetivo es lograr el servicio universal energético de país, dirigido especialmente a los sectores vulnerables de la población. Se trata de impulsar el uso de energías menos contaminantes como el GLP en remplazo de la leña o bosta que actualmente es utilizado por dichas poblaciones vulnerables.

Así, en una primera etapa, se viene entregando un vale de descuento de 16 nuevos soles mensuales que pueden ser utilizados como medio de pago para comprar un balón de gas doméstico (GLP). De esta manera se facilita a dichas poblaciones el acceso a energías menos contaminantes.

2. ¿Cómo es financiado el FISE y a cuánto asciende actualmente?

V.M.: Se financia con el aporte de las empresas o industrias identificadas como grandes consumidores de electricidad (usuarios libres), asimismo, con el aporte de los grandes consumidores de gas natural que utilizan el ducto de transporte de este energético y; los importadores y productores de combustibles líquidos de hidrocarburos. Es un mecanismo denominado como subsidio cruzado en la que estas industrias aportan con el fondo a favor de las poblaciones vulnerables.

El aporte de las empresas actualmente alcanza a 28 millones de soles por mes.

3. ¿Cuáles son los requisitos para ser beneficiario del FISE?

V.M.: Para ser beneficiario debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Pertenecer a las localidades más pobres de acuerdo a la información del INEI.
- Si cuenta con suministro de electricidad su consumo mensual no debe exceder a 30 kwh por mes.
- Si no tiene suministro eléctrico debe estar incluido en la base de datos del Sistema de Focalización de Hogares (SISFOH) en condición de pobreza.



Víctor Murillo Huamán

Ingeniero Electricista, Magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Máster en Economía de la Regulación de los Servicios Públicos por la Universidad de Barcelona, España.

Posee más de 25 años de experiencia laboral en el sector energético peruano, laborando en los últimos 11 años en OSINERGMIN, donde fue Asesor de la Gerencia General, Coordinador de Oficinas Regionales, encargado de dirigir el proceso de descentralización de la supervisión de la calidad de los servicios públicos de electricidad e hidrocarburos. Actualmente se desempeña como Jefe del Proyecto FISE, encargado de dirigir la implementación del Fondo de Inclusión Social Energético a nivel nacional.

- Debe estar debidamente identificado en la RENIEC (registro Nacional de Identificación).
- Los ingresos por hogar no debe exceder a 18,000 soles por año. De acuerdo a la información de la SUNAT.
- Cumplir con la condición de precariedad de a vivienda.
- Contar con una cocina a gas doméstico (GLP).

4. ¿Aquellas personas que tienen servicio de electricidad pero no tienen cocina a GLP recibirán este beneficio? y ¿qué sucede con aquellas personas que no tienen servicio de electricidad podrán acceder a este servicio?

V.M.: Las personas que no cuentan con cocina pero cumplen el resto de requisitos son atendidos por el programa de Cocinas Perú del Ministerio de Energía y minas que les entrega la correspondiente cocina y sus accesorios.

Las personas que no tienen suministro pero cumplen con los requisitos para ser beneficiario son beneficiarios del FISE.

5. ¿Cuándo y dónde se inició el FISE?

V.M.: El FISE se inició en la localidad de La Convención de la región Cusco en julio del 2012 como un programa piloto que luego fue expandido a nivel nacional.

6. ¿Cuál es la metodología de funcionamiento del FISE?

V.M.: El FISE desde sus inicios ha venido rediseñando su proceso con el fin de ser más eficaz para cumplir con su objetivo. Hoy el funcionamiento del vale de descuento FISE esta ensamblado sobre una plataforma tecnológica que aprovecha la banca celular. De este modo el procesamiento es automatizado con el uso de mensajes de texto y funciona a nivel nacional donde existe cobertura de celulares.

El beneficiario de este programa para utilizar el vale de descuento se acerca con su código de vale (emitido en su recibo de luz u otro) y su DNI a los locales de venta de GLP y éste utilizando su celular verifica la validez del pedido y de ser el caso procede con el canje automático. Es decir, las transacciones del vale de descuento digital FISE son en tiempo real. Esto ha eliminado el proceso manual, reducido los costos y eliminado los tiempos muertos que existían en el primigenio proceso manual.

7. ¿Existen convenios contractuales con los establecimientos de venta de GLP y cuantos espera lograr para llegar a la meta?

V.M.: Hoy se mantiene convenio con más de 3000 locales de venta que pueden efectuar el canje a nivel nacional que han suscrito convenio muy básico por lo que no es barrera. No hay límite en el número de locales y considero que es deseable que el número de agentes que canjean sea cada vez mayor para fomentar la competencia.

8. ¿Actualmente cuántos son los beneficiarios y cuál es la meta para los próximos años?

V.M.: A la fecha se tiene 950,000 beneficiarios del programa a nivel nacional y la meta para este año es alcanzar 1'000,000 de beneficiarios a diciembre del 2014.

Se prevé que para el próximo año 2015 se logre alcanzar 1'300,000 de beneficiarios que representa aproximadamente la cantidad de hogares en condición de vulnerabilidad.

9. ¿Cuál es su consejo para aquellas personas que leen esta entrevista y creen ser beneficiarios pero no fueron considerados como tal?

V.M.: Efectivamente el programa está diseñado para las poblaciones vulnerables que cumplan con los requisitos señalados precedentemente. Las empresas de distribución eléctrica tienen la obligación de atender los pedidos y solicitudes de modo que pueden acercarse o llamar a las empresas que atienden con la electricidad de su localidad para preguntar más respecto a este programa.

También podrán encontrar información en www.fise.gob.pe



EL FISE Y SU PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LOGRAR EL ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA DE LAS POBLACIONES VULNERABLES EN EL PERÚ ¹

V. Murillo
(PER)

Víctor Murillo Huamán
Fondo de Inclusión Social Energético
OSINERGMIN

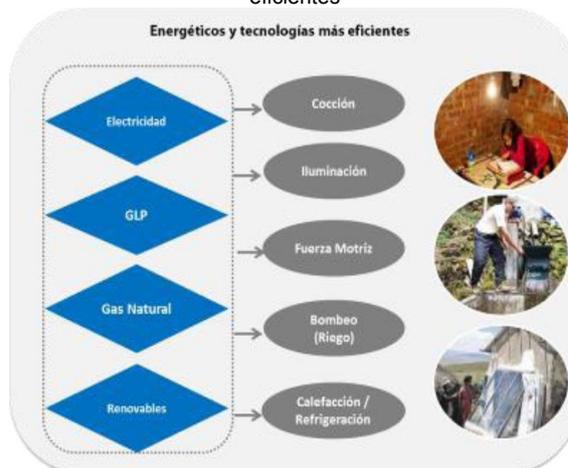
Ingeniero Electricista, Magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Máster en Economía de la Regulación de los Servicios Públicos por la Universidad de Barcelona, España.

Experiencia laboral en el sector energético peruano, laborando en los últimos 11 años en OSINERGMIN, donde fue Asesor de la Gerencia General, Coordinador de Oficinas Regionales, encargado de dirigir el proceso de descentralización de la supervisión de la calidad de los servicios públicos de electricidad e hidrocarburos. Actualmente se desempeña como Jefe del Proyecto FISE, encargado de dirigir la implementación del Fondo de Inclusión Social Energético a nivel nacional.

Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía, que puede o no ser perceptible a nuestros sentidos, pero que de alguna manera puede ser aprovechada o transformada como movimiento, luz, calor, electricidad, radiación, etc.

Gracias a la energía que se produce se puede obtener luz para estudiar y trabajar, acceso a internet y telefonía, refrigeración para conservar alimentos y medicinas, calefacción para abrigar los hogares y electricidad para el funcionamiento de maquinarias que permitan realizar actividades productivas.

Gráfico N°01: Esquema de energéticos y tecnologías más eficientes



Fuente: Administración del Fondo de Inclusión Social Energético

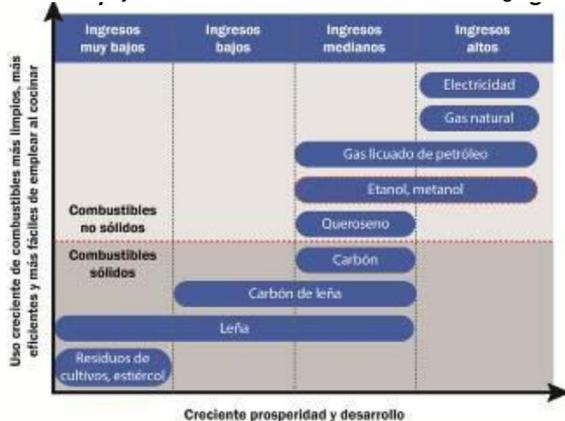
Según el Grupo Asesor del Secretario General sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (AGECC 2010), el acceso a la energía es poseer acceso a servicios energéticos limpios, confiables y asequibles para cocinar y para la calefacción, el alumbrado, las comunicaciones y los usos productivos, incluido el transporte. A la carencia de estos servicios se denomina pobreza energética y las personas que la padecen suelen pertenecer a los

¹ "Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación del Ingeniero Erick García Portugal.

sectores, poblaciones o segmentos denominados vulnerables.

El acceso a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza en el país que permite el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida. Con la teoría de la “escalera energética” podemos ver cómo las viviendas atraviesan por el proceso de transformación en consumo energético y cuál es su relación con el desarrollo del hogar. Es así, que en la base de la escalera tenemos el uso de la biomasa tradicional (leña, carbón y bosta) que pasa progresivamente a otros combustibles (gas licuado de petróleo – GLP y Gas Natural) y culmina con el uso de la electricidad.

Gráfico N°02: Los peldaños de la energía: la energía doméstica y el desarrollo están inextricablemente ligados



Fuente: OMS 2007

Según el Banco Interamericano de Desarrollo, en América Latina y el Caribe alrededor de 85 millones de personas no disponen de combustibles modernos y limpios para cocinar sus alimentos; en el Perú esta realidad no es ajena ya que aproximadamente 7.3 millones de personas se encuentran en estas condiciones. Esta práctica, impacta negativamente en la vida y la salud de los pobladores por la inhalación de humo tóxico que emite estos combustibles precarios que son los principales causantes de enfermedades pulmonares y muerte entre mujeres, ancianos y niños, predominantemente.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU) propone garantizar el Acceso Universal de todos los habitantes del planeta a las energías modernas para el año 2030. De acuerdo con ello, el “Acceso Universal a la Energía” se concreta en dos objetivos estratégicos: lograr el 100% de acceso a la electricidad en Iluminación para Comunicación y Servicios Comunitarios; y lograr 100% de acceso a tecnologías/combustibles para cocinar y calentar, gracias a las Cocinas mejoradas, GLP, Gas Natural, Biogás (biodigestores), entre otros.

En el Perú, de acuerdo a la Encuesta Nacional de Hogares del año 2012 se observa que el 43.5% de los hogares categorizados como pobres utilizan leña para cocinar sus alimentos, así como el 19% utiliza Bosta, Kerosene o Carbón. Por su parte, el 66% de los pobres extremos utiliza leña como combustible para sus alimentos y un 22.7% utiliza bosta, Kerosene o Carbón.

Además; la lejanía y poca accesibilidad a localidades, el bajo poder adquisitivo y consumo per cápita reducida de las familias vulnerables y, las poblaciones dispersas y con baja densidad poblacional; unidas a la falta de infraestructura determinan una baja rentabilidad económica para el desarrollo de proyectos que permitan el Acceso Universal a la Energía en el país.



Alineados a este contexto y considerando el “Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 – 2022”, elaborado por el Estado el cual señala que el acceso a la energía es una condición mínima para el desarrollo de las comunidades, el Osinergmin a cargo de la Administración FISE ha elaborado una propuesta técnica para lograr el acceso a la energía de la población, denominada “Propuesta metodológica para el logro del acceso universal a la energía en el Perú”.

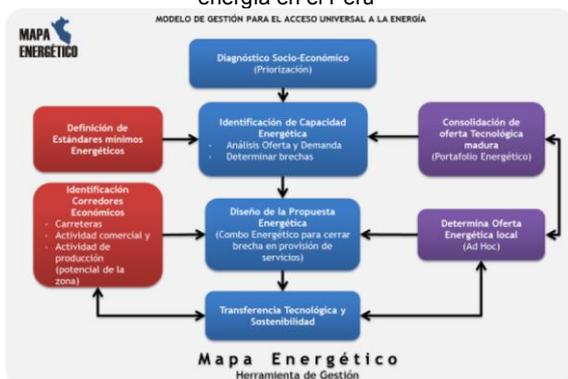
Esta propuesta busca cerrar las brechas en iluminación, cocción, calentamiento de agua, calefacción, información y comunicaciones; que pueda presentar una localidad del país; teniendo como lineamientos principales el uso del recurso energético disponible, el uso de la tecnología más eficiente, establecimiento de estándares técnicos mínimos y la transferencia tecnológica al poblador para su sostenibilidad. Su protocolo de intervención incluye estos lineamientos y empieza con la identificación de la capacidad energética del lugar y la determinación del 'combo energético mínimo óptimo' que pueda cerrar sus brechas energéticas. Dentro de estos dos grandes bloques se realizan las siguientes actividades:

1. Identificación el distrito con mayor nivel de pobreza más apremiante para la intervención y conocer su capacidad energética para la provisión de los servicios de energía faltantes. Este mecanismo permite establecer un orden de prioridad partiendo del más pobre.
2. Identificación de las brechas en la provisión de los servicios de energía en el distrito seleccionado.
3. Identificación de la oferta de tecnologías maduras en el Perú (portafolio) con potencial capacidad energética para cerrar las brechas en la provisión de servicios de energía en el distrito seleccionado.
4. Identificación de las brechas energéticas y la situación de pobreza energética.
5. Identificación la oferta de tecnologías maduras para la provisión de servicios de energía en el

distrito seleccionado y la mezcla o combo óptimo para cerrar las brechas energéticas. El combo energético es un conjunto de recursos energéticos o canasta energética que engloban al menos dos o tres de las etapas de la 'escalera energética'. Por ejemplo, un combo energético en una familia puede ser: el uso de la electricidad para iluminación y el GLP para cocinar.

6. Formulación de medidas concretas para lograr la transferencia tecnológica que garantice su sostenibilidad.

Gráfico N°03: Modelo de Gestión de la "Propuesta metodológica para el logro del acceso universal a la energía en el Perú"



Fuente: Administración del Fondo de Inclusión social Energético

La metodología descrita se soporta en el "Mapa Energético", herramienta tecnológica que utiliza información geo referenciada de la demanda y oferta energética a nivel nacional permitiendo el registro, seguimiento, consulta y evaluación de los proyectos y recursos energéticos. Gracias a esto será posible centralizar toda la información necesaria para mejorar la eficiencia y transparencia de las intervenciones públicas y privadas destinadas a

proyectos que tengan por finalidad mejorar las condiciones de vida de la población vulnerable.

La metodología de esta propuesta ha sido aplicada como caso de estudio en el distrito Pilpichaca ubicado en la región de Huancavelica. La elección de este distrito se sustenta en sus condiciones de pobreza y capacidad energética las cuales en comparación con los otros distritos de la región, es el que menos capacidad energética tiene en términos de infraestructura de electricidad.

Una de las conclusiones más relevantes obtenidas en esta propuesta es la importancia de priorizar el energético disponible del lugar para la realización de proyectos, considerando su viabilidad técnica, social y geográfica, con el objetivo de generar una mayor y mejor calidad de vida de la población.

Además, también se concluye que es indispensable realizar actividades de transferencia tecnológica y empoderamiento de la tecnología en el desarrollo de proyectos energéticos. Este empoderamiento hará posible mejorar los indicadores de eficacia y sostenibilidad de los proyectos que se ejecuten en poblaciones vulnerables. Pues de esta forma, se logrará desarrollar las capacidades para el manejo de paquetes tecnológicos en cada una de sus fases: implementación o instalación de infraestructura, operación y mantenimiento que contribuyan con la eficacia del proyecto. La socialización y empoderamiento de la tecnología del proyecto a través de charlas, talleres vivenciales, pasantías entre otros contribuyen con la sostenibilidad del proyecto.

Para conocer más sobre la propuesta metodológica y su aplicación en el distrito de Pilpichaca, puede ingresar a www.fise.gob.pe.



UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL PARA DESALINIZACIÓN DE AGUA DE MAR EN LA CIUDAD DE ICA ¹

W. Jara
(PER)

Wilmer Arturo Jara Velásquez
Universidad Nacional San Luis Gonzaga de Ica,
Perú

Ingeniero Mecánico Electricista, Magister en Ingeniería Mecánica y Eléctrica por la Universidad Nacional San Luis Gonzaga de Ica. Egresado de la Maestría de Energética de la Universidad Nacional de Ingeniería en 1998. Con Posgrado en Eficiencia Energética por la Universidad Nacional Nacional de Ingeniería, 1999 en convenio con la Carl Duisberg de Alemania.

Docente Principal de la Universidad Nacional San Luis Gonzaga, expositor en congresos nacionales e internacionales en Cuba, México, Argentina y Uruguay. Sus líneas de investigación se ubican en desalinización, gas natural, y optimización energética.

I. RESUMEN

El propósito de esta investigación es la de analizar cómo la utilización del gas natural puede ayudar a incrementar la oferta de agua en la ciudad de Ica a través de plantas de desalinización acopladas a centrales termoeléctricas de cogeneración. Para ello se analizaron las opciones de plantas de cogeneración con turbinas de gas natural en ciclo simple y ciclo combinado acopladas a unidades de desalinización del tipo multiefecto MED. Se propone que estas plantas sean manejadas como unidades de negocio por una misma empresa de manera que los ingresos provenientes de la venta de electricidad disminuyan el costo del agua producida y de esa manera poder competir con el ofrecido por la Empresa Municipal de Agua Potable de la ciudad, Emapica.

PALABRAS CLAVE: Desalinización, cogeneración, gas natural.

II. INTRODUCCIÓN

La napa freática en la Región de Ica, ha disminuido considerablemente en los últimos años, hace 15 años los pozos de extracción del agua subterránea tenían un nivel estático promedio de 40 a 50 metros, actualmente los niveles estáticos de la napa freática, en Ica, se encuentra entre 80 a 100 metros [1]. Esto ha obligado al Gobierno Regional a elaborar proyectos hídricos de trasvase de cuencas como el del canal de Ingahuasi, el proyecto La Polvareda y la represa Tambo, todos ellos muy costosos y que además han acarreado conflicto social con la región Huancavelica. Ninguno de los proyectos mencionados se ha podido concretar a pesar que están en cartera ya hace muchos años, mientras

² "Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación de la Ingeniera Beatriz Adaniya Higa y del Sr. Julian Garzón Bernal"

tanto Ica sigue sufriendo la falta de disponibilidad de agua, es necesario por tanto abrir el enfoque en la manera de ver las soluciones al problema e ir a uno que sea holístico, y que considere todas las opciones posibles para aumentar sus recursos hídricos, tales como trasvases, bombeo de agua subterránea, tratamiento de aguas residuales, programas de manejo de la demanda a través de su uso y consumo eficientes, desalinización. Una solución integral al problema del agua en Ica debe pues plantear un mix de tecnologías a utilizar para disponer al máximo de los recursos hídricos buscando en lo posible que se haga al mínimo costo.

III. OBJETIVO

General:

- Plantear una nueva alternativa técnico-económica que incremente la oferta de agua en la Región Ica.

Específicos:

- Utilizar el gas natural disponible en la ciudad de Ica.

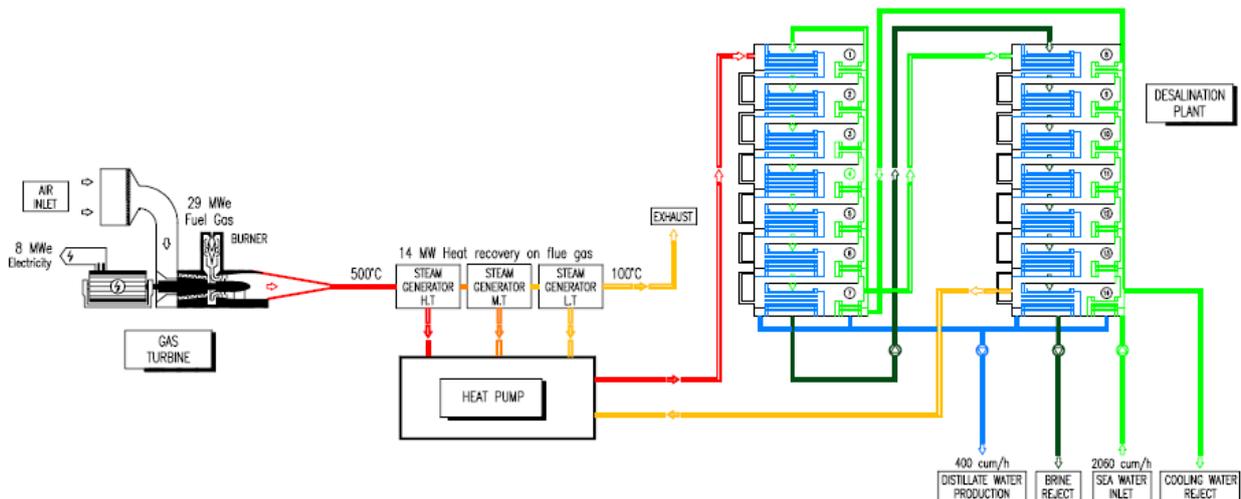


Figura N° 01. Planta dual MED acoplada a una turbina de gas ciclo simple [2]

Como puede verse en la Figura N° 01, se podría instalar una central termoeléctrica que aproveche la temperatura de los gases de combustión de la turbina de gas y que entran en el recuperador a una temperatura de 500°C, saliendo del mismo a una temperatura de 100°C. Con la energía térmica que recibe del recuperador y del vapor de baja presión suministrado por el último efecto de la planta desaladora, la máquina de absorción suministra la energía térmica necesaria para alimentar el primer efecto de la planta desaladora. La colocación del Heat Pump que se aprecia en la instalación, es para optimizar el proceso de transferencia de calor. Una unidad de este tipo podría desalinizar 400m³/hora, con una potencia térmica de 29 Mw y una potencia eléctrica neta de 8 Mw producidos con gas natural. Considerando que la planta trabaja 7884 horas anuales y que 1 m³ de gas natural equivale a 10.33 kWh, entonces su consumo de gas natural sería de 2.3794 MMPCD (Ver [4]). El análisis económico a considerar para este tipo de planta se basa en la premisa fundamental de que una sola empresa tiene

- Venta de potencia y energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional.

IV. MATERIALES Y MÉTODOS

Se consideran dos casos:

- Planta MED (Destilación por múltiple efecto), acoplada a una central de cogeneración con turbina de gas en ciclo simple.
- Planta MED acoplada a un ciclo combinado gas-vapor.

4.1. Planta MED acoplada a una central de cogeneración con turbina de gas en ciclo simple

Se considera en este caso una unidad MED (Destilación Múltiple Efecto) que se acopla a una planta de cogeneración de turbina de gas en ciclo simple.

a su cargo la venta de electricidad y agua, de esta manera se asume todo el costo de ambos productos, pero descontando los ingresos obtenidos por la venta de electricidad.

4.2. Planta MED acoplada a un ciclo combinado gas - vapor

Además del acople de una planta MED a una turbina de vapor o a una turbina de gas, existe también la posibilidad de acoplarla a un ciclo combinado, constituido por una turbina de gas y una turbina de vapor (Fig. 2Figura N° 02). En este caso, la planta MED se suele alimentar a partir de una caldera de recuperación que aproveche la temperatura de los gases de combustión de la turbina de gas, aunque también existe la posibilidad de utilizar la planta MED como condensador de la turbina de vapor [3].

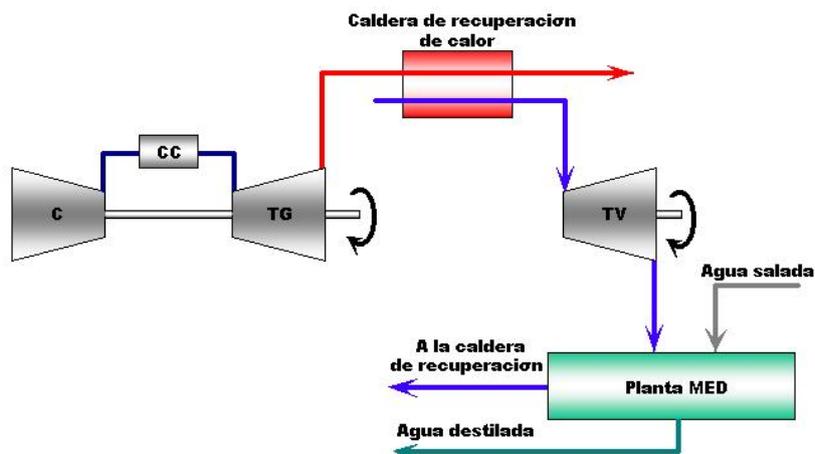


Figura N° 02. Planta desalinizadora MED acoplada a una central de ciclo combinado gas - vapor

V. RESULTADOS

Los resultados hallados muestran que bajo el esquema de negocios de una empresa única que vende electricidad y agua desalinizada (planta dual), se obtiene un costo de producción de agua de Ica 0.45 soles por metro cúbico y considerando un tipo de cambio de S/. 2.80 / US\$, equivale a 0.16 US\$/m³. Para ver la metodología a utilizar en los cálculos efectuados ver [4]. La ventaja que tiene este esquema de negocio es que los ingresos provenientes de la venta de electricidad, hacen que el costo medio unitario baje significativamente, a diferencia de instalar una planta de ósmosis inversa por ejemplo y que sólo podría vender agua como único producto. El costo medio del agua en las condiciones de captación obtenido por la prestadora del servicio del agua - Emapica, es de 0.22 US\$/m³ [5] y que permite hacer una comparación en las mismas condiciones al agua producida por la planta dual in situ, esto es sin considerar ambas el costo de la distribución. En la opción de ciclo combinado los resultados pueden ser todavía mucho más positivos para la desalinización, por ser estas últimas casi el doble de eficientes que las de ciclo simple.

VI. CONCLUSIONES

- 6.1. Es actualmente factible la desalinización en Ica, bajo el esquema de empresa multiproducto con venta de electricidad y agua potable.
- 6.2. Dicho esquema de negocio sería posible con plantas duales de cogeneración con turbina de gas en ciclo simple acopladas a una unidad MED. Y también en ciclo combinado gas-vapor.
- 6.3. Para una capacidad de desalación diaria de 9600 metros cúbicos diarios, la planta dual de 8 Mw de potencia eléctrica, arroja un costo de producción de 0.16US\$/m³ menor al que

obtiene por bombeo de agua subterránea (0.22 US\$/m³), la empresa Emapica.

- 6.4. La planta dual tendría ingresos no sólo provenientes de la electricidad, sino también del agua, lo que haría bastante rentable el proyecto.
- 6.5. La desalinización permitiría evitar seguir sobreexplotando el acuífero de Ica, que presenta niveles preocupantes de descenso de su napa freática.

VII. BIBLIOGRAFÍA

- [1].- http://www.progressio.org.uk/sites/default/files/Drop-by-drop_Progressio_Sept-2010.pdf. Consultado el 6/08/2011.
- [2].- J. de Gunzbourg, D. Larger. "Cogeneration applied to very high efficiency thermal seawater desalination plants". Desalination 1999.
- [3].- Rojas M. López E y Saldívar S. "Desalación de agua de mar para uso industrial". Ingeniería Industrial N° 25, 2007, pp. 179-20. Universidad de Lima.
- [4].- Jara Velásquez W. "Estudio Comparativo de plantas de desalinización para abastecimiento de agua en la ciudad de Ica." 8° Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica, Cusco del 23 al 25 de octubre del 2007. Código N° 1665. LIBRO VIRTUAL: ISBN 978-9972-2885-3-1. Disponible el 17/04/2013 en: <http://www.pucp.edu.pe/congreso/cibim8/produccion.html>
- [5].- Emapica. "Estudio Tarifario". Octubre 2011. Disponible el 15/10/2013 en http://www.sunass.gob.pe/doc/estudios%20tarifarios/emapica/emapica_vf2811011.pdf



ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA PRODUCCIÓN DEL BISULFURO DE CARBONO A PARTIR DEL GAS NATURAL¹

**L. Ancalla
(PER)**

Luis Alberto Ancalla Gonzáles
Reactivos Nacionales S.A.

Ingeniero Químico por la Universidad Nacional de Ingeniería. Con estudios de capacitación en Seguridad Industrial, Salud Ocupacional en Hidrocarburos; técnicas electroquímicas para el análisis fisicoquímico; flotación de minerales; entre otros.

Experiencia laboral en empresas de las áreas de control de calidad, análisis de procesos y textil, laborando en los últimos años en la empresa Reactivos Nacionales S.A., empresa dedicada a la fabricación de reactivos para la minería con la línea de xantatos, donde ha sido encargado del aseguramiento de la calidad y control de los productos terminados, gestor del tratamiento de residuos sólidos y líquidos peligrosos.

II. INTRODUCCION

En el presente artículo se evalúa la pre-factibilidad técnico económica para la producción de bisulfuro de carbono a partir del gas natural. La tecnología a emplear se basa en la reacción entre el metano (principal componente del gas natural) y azufre, ambos en fase vapor, a condiciones de presión entre 2 a 5 atm y a temperaturas alrededor de 400-700°C. La reacción se realiza en un horno de reacción con un exceso de azufre para lograr una conversión de más del 90%.

El estudio se centra en la utilización del metano en el sector industrial como materia prima para la fabricación de diversos productos petroquímicos, entre ellos el bisulfuro de carbono.

Los motivos que explican la elección del tema son los siguientes:

- Actualmente en el Perú no existen industrias dedicadas a la fabricación de bisulfuro de carbono, importándose en su totalidad; por ello se propone su manufactura, utilizando como insumo principal el metano.
- El bisulfuro de carbono se produce industrialmente mediante la reacción entre azufre y carbón o metano. El Perú, tradicionalmente, fabricaba el bisulfuro de carbono a partir de carbón vegetal hasta 1992. Sin embargo, el proceso de fabricación con metano ha ido reemplazando al carbón vegetal desde que fue introducido por primera vez, a principios de los años cincuenta. En países como Estados Unidos, Singapur, Alemania, Japón, Argentina, Colombia y otros, la manufactura de bisulfuro de carbono se desarrolla a partir del metano o gas natural.

³ "Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación de la Ingeniera Judith Calixto Magariño"

- El Perú a partir de nuevos descubrimientos de reservas de gas natural, contaría con importantes ventajas de disponibilidad y bajos costos atribuidos a su uso. De este modo, el empleo del gas natural como fuente de materia prima petroquímica favorece la manufactura de bisulfuro de carbono a nivel comercial. Por otro lado, el azufre necesario se obtendrá de las plantas de desulfuración de las principales refinerías de petróleo de nuestro medio, producto del cumplimiento a las regulaciones ambientales que obligan a reducir el contenido de azufre en el combustible Diesel (D.S. 025-2005 EM), motivo por el cual se hace disponible esta materia prima para la producción de bisulfuro de carbono a partir de gas natural. Finalmente, esta investigación se debe a que el uso principal de bisulfuro de carbono en el Perú, está orientado a la producción de sales de ditiocarbonatos (xantatos), muy utilizadas en la industria minera y cuyas materias primas para su manufactura son el bisulfuro de carbono, hidróxido de sodio o hidróxido de potasio y un alcohol.

El crecimiento de la industria minera, en estos últimos años, ha generado una gran expectativa de consumo de xantatos y por consiguiente un importante consumo de bisulfuro de carbono. Es oportuno manifestar que, actualmente, la única empresa peruana que se dedica a producción de xantatos es Reactivos Nacionales S.A. El bisulfuro de carbono es importado de Colombia (Química Internacional S.A.), Argentina (AKZO Argentina) y principalmente Estados Unidos (AKZO Nobel), entre otros.

Para cumplimiento del presente estudio, se ha establecido los siguientes objetivos específicos:

- Realizar el análisis de la disponibilidad de las materias primas: azufre y metano (gas natural de Camisea) como insumo químico para determinar la viabilidad de la fabricación de bisulfuro de carbono.
- Diseñar el proceso de implementación de una planta de fabricación de bisulfuro de carbono.
- Determinar mediante análisis económico, la factibilidad de su desarrollo para una capacidad producción de 15 000 TM/Año.
- Prever el impacto ambiental que podría traer la fabricación de bisulfuro de carbono.

II. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

2.1. Bisulfuro de Carbono

«El bisulfuro de carbono [CAS N° 75-15-0], CS₂, es un líquido tóxico, denso, sumamente volátil e inflamable. Es un importante producto químico industrial y sus propiedades están bien definidas» (Kirk & Othmer, 2007: p. 822). Se encuentra en la naturaleza, en pequeñas cantidades, provenientes de gases liberados a la superficie terrestre, como por ejemplo, en erupciones volcánicas o sobre pantanos. Asimismo, se encuentra presente en ciertas reacciones de combustión como subproducto no deseado y en los procesos industriales a altas temperaturas en compuestos de azufre.

El bisulfuro de carbono se descubre en 1796, a partir de esta fecha se han desarrollado numerosas técnicas para su fabricación utilizando diferentes materias primas.

El bisulfuro de carbono es escasamente soluble en agua (0,2% a temperatura ambiente), pero es un excelente solvente para muchos compuestos orgánicos y disuelve fácilmente al azufre, fósforo, yodo, ceras, caucho, resinas y otros elementos. Estas propiedades lo han hecho altamente apropiado para una gran variedad de aplicaciones industriales.

El bisulfuro de carbono reacciona con sulfuros, alcoholes, amoníaco, aminas y cloro para producir importantes derivados y productos intermedios industriales.

La mayor parte del bisulfuro de carbono producido en la actualidad se utiliza como materia prima para la fabricación de celulosa regenerada⁴. Los dos principales productos fabricados a partir de celulosa regenerada son rayón viscosa y celofán. En la Tabla 1 se describe los principales usos del bisulfuro de carbono.

Tabla 1. Usos del bisulfuro de carbono

Uso	Descripción
Textil	Manufactura de rayón viscosa Usado en la producción de rayón viscosa, por acción de la sosa cáustica sobre la celulosa regenerada y durante las operaciones de cortado e hilado.
	Producción de celofán Usado como agente en la producción de celofán.
Agricultura	Usado en la fabricación de fungicidas y herbicidas.
Minería	Usado en la producción de xantatos para la flotación de metales sulfurados.
Industrias del caucho	Usado durante la fabricación del caucho como acelerador de vulcanización.
Manufacturas de tetracloruro de carbono	Usado como materia prima para la síntesis de tetracloruro de carbono (Cl ₂ + CS ₂).
Alimentos	Usado para proteger las frutas frescas de insectos y hongos durante su transporte en barcos, para adhesivos de empaques de alimentos y en la extracción de solventes de inhibidores de

⁴ Celulosa proveniente de fibras de madera o algodón previamente procesada. Se trata con hidróxido de sodio, y luego se la mezcla con bisulfuro de carbono para formar xantato de celulosa, el cual se disuelve luego en más hidróxido de sodio. La celulosa regenerada utilizada como fibra se denomina rayón viscosa y como película, celofán.

crecimiento.

En la Figura N° 1 se muestra los usos finales de bisulfuro de carbono a nivel mundial registrada en el año 2007, se observa que la producción de celulosa regenerada (fibras de rayón viscosa y celofán) es la aplicación industrial más dominante, que representan alrededor del 69% de la demanda total.

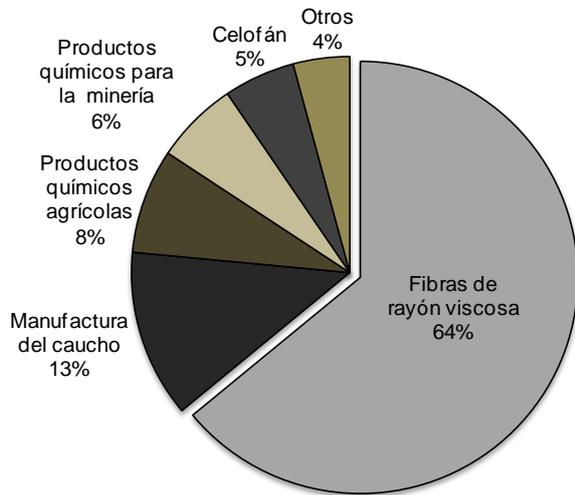


Figura N° 01. Usos finales de bisulfuro de carbono a nivel mundial – Año 2007

2.2. Bisulfuro de carbono como insumo químico para la industria minera

El bisulfuro de carbono desarrolla un papel importante en la industria minera ya que es el reactivo clave en la manufactura de los xantatos. Los xantatos son productos sólidos de color amarillo-blanco usados en la industria minera como agente de flotación en la recuperación de metales sulfurados. Los componentes básicos para la fabricación de xantatos son: el bisulfuro de carbono, hidróxido de sodio y un alcohol primario o

secundario; el alcohol le otorga propiedades colectoras para la recuperación de minerales metálicos y/o polimetálicos en el circuito de flotación de minerales.

La buena posición del sector minero peruano en el ámbito mundial y regional, es el resultado de las inversiones realizadas. A nivel mundial, Perú es el primer productor de plata; el tercero en la producción estaño, cobre y zinc; cuarto en plomo y quinto en oro. A nivel Latinoamericano, es el primer productor en casi todos los metales, exceptuando el cobre.

La abundancia de nuestro recurso mineral, sumado los grandes proyectos de inversión (Cartera estimada de proyectos mineros) que se vienen realizando permite que la industria minera siga creciendo y con ello también el requerimiento de insumos, razón por la cual es favorable el desarrollo de una industria química de producción de insumos para la minería, entre ellas los xantatos.

2.3. Industria del xantato en el Perú

En el Perú, la producción de xantatos data hace 35 años, siendo la empresa Reactivos Nacionales S.A. (RENASA) la única empresa que produce este insumo para la industria minera nacional.

En los últimos años, la demanda nacional de xantatos, se ha visto favorecida a consecuencia de las grandes inversiones y proyectos mineros que se vienen desarrollando en nuestro país. En el Gráfico N°01 se muestra la producción de xantatos durante los años 2000 al 2011, donde se observa el crecimiento progresivo del consumo de xantatos entre los años 2004 al 2008 de aproximadamente 3000 a 7500 TM/año, siendo este último valor, el máximo registrado en los datos históricos de la producción de xantatos. El 2009 registra una caída drástica, alrededor de 3000TM, esto debido a que la industria minera se vio afectada por la crisis económica internacional.

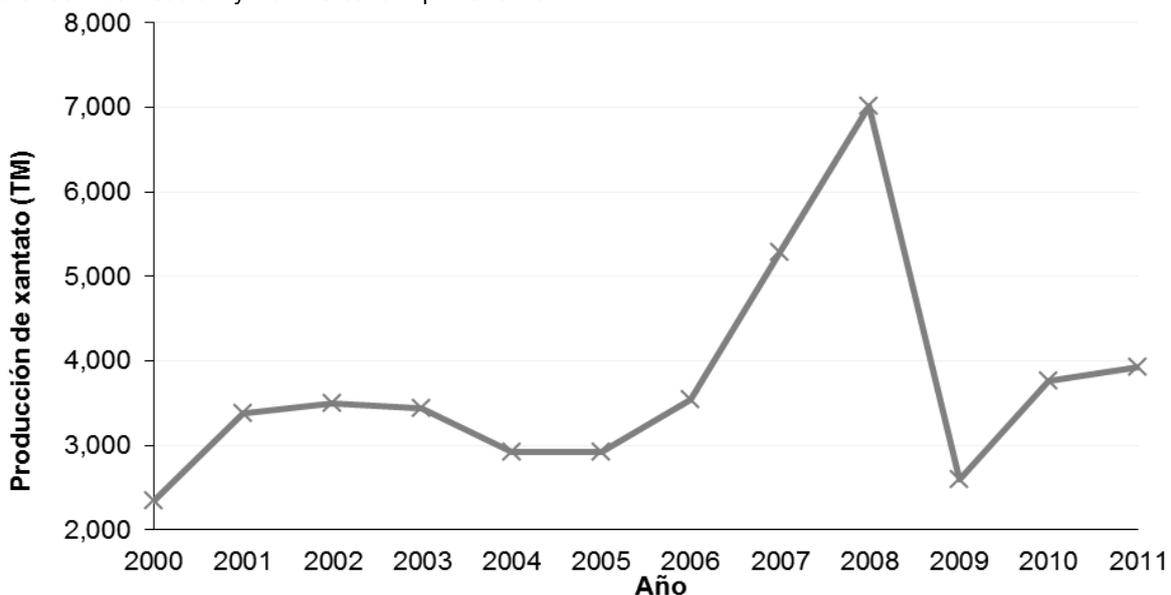


Gráfico N° 01. Producción de xantato 2000-2011, fuente: Empresa Reactivos Nacionales S.A

Los xantatos comercialmente disponibles son de calidad técnica y por lo general sólo en la pureza de un 90-95%.

Actualmente, la empresa RENASA, cuenta con una planta de producción de xantatos con capacidad instalada de 10,000 TM/año, siendo su principal producto el xantato isopropílico de sodio y xantato amílico de potasio.

III. TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BISULFURO DE CARBONO

En los primeros años de su fabricación, el bisulfuro de carbono se producía a partir de carbón y azufre, a altas temperaturas en un horno tipo retorta o en horno eléctrico. Este método era peligroso y a la vez la tecnología no era ambientalmente favorable, pero en el momento no se disponía de alternativas.

A partir de la década de 1960, mediante procesos petroquímicos, comienza la fabricación de bisulfuro de carbono a partir de gas natural (metano) y azufre. Esta tecnología logró una gran mejora sobre el proceso anterior, sin embargo, tenía que cargar con una desventaja importante: la necesidad de recuperar azufre de grandes cantidades de sulfuro de hidrógeno derivando así a la instalación de una unidad Claus.

Nuevas propuestas siguen apareciendo para la fabricación de bisulfuro de carbono, las cuales están basadas en las diferentes alternativas de fuente de materia prima. En la Tabla 2 se muestra algunos de los procesos patentados en Estados Unidos, donde la mayoría de estas alternativas son poco atractivas debido a su bajo rendimiento, la formación de subproductos no deseados, dificultades en su procesamiento por la formación de alquitrán y polímeros o por que se recurre a procedimientos costosos e ineficientes para superar las limitaciones del proceso.

Tabla 2. Alternativas para la producción de bisulfuro de carbono

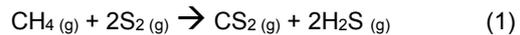
Materia prima	N° Patente	Productos
Carbón + sulfuro de hidrógeno	1'193,210	Bisulfuro de carbono, hidrógeno
Metano + sulfuro de hidrógeno	2,468,904	Bisulfuro de carbono, agua
Monóxido de carbono + dióxido de azufre	7'090,818 B2	Bisulfuro de carbono, dióxido de carbono
Monóxido de carbono + sulfuro de hidrógeno	2'767,059	Bisulfuro de carbono, sulfuro de carbonilo

Fuente: Oficina de patentes y marcas de los Estados Unidos

3.1. Tecnologías consideradas para el análisis técnico

a. Fabricación a partir de hidrocarburos y azufre

El proceso se fundamenta en la reacción de hidrocarburos, especialmente el metano o gas natural, con vapores de azufre en un horno de reacción a temperaturas de 500 a 700°C según la siguiente reacción:



La conversión del metano se asegura en un reactor y con catalizadores adecuados, obteniéndose conversiones de 90% o más (Kirk & Othmer, 2007: p. 831). Asimismo, el uso de un exceso de azufre entre 5-50%, favorece la conversión de metano. La mezcla de los productos de reacción es enfriada y separada por procesos de absorción y destilación en varias etapas. El producto sulfuro de hidrógeno es tratado posteriormente en una unidad para la recuperación de azufre (Unidad Claus).

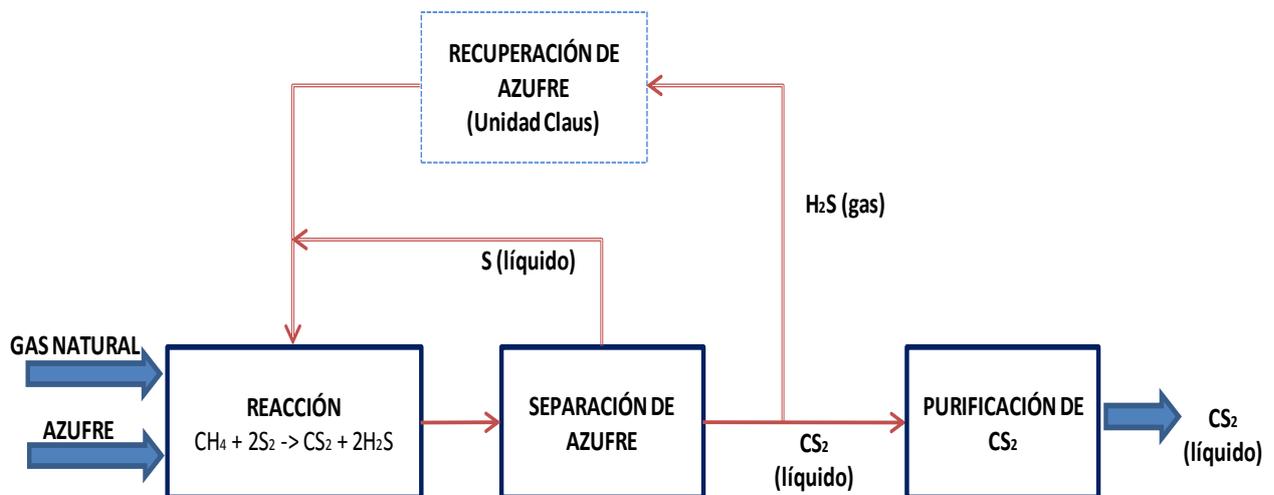


Figura N° 03. Diagrama de bloque para la fabricación de CS₂ a partir de gas natural

b. Reacción gas natural (metano) y azufre

El gas natural, compuesto principalmente por metano, y el azufre líquido, ambos a la temperatura inicial de 135°C son llevados al interior de un horno (B-102) y calentados en los tubos del mismo hasta conseguir la temperatura de reacción entre los 500-700°C, y mantenidos a una presión entre 3 a 7 atm para conseguir una conversión de, aproximadamente, un 95% del metano en bisulfuro de carbono y sulfuro de hidrógeno. A estas condiciones de operación, la temperatura del gas de salida desde el horno (B-102), es de 700°C. El azufre alimentado se encuentra en exceso del 20%, aproximadamente, respecto a la cantidad estequiométrica necesaria.

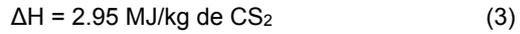
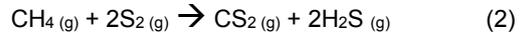
Los efluentes gaseosos del horno son enviados a un reactor (R-101) con la finalidad de completar la reacción de sulfuración. El reactor está compuesto por una masa catalítica. En esta sección se tomará como base los catalizadores Topsøe de la serie VK-38, debido a la disponibilidad de los datos y a que la diferencia entre la patente de referencia no es sustantiva.

La temperatura de salida de los productos de reacción, compuesto por CS₂, H₂S y S₂ y restos de CH₄ no reaccionado, es de 650 °C, estos son

enviados luego a un condensador para la separación del azufre.

Química del proceso

La reacción a considerar es la siguiente:



Como se aprecia, la entalpía de reacción (ΔH) para la ecuación (2) es 2,95 MJ/kg de CS₂ (Kirk & Othmer, 2007: p. 830), lo cual demuestra que la reacción es endotérmica, la mayor parte de la energía es tomada para la vaporización y sobrecalentamiento del azufre.

Otros hidrocarburos presentes en el gas natural también pueden reaccionar tal es el caso del etano [74-84-0] y el propano [74-98-6] cuyas ecuaciones de reacción se presentan a continuación:

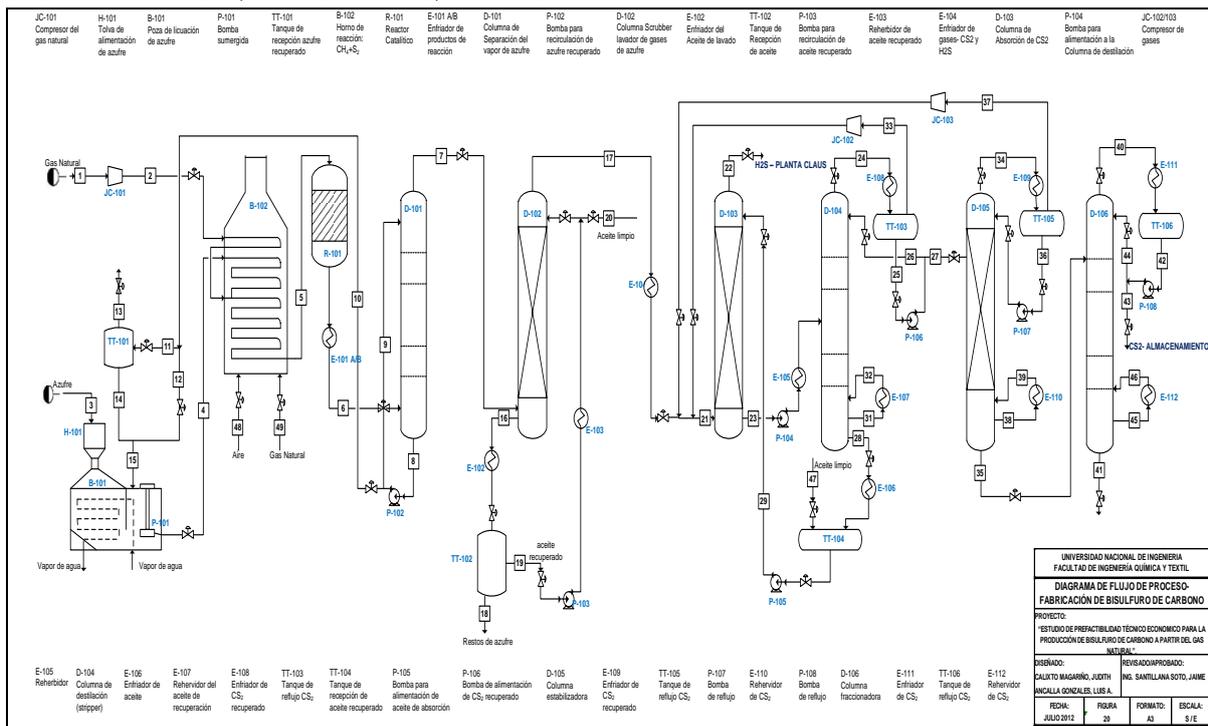


Figura N° 04. Diagrama de flujo del proceso

IV. CONCLUSIONES

4.1. Luego de realizar el estudio de pre-factibilidad para la producción de bisulfuro de carbono a partir de gas natural se concluye que el proyecto es factible de ejecutar, presentando los siguientes indicadores financieros:

- Valor Presente Neto (VPN): 12 246,2 MUS\$ del año 0.
- Tasa interna de retorno (TIR): 39,8%

4.2. El proyecto es muy sensible a las variaciones del precio de las materias primas, principalmente al precio de azufre. Esta variable, a corto plazo, ofrece grandes ventajas económicas para el proyecto, puesto que la disponibilidad de la misma será a un precio menor al planteado en la presente evaluación (US\$ 319 /TM). Con ello se incrementa la

rentabilidad y viabilidad del proyecto (TIR > 39,8%).

- 4.3. Del análisis de la disponibilidad de las materias primas se concluye que las nuevas reservas probadas de gas natural garantizan su utilización en la industria petroquímica, siendo éste, la principal materia prima para la fabricación de bisulfuro de carbono.
- 4.4. El diseño del proceso productivo de bisulfuro de carbono, planteado en esta investigación, presenta una amplia gama de ventajas tales como, alto rendimiento en la producción de bisulfuro de carbono (más de 90% de eficiencia), bajo consumo de energía, fácil acceso a las fuentes de materia prima, menor impacto ambiental y la seguridad en la producción.
- 4.5. La identificación y evaluación de los posibles aspectos e impactos ambientales en la fabricación de bisulfuro de carbono determinan que esta actividad industrial será cuidadosa con el medio ambiente, puesto que se hace uso de tecnologías limpias (uso de gas natural como materia prima y combustible), las cuales tienen como función la protección del ambiente, mediante la prevención de la contaminación.
- 4.6. Con el desarrollo de la industria de bisulfuro de carbono se logrará la sustitución de las importaciones de bisulfuro de carbono a partir de la producción nacional y la satisfacción de la demanda interna del país, cuyo principal mercado está orientado para la industria minera.

V. RECOMENDACIONES

Como resultado del estudio de pre-factibilidad técnico económico para la posible instalación de una planta de bisulfuro de carbono, no se han considerado ciertos factores necesarios para determinar la factibilidad de la realización del presente proyecto. Asimismo, considerando que el estudio no tiene el apoyo de una empresa industrial que pudiera facilitar la búsqueda y acceso a información importante, y de suceder una continuidad al presente estudio, recomendamos tomar en consideración las siguientes actividades:

- Realizar un estudio de mercado mucho más riguroso para la comercialización de bisulfuro de carbono en América del Sur, especialmente en Brasil puesto que se identificó como un potencial mercado.
- Verificar la real capacidad asociada en América del Sur, especialmente en Argentina.
- Para la empresa interesada, recabar información sobre la adquisición del gas natural a la empresa extractora del gas natural de Camisea con la finalidad de poder realizar aproximaciones de su demanda y costo.
- Realizar la investigación de patentes actuales para la producción de bisulfuro de carbono ya que en el presente proyecto se ha considerado una patente base a nivel comercial.



REGENERACIÓN TIPO RAMPA DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL PARA LA EXTENSIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS TAMICES MOLECULARES

**J. Huaytán
(PER)**

Javier F. Huaytán Ponce
Planta Procesadora de Gas Pariñas

Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería, con más de siete años de experiencia profesional, candidato a Master en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural; y Project Management Professional certificado por el Project Management Institute.

Experiencia laboral en Procesadora de Gas Pariñas, desarrollando proyectos de optimización energética y procesos operativos.

III. INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos líquidos en el país es desarrollada por diversas empresas petroleras, como Petrobras, Savia Perú, BPZ y Aguaytía. La empresa Savia Perú S.A., es la tercera empresa más importante del país en volumen de producción de hidrocarburos líquidos (Petróleo y Líquidos de Gas Natural), siendo la producción de líquidos de gas natural desarrollada por su filial la empresa Procesadora de Gas Pariñas S.A.C. (PGP).

PGP S.A.C., es una empresa procesadora de gas natural, productora de gas licuado de petróleo (GLP) y otros productos derivados como hidrocarburo alifático liviano (HAL). Entre otros, brinda a favor de Savia Perú los servicios de secado y recuperación de Líquidos de Gas Natural proveniente de sus pozos productores de Gas Natural Asociado ubicados en el Lote Z-2B al norte de Perú (Piura).

Las siguientes etapas o unidades que forman parte del esquema general del proceso de secado y recuperación de líquidos de gas natural en la empresa son:

- Acondicionamiento del Gas - Deshidratación.
- Separación Criogénica.
- Fraccionamiento o Destilación.
- Refrigeración y Servicios.

Planteamiento Inicial del Problema

En el año 2012, durante una parada de planta programada por un periodo 4 días, se reemplazó el tamiz molecular luego de aproximadamente 6 años de operación, encontrándose el tamiz molecular de uno de los deshidratadores (columnas) notablemente más desgastado (presencia de costras) que el otro (ver Figura N° 1), originando demoras en los trabajos de reemplazo.

Como referencia de los fabricantes de tamices moleculares, el tiempo de reemplazo de éstos es de aproximadamente cada 5 años, considerando condiciones de saturación total del gas de entrada, esto con el objetivo de asegurar una operación continua. Sin embargo, el tiempo de vida real podría

dependen de las condiciones de operación, la rutina de regeneración, la calidad del gas húmedo de

entrada, entre otros; los cuales pueden variar cada año.



Figura N° 1. Representación del estado de tamiz molecular gastado (Presencia de costras)

Entidades reconocidas de la industria del Gas Natural como: Gas Processors Association (GPA) y Gas Processors Suppliers Association (GPSA) han desarrollado diversos trabajos orientados a la prevención del desgaste y/o inicio de formación de costras; así como a la extensión del tiempo de vida útil en los tamices moleculares, los cuales fueron tomados como referencia y probados en Planta para su posterior implementación.

II. METODOLOGÍA PARA LA INVESTIGACIÓN

La metodología aplicada en la presente investigación es la siguiente:

- *Sistema a ser analizado:* Sistema de Deshidratación durante las etapas de Deshidratación o ciclo de adsorción y la etapa de Regeneración.
- *Método de Recolección de Datos:* Data histórica registrada en sistema de control distribuido (DCS) – Delta V, boletas de fiscalización de gas natural, especificaciones técnicas, reportes internos de operación en campo y sala de control, entre otros.
- *Hipótesis a demostrar:* El cambio de rutina de Regeneración de tamiz molecular a Tipo Rampa puede evitar la formación de costras en tope de Deshidratador logrando extender el tiempo de vida útil del tamiz reduciendo el número de regeneraciones al año (degradación térmica).
- *Desarrollo del trabajo de investigación:*
 - Descripción del Sistema de Deshidratación – Condiciones de Operación.
 - Factores que indican un alto desgaste del tamiz molecular.

- Implementación de actividades para la Optimización del Sistema Deshidratación.
- Resultados del cambio de rutina de regeneración Tipo Rampa.

III. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Descripción del Sistema de Deshidratación – Condiciones de Operación

Para evitar la formación de hidratos en la sección Criogénica de la planta, el agua contenida en el gas debe ser reducida a bajos niveles (menor a 1.0 ppm). En el caso de Planta PGP esto se logra por la adsorción del agua en tamices moleculares (Zeochem 4A [Z4-04]), según los diferentes análisis del gas natural que ingresa a Planta se observó que éste tiene un bajo contenido de agua (menor a saturación) y bajo contenido en contaminantes (H₂S, CO₂, otros).

El sistema de deshidratación cuenta con dos columnas o recipientes (ver Figura N° 2), mientras una columna se encuentra en etapa o ciclo de adsorción (el vapor de agua es retirado y retenido en el lecho del tamiz molecular durante esta etapa), la otra columna está siendo regenerada. A la salida del tamiz molecular se mide la temperatura del punto de rocío del gas natural, y luego éste pasa a través de filtros de polvo para asegurar que algunos pellets que son arrastrados por la velocidad del gas no lleguen a la etapa de Separación Criogénica.

Las condiciones de operación típicas del gas de entrada a la Planta PGP (wet feed gas) son:

Tabla 1. Condiciones de operación de gas de entrada

Caudal (MMSCFD)	Temperatura (°F)	Presión (PSI)	Contenido de Agua Saturada en el Gas Natural	
			Teórico (100% Sat.)	Estimado (33% Sat.)
40	100	373	138 lbs/MMSCF	45 lbs/MMSCF

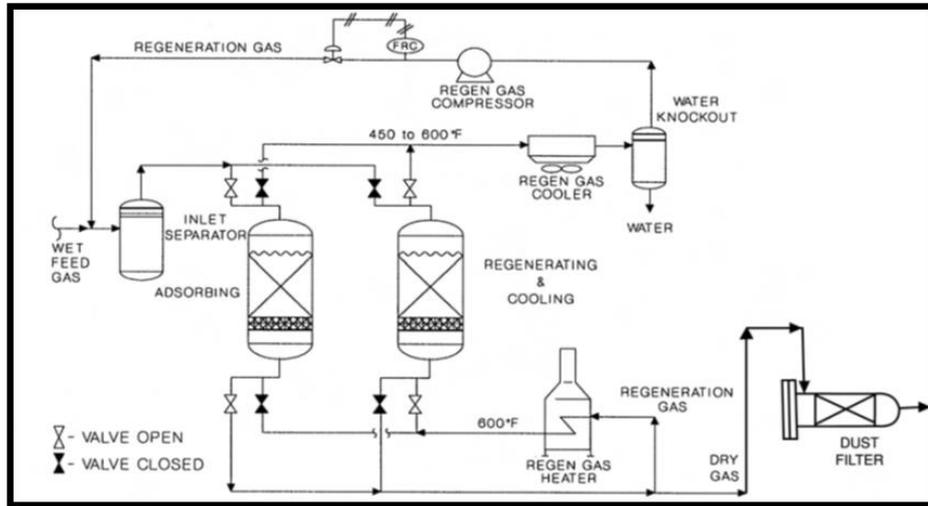


Figura N° 2. Representación del Sistema de Deshidratación

Factores que indican un alto desgaste del tamiz molecular

Antes de iniciar los trabajos de reemplazo del tamiz molecular se detectaron los siguientes factores o indicadores de tamiz gastado:

- Un aumento de la caída de presión en el deshidratador durante la etapa de adsorción; debido a la formación de costras. (condición de operación – máx. 8 psig)
- Un incremento instantáneo en la temperatura de punto de rocío aguas abajo del tamiz molecular durante la etapa de Deshidratación (normalmente al final del tiempo de deshidratación); debido a la formación de canales en el tamiz originando un pase de agua a la zona criogénica.
- Necesidad de disminuir el tiempo programado en la etapa de Deshidratación (o del tiempo de regeneración); debido a que la formación de

costras reducen el diámetro efectivo de la cama y disminuyen la capacidad de adsorción de la misma.

- Aumento en la frecuencia de reemplazo de los cartuchos de filtro de polvo aguas abajo del tamiz molecular.

Adicionalmente, para determinar el grado de desgaste del tamiz molecular o “camas” es necesario llevar a cabo una Prueba de Saturación (Water Breakthrough Test). La cual consiste en mantener en adsorción una de las camas (etapa de deshidratación) hasta llegar a saturación total, ésta se puede observar con un medidor de punto de rocío aguas abajo del deshidratador (Temperatura Rocío >> -150°F).

En la Tabla 2 se muestran los resultados de la Prueba Saturación realizada en febrero 2011 antes de la parada de planta.

Tabla 2. Resultado de Prueba de Saturación

	Tiempo Saturación	Agua Adsorbida	% Peso Adsorbido	Caída Presión
Cama A	23 horas	1458 lbs H ₂ O	4,86	9 psi
Cama B	21 horas	1309 lbs H ₂ O	4,36	12 psi

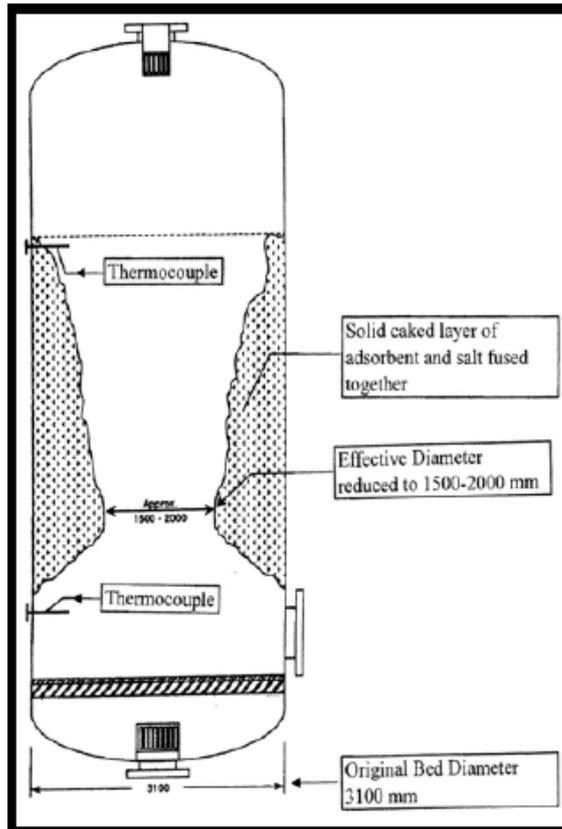


Figura N° 3. Representación del avance formación de costra en el Deshidratador (Tamiz Molecular gastado)

Implementación de Actividades para Optimización del Sistema de Deshidratación

propósito de optimizar el uso del tamiz molecular y extender su tiempo de vida, entre ellos se tienen:

Al concluir con los trabajos de parada de planta, se desarrollaron una serie de actividades con el

Actividad	Objetivo	Resultados
Cambio del procedimiento de Regeneración del Tamiz (etapa de calentamiento) por el de Tipo Rampa.	Minimizar el envejecimiento provocado por las regeneraciones a elevadas temperaturas y evitar la condensación en el tope de la columna reduciendo la posibilidad de formación de costras en esta zona.	Eliminación del punto de inflexión (meseta) indicativo de condensación en Deshidratador. Extensión del tiempo de deshidratación reduciendo el número de ciclos al año (aprox. de 650 a 560 ciclos). Reducción del consumo de gas combustible al año (aprox. 12%). Riesgo identificado, pase de agua a zona criogénica al final de la vida del tamiz. Frecuencia de ejecución diaria.
Monitorear caída de presión en camas	Establecer límites de control para el seguimiento anual del desgaste y/o inicio de formación de costras.	Se identifica la caída de presión normal a diferentes flujos de entrada a planta. Frecuencia de ejecución semestral.
Pruebas de Saturación	Conocer el estado actual de desgaste y el tiempo de saturación del tamiz molecular.	Se obtiene el tiempo máximo de saturación y las libras de agua que el tamiz puede adsorber, para actualizar (Figura N° 4) y estimar el tiempo de vida. Mejora la experiencia y respuesta de operadores. Frecuencia de ejecución anual.
Instructivos y Procedimientos	Dar a conocer a todo el personal involucrado de los cambios establecidos.	Se establecen buenas prácticas de operación, y se involucra a todo el personal.

Adicionalmente, basado en la hoja de especificación técnica de tamiz molecular, un estimado del desgaste (considerando el cambio en rutina de regeneración tipo rampa) y la prueba saturación (inicial) se estimó la capacidad y tiempo de adsorción de los nuevos tamices moleculares (Figura

N° 4). En dicha figura, se muestra una tendencia lineal del desgaste anual del tamiz molecular, ésta puede ser corregida con las pruebas de saturación anuales con la finalidad de estimar el tiempo de vida de los tamices.

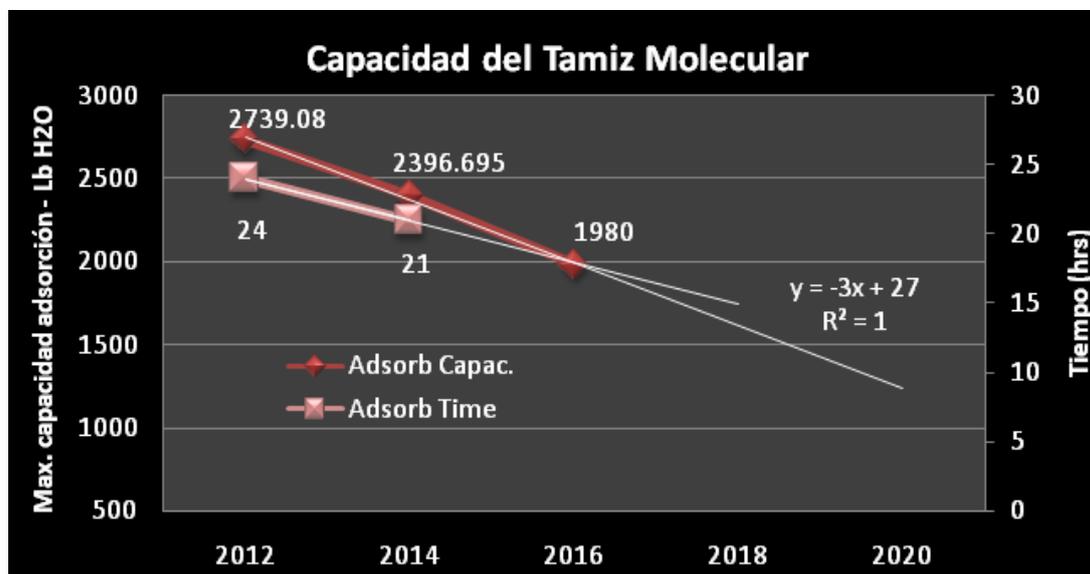


Figura N° 4. Capacidad Adsorción y Tiempo de Adsorción estimados de los nuevos tamices moleculares en planta PGP

IV. RESULTADOS DEL CAMBIO DE RUTINA DE REGENERACIÓN TIPO RAMPA

El cambio del procedimiento de regeneración de los tamices moleculares tiene dos principales efectos:

Reducir la probabilidad de condensación en tope de columna de Deshidratador

Un punto de inflexión (meseta) en la temperatura de salida del gas de regeneración se considera un indicador de la formación de agua libre o condensación. Generalmente la temperatura de salida del gas de regeneración (aguas abajo del

deshidratador) aumentará hasta que el agua condensada comienza a hervir. El agua se evapora y como la transferencia de masa es mucho más rápida que la transferencia de calor, la temperatura del gas muestra una meseta en la temperatura de ebullición del agua condensada, la temperatura de salida del gas solo vuelve a aumentar cuando toda el agua condensada se evapora.

En la Figura N° 5 la línea de color amarillo representa la temperatura de salida del gas de regeneración y se observa un punto de inflexión (meseta) a temperatura de 235°F.

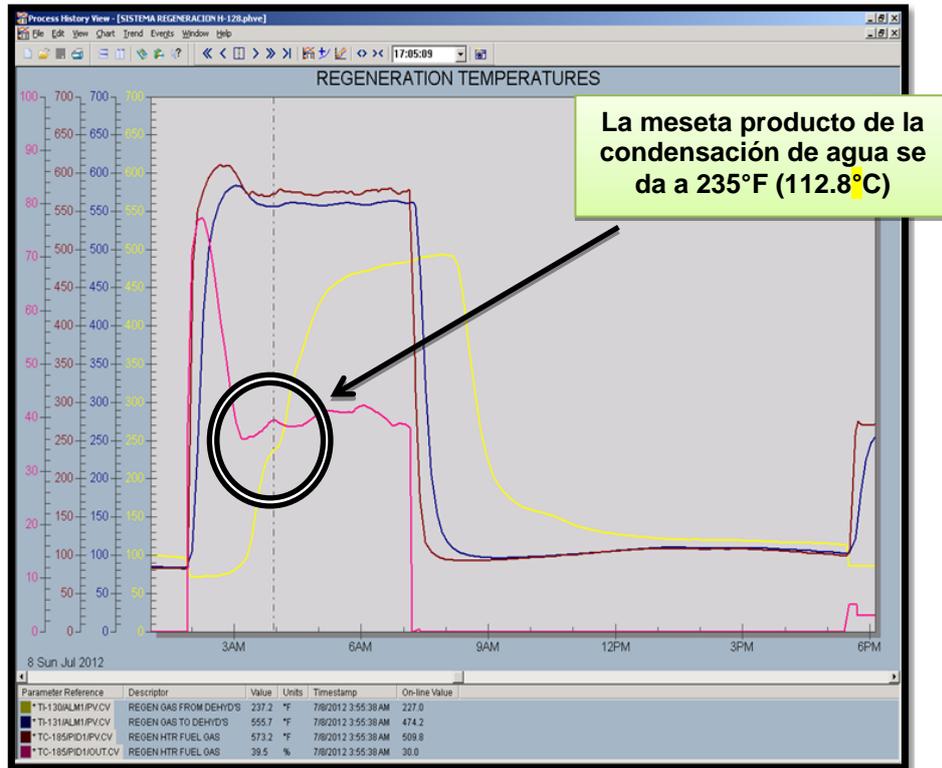


Figura N° 5. Gráfica típica de una regeneración sin rampa en Planta PGP

La modificación al procedimiento de regeneración considerando el Tipo Rampa, se basa en lo siguiente:

- Se setea la temperatura del horno de regeneración a 300°F y 400°F, en cada caso con una duración de 1 hora.
- El seteo final es a 575°F y se mantiene hasta que la temperatura de salida del gas de regeneración (aguas abajo del deshidratador) alcanza los 485°F.

- El tiempo total de calentamiento es aproximadamente 6 horas

En la Figura N° 6, se muestra una gráfica de regeneración de tipo rampa. La línea de color violeta representa la temperatura de salida del gas de regeneración donde se logra observar la eliminación de la inflexión o meseta en la temperatura.

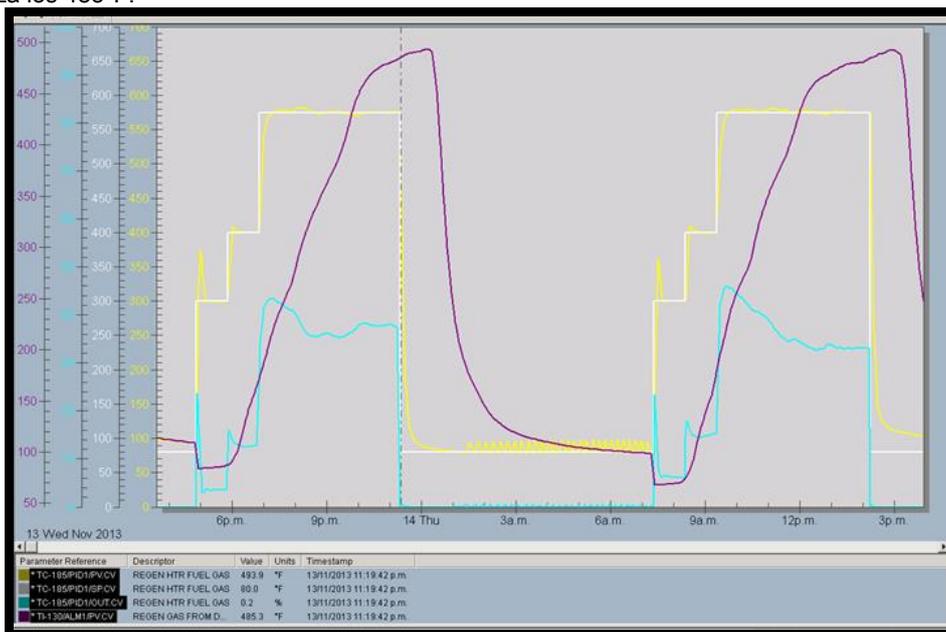


Figura N° 6. Gráfica actual de una regeneración con rampa en Planta PGP

Reducir el consumo de gas combustible

El cambio de tipo de regeneración a Tipo Rampa extiende el tiempo de deshidratación, por tal reduce el número de regeneración del tamiz molecular, lo que a su vez reduce el consumo de gas combustible. La siguiente tabla recoge el promedio de los consumos diarios fiscalizados de gas combustible en la planta PGP (en horno regeneración H-128) desde enero 2012 hasta agosto 2013.

Tabla 3. Consumo promedio de gas combustible en horno de regeneración

Año	Consumo promedio de gas combustible – H-128
2012	50,98 MSCFD
2013	44,79 MSCFD

Se reduce el consumo diario de gas combustible en 6 MSCFD, lo cual representa un ahorro de 12% aproximadamente.

V. CONCLUSIONES

- La regeneración Tipo Rampa permite optimizar el uso del tamiz molecular evitando una posible condensación del agua en el tope del recipiente, disminuyendo la probabilidad de formación de costras en las paredes de la

zona superior de la columna; a su vez extiende el tiempo de regeneración reduciendo el número de ciclos de regeneración al año, y reduciendo el consumo de gas combustible en aproximadamente 12%.

- El monitoreo de la caída de presión y las pruebas de saturación permiten identificar el desgaste actual del tamiz y estimar el tiempo de vida real extrapolando sus resultados en una gráfica (Figura N° 4).

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GPSA Engineering Data Book 12th Edition Volume II
- Gas Conditioning Processing Volume II by John M. Campbell
- Registro electrónico "BASE DE DATOS DESHIDRATACION".xlsx – Planta PGP
- Data histórica de software de proceso Delta V – Planta PGP
- Maximizar el desempeño del tamiz molecular durante el procesamiento del gas natural – Shell Global Solutions 81st Convención anual GPA – 11 de marzo del 2002
- Extendiendo la vida útil del tamiz molecular en unidades de deshidratación de gas natural – Henry Rastelli – Julie Stilner Shadden – Convención anual GPA – 17 de abril del 2008.



REGASIFICACIÓN: ÚLTIMA ETAPA DE LA CADENA DEL GAS NATURAL

**I. Barreto
(PER)**

Italo Giancarlos Barreto Rodríguez
Ecoservicios e Ingeniería Limpia S.A.C.

Bachiller en ingeniería química de la Universidad Nacional de Trujillo, con estudios de especialización en procesamiento de minerales y su impacto ambiental, tratamiento de aguas.

Experiencia laboral en las empresas DANPER S.A.C. y Ecoservicios e Ingeniería Limpia S.A.C., empresa que se encuentra dentro del rubro de la pequeña y mediana minería.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo general mostrar el tema central del proyecto de investigación que se está llevando a cabo en la Universidad Nacional de Trujillo que tiene por título: Diseño y estudio de prefactibilidad económica de una planta de regasificación de gas natural, considerando la realidad y necesidades actuales de la provincia de Trujillo. Como etapa inicial se realizó una cuantificación del mercado de gas natural en Perú, identificando los requerimientos y consumidores objetivos para definir las capacidades requeridas. Seguidamente, se procedió a definir la ubicación geográfica de la planta de regasificación considerando que esto tiene un alto impacto en el diseño del proceso y costos de la planta. Posteriormente de definir el proceso de regasificación se realizará el balance energético y másico con el objetivo de diseñar los equipos que cumplan con los requerimientos definidos así como el estudio de pre factibilidad económica.

I. INTRODUCCIÓN

El Perú de hoy en día tiene la mira puesta en una sola cosa; Gas Natural, y quiere aprovecharla, quiere energía más barata y que esté en armonía con el medio ambiente, gracias a los avances tecnológicos Lima e Ica pueden ya aprovechar esta fuente de energía; pero, no nos quedemos con eso hay que buscar las tecnologías necesarias para que otras ciudades también puedan utilizar este hidrocarburo en la producción de bienes y servicios así como el aprovechamiento del sector residencial.



REGASIFICACIÓN: ÚLTIMA ETAPA DE LA CADENA DEL GAS NATURAL

**J. Mendoza
(PER)**

Jhon Anthony Mendoza Alegre
CMPC Tissue - Protisa

Bachiller en Ingeniería Química de la Universidad Nacional de Trujillo con estudios de especialización en Procesamiento de Minerales y Recursos Energéticos.

Experiencia laboral en la empresa CMPC Tissue – Protisa.

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas natural al mercado directamente por gasoducto o indirectamente, transformado en electricidad. Muchos países en el mundo cuentan con una planta de regasificación de gas natural licuado. En estas plantas de regasificación se recibe el gas natural licuado que ha sido transportado kilómetros de distancia en buques metaneros y que viene directamente de la planta de licuefacción de gas natural. Una serie de etapas de proceso involucra la regasificación de este hidrocarburo, que parte desde la recepción hasta la regulación y odorización para su posterior distribución a través de redes de tuberías.

1.1. Gas Natural

Se denomina gas natural a la mezcla formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, está compuesto principalmente por metano, con cantidades menores de etano, propano, butano y pentano. Contiene además, componentes no hidrocarburos tales como nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, mercaptanos y vapor de agua.

1.2. Gas Natural Licuado (GNL)

El gas natural licuado es gas natural que es llevado a su estado líquido por medio de enfriamiento entre un rango de temperatura de -160 a -163 °C a presión atmosférica. Esta licuefacción permite reducir el volumen del gas natural alrededor de 600 veces su tamaño, expandiendo con ello significativamente las posibilidades de transporte terrestre y marítimo del mismo. La composición del GNL contiene una mayor proporción de metano ya que es necesario extraer del gas natural el agua y el dióxido de carbono para evitar que se solidifiquen en el proceso de licuefacción, pudiendo dañar con ello el equipo. La composición típica del GNL es de aproximadamente un 95% de metano y un 5% de otros compuestos.

1.3. Cadena de valor del Gas Natural Licuado

Es llamada cadena de valor del gas natural licuado a las etapas consecutivas por las cuales el gas natural debe pasar para lograr su beneficio.

- Extracción.
- Licuefacción.
- Transporte de GNL.
- Almacenamiento y regasificación.
- Transporte de Gas Natural.
- Distribución a clientes finales.

1.4. Proceso de Regasificación

El GNL desde su llegada a la planta de regasificación debe pasar por ciertas etapas para que esté listo para distribuirse al consumidor.

1.4.1. Recepción del Gas Natural

El gas natural se recibe en estado líquido transportado en barcos metaneros a una temperatura de -160°C desde las plantas de licuefacción. Los buques atracan en el muelle de descarga de la planta de regasificación y se descarga el GNL a través de brazos ubicados en el muelle.

1.4.2. Almacenamiento de GNL

El GNL circula a través de los conductos que unen los brazos con los tanques y se almacena en el interior de los mismos a una temperatura de -160°C .

1.4.3. Gestión del Exceso de Gas Generado

El aporte de calor al GNL (proceso de bombeo o radiación solar) provoca que una fracción de este pase a fase vapor. Este gas (BOIL OFF) se utiliza para:

- a) Compensar el desplazamiento de la carga que se origina en el proceso de descarga del buque.

- b) Reinyectar en el proceso gracias al relicuador (tras pasar por unos compresores).

Cuando excede la capacidad de los dos anteriores el gas sobrante se quema en la antorcha

1.4.4. Relicador

Un sistema de bombeo ubicado en el interior del tanque, denominado primario, permite la conducción del GNL hacia el RELICUADOR, que actúa como acumulador de líquido para las bombas secundarias y permite la recuperación del BOIL OFF, incorporándolo a la corriente de GNL.

1.4.5. Bombeo de Alta Presión

El GNL procedente del relicuador es bombeado a alta presión por un sistema de bombeo secundario, de diseño análogo al primario, que impulsa al GNL hacia los vaporizadores.

1.4.6. Vaporización

El paso de líquido a gas se realiza en los vaporizadores de agua de mar. A través de estos, el GNL se transforma en vapor al ser calentado a una temperatura mayor a 0°C con agua de mar. Existe un vaporizador, denominado de combustión sumergida, utilizado en periodos de mantenimiento de los anteriores o en épocas de demanda punta, donde el GNL es calentado y vaporizado por efecto de un quemador sumergido que utiliza como combustible el gas natural.

1.4.7. Medida y Odorización

El gas natural procedente de los vaporizadores se dirige a través de un colector común a unos sistemas de regulación, medida y odorización y, finalmente, se introduce a la Red Básica de Gaseoductos.

Un esquema de estos pasos se puede ver en la Figura 1.

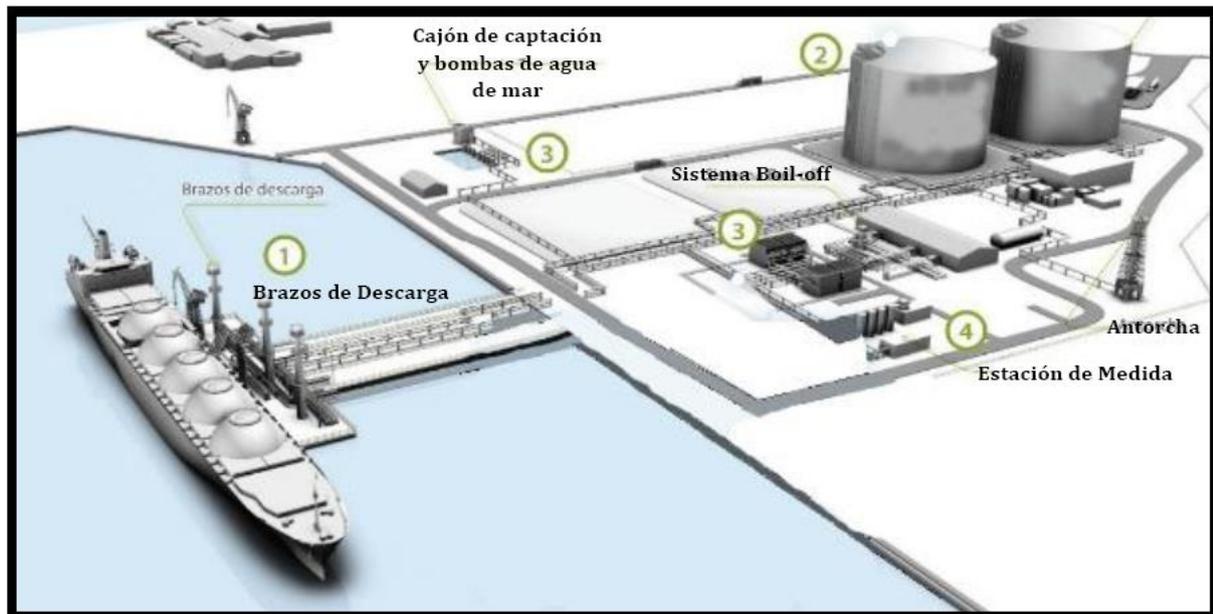


Figura 1. Planta típica de regasificación de gas natural. Fuente: Enagas

II. METODOLOGÍA

El trabajo se inició en la determinación del consumo de gas natural en los sectores industrial, residencial y vehicular. La técnica base utilizada para el desarrollo del proyecto es "SESRA", es decir, Situación Existente, Situación Requerida y la Alternativa:

Situación existente

Falta de una Planta Regasificadora de GNL en el Perú, lo que podría ocasionar pérdidas de importantes sumas de dinero debido a desabastecimiento de gas natural por eventualidades en el lote 88 de Camisea.

Situación requerida

Diseño e instalación⁵ de una Planta de regasificación de Gas Natural Licuado.

Alternativa

Obtener Gas Natural siguiendo el proceso de regasificación propuesto, de tal manera que se tenga reservas de hidrocarburo ante cualquier eventualidad en la red de suministro.

2.1. Demanda de Gas Natural

A continuación se muestra la demanda actual del gas natural de Camisea por sectores: Residenciales y comerciales, industriales, Eléctricos y Transportes (GNV).

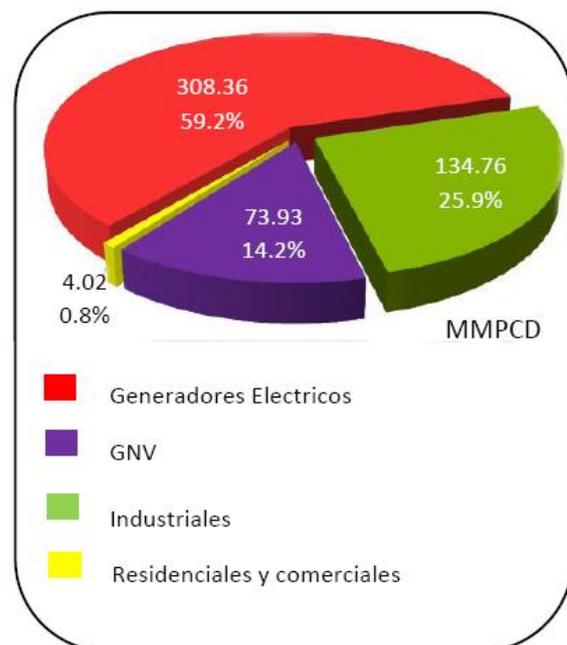


Figura 2. Consumo de gas natural por sectores en MMPCD⁶. Fuente: Osinergmin julio 2013.

2.2. Matriz energética en el Perú

En nuestro país, el consumo de gas natural los años 72, 82 y 92 sólo representó entre el 7.9% y 4.1% de la matriz energética, a la actualidad, creció del 3.3% al 30.9%, crecimiento explicado por el desarrollo de los proyectos Aguaytía el año 1997, y Camisea el año 2004.

⁵ El desarrollo del trabajo sólo es para el diseño de la planta regasificadora de GNL.

⁶ Millones de metros cúbicos por día

2.3. Producción del gas natural

En la Figura 4, se muestra la evolución de la producción de gas natural en el país. Durante el año 2012, la producción del proyecto Camisea (Lotes 56 y 88) representó el 94.7 % del total producido.

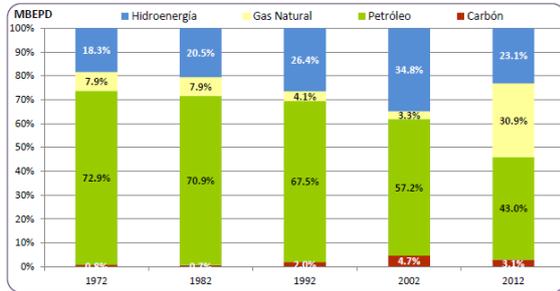


Figura 3. Matriz Energética del Perú. Fuente: Osinermin julio 2013

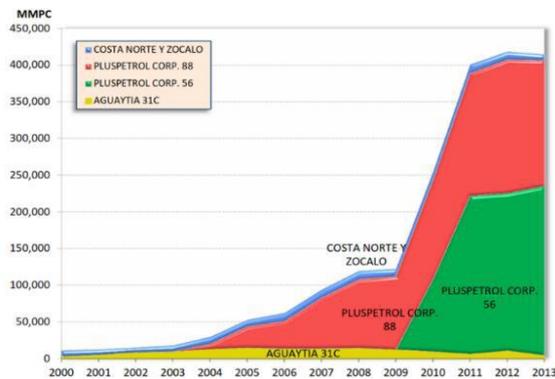


Figura 4. Producción de gas natural. Fuente: Osinermin julio 2013

2.4. Demanda de gas natural en el sector Residencial y comercial, Industrial y Transporte

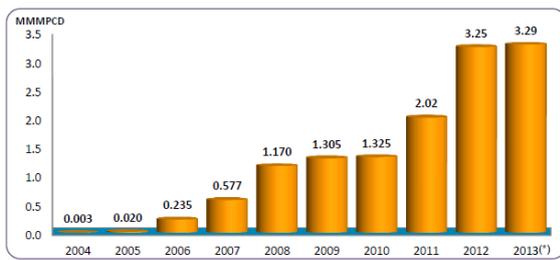


Tabla 1. Demanda de gas natural (Fuente: Osinermin julio 2013)

Año	MMPCD			Tasa de Crecimiento Anual		
	Eléctrico	Industrial	Total	Eléctrico (%)	Industrial (%)	Total (%)
2004	69.7	15.7	85.4			
2009	153.0	94.5	247.5	17.0	43.1	23.7
2014	259.3	208.4	467.7	11.1	17.1	23.6
2019	395.0	383.7	778.7	8.8	13.0	10.7
2024	568.1	563.6	1131.7	7.5	8.0	7.8
2029	789.2	702.3	1491.5	6.8	4.5	5.7
2034	1071.2	830.1	1901.4	6.3	3.4	5.0

Figura 5. Demanda en el sector Residencial y Comercial. Fuente: Osinermin

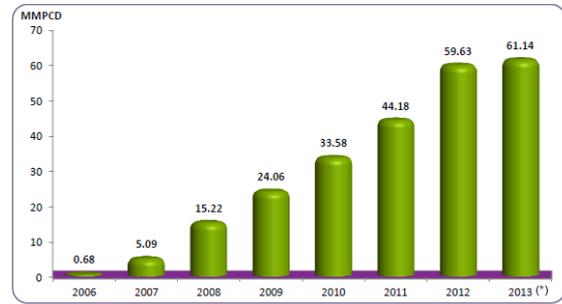
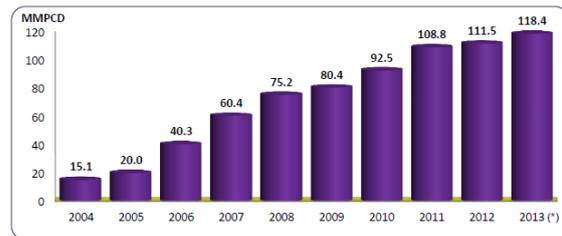


Figura 6. Demanda en el sector Transporte (GNV). Fuente: Osinermin julio 2013



(*) Volumen promedio de GN enero-julio 2013
Figura 7. Demanda en el sector Industrial. Fuente: Osinermin julio 2013

2.5. Estimación de la demanda futura

El análisis dinámico del uso de gas natural en la generación eléctrica o para otro consumo implica estimar el crecimiento futuro de la demanda eléctrica y determinar la fracción de energía producida sobre la base del gas natural.

Los valores de consumo de gas en MPD para el sector eléctrico y el sector industrial se muestran en la Tabla 1.

2.6. Diseño

El diseño está conceptualizado desde la descarga de los buques metaneros hasta la regasificación del GNL.

2.6.1. Especificaciones de diseño

El diagrama de flujo (Figura 8) presenta los equipos de proceso y los estados del gas natural. La planta presenta dos estados de funcionamiento:

2.6.1.1 Carga de GNL desde Buque Metanero

Un barco metanero se aproxima a puerto regularmente cada 20 días para descargar GNL a la planta (esto depende de los requerimientos). En puerto, están los brazos de descarga que tienen dos funciones, descargar GNL desde el barco y retornar GN evaporado para así suplir el vacío por la descarga dentro del barco. Finalmente, el GNL es impulsado por las bombas de descarga hacia el estanque metanero en donde será almacenado para su posterior proceso. Debido al gran volumen

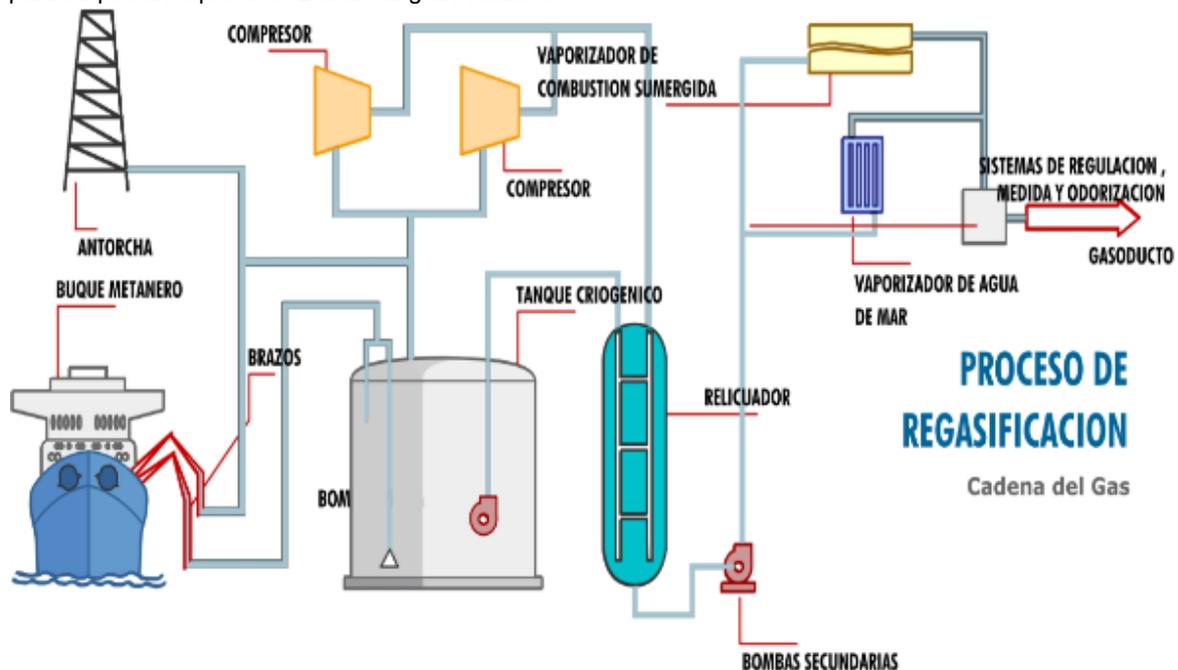


Fig. 8. Diagrama de flujo propuesto para planta de regasificación de GNL. Fuente: SAGGAS

2.7. Ubicación

A la hora de seleccionar el emplazamiento se ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Impacto mínimo sobre zonas pobladas o en sus proximidades.
- Existencia de infraestructura portuaria básica.
- Proximidad de infraestructura eléctrica.
- Proximidad de puntos de abastecimiento de agua.

Considerando estos factores los terrenos son óptimos para la instalación e implantación de la Planta de regasificación, ya que:

a transportar, este proceso tarda aproximadamente 12 horas en concluir.

2.6.1.2. Regasificación del GNL

El proceso de regasificación comienza con el tanque de almacenamiento en donde el GNL es extraído mediante las bombas principales sumergidas. Ahí, la presión del fluido de trabajo es aumentada para ser derivado al condensador para ser usado como flujo frío. Por otra parte, debido a la ganancia de calor que el estanque experimenta, parte del GNL es evaporado (BOG). Este BOG es derivado a una serie de compresores para luego ser re-licuado en el condensador como flujo caliente. En el condensador se relicúa el BOG y es conducido mediante las bombas secundarias de distribución hacia los vaporizadores. En los vaporizadores se regasifica el GNL utilizando como flujo caliente agua de mar. La dimensión del tanque de almacenamiento es de 150,000 m³ y la capacidad del buque metanero está en un rango de 30,000 y 266,000 m³. Para el objetivo se considera un buque metanero de 160,000 m³.

1. Geografía:

- Clima: Mayormente nublado, 15 – 20°C
- Humedad: 83%

2. Mercado:

- Cercano a las empresas industriales tanto de la localidad de Salaverry así como de la Provincia de Trujillo, que se convertirían en consumidores directos de GN.

3. Suministro de agua:

- El aprovechamiento del agua de mar como medio de vaporización en el cambio de fase del GNL.

4. Otros factores y beneficios:

- Se encuentran suficientemente alejados de los núcleos de Población.
- Creación de polos de desarrollo.

5. Suministro de energía:

- Proximidad de infraestructura eléctrica.

6. Infraestructura existente y necesidades de completarla:

- Vivienda, transporte, agua, desagüe.



Figura 9. Ubicación de la planta de Regasificación de GNL

III. CONCLUSIONES

Apoyados en los conceptos expuestos, concluimos que los esfuerzos realizados hasta el momento en este proyecto, ha podido alcanzar importantes avances en su desarrollo, a la vez hacen que la perspectiva de su integración del gas natural como fuente energética en la provincia de Trujillo, sea ya una realidad alcanzable, situación que era impensable hace unos pocos años.

El desarrollo de este proyecto beneficia a todos los sectores ya mencionados anteriormente. Ya sabemos que no habrá crecimiento económico, progreso ni bienestar general sin energía, cuyas fuentes de provisión están casi al alcance de nuestras manos.

Además sabemos que sin desarrollo tecnológico todo proceso será más largo y complejo. Está claro pues que, al menos en este tema, se debe apurar el paso principalmente en todo lo que signifique la incorporación de nuevas tecnologías, minimización de costos, reducción de inversiones, protección del

ambiente, utilización de recursos locales, y propagación de la experiencia ya recogida.

IV. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SAGGAS, «SAGGAS.COM», AMPARO.PRORED.ES, 14 Julio 2003. [En línea]. Available: <http://www.whois.com/whois/saggas.com>.
- [2] J. Alcaide, «PLANTAS DE REGASIFICACIÓN,» Enagas, España, 2010.
- [3] OSINERGMING, «Boletín estadístico de la Industria del Gas Natural,» julio 2013.
- [4] G. Rodríguez, MANUAL DEL DISEÑO INDUSTRIAL, México: Litoarte,SA.de C.V.
- [5] J. J. Rodríguez, «OPERACIONES DE REGASIFICACIÓN DE GNL EN ARGENTINA,» ENARSA, Buenos Aires, 2011.



DISEÑO ALTERNATIVO DE FRACCIONAMIENTO PARA LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

**H. Camus
(PER)**

Henry Omar Camus Alva
ODFJELL TERMINALS
Depósitos Químicos Mineros S.A.

Ingeniero Petroquímico por la Universidad
Nacional de Ingeniería.

Experiencia laboral en empresas de los
Sectores: Energía, Consultoría y Producción,
laborando en los últimos en la empresa
ODFJELL TERMINALS Depósitos Químicos
Mineros S.A.

IV. RESUMEN

El presente proyecto de tesis difunde temas relacionados al proceso de separación física de los hidrocarburos líquidos, teniendo como carga los Líquidos de Gas Natural (LGN) provenientes de la Planta de separación de Gas Natural de Malvinas en un nuevo esquema alternativo que se plantea con el fin de obtener productos como: GLP, Gasolina Natural y Destilados Medios y, además, tener como resultado en cumplir uno de los indicadores conducentes como parte de la formación académica recibida a través de los años estudiados en la UNI.

El trabajo aborda el estudio de los principales aspectos de diseño relativos a la torre de fraccionamiento, como: dimensiones de la torre, condiciones de operación, flujos de producto; el dimensionamiento de los principales equipos como intercambiadores de calor y aerofriadores a utilizar en el proceso de fraccionamiento, donde se puedan obtener los productos mencionados.

La torre de fraccionamiento utilizará como carga 55 miles de barriles por día (MBD) de LGN, donde se instalará una unidad de fraccionamiento que producirá GLP por el tope, Gasolina Natural por un corte lateral y Destilados medios por los fondos. Para permitir flexibilidad del lugar de instalación se usarán aerofriadores con aire.

V. INTRODUCCIÓN

a. ANTECEDENTES

Las informaciones que se dan a continuación son producto de entrevistas con funcionarios de empresas Petroleras y del sector, informaciones del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), así como informaciones públicas.

El mercado del GN está en su etapa de maduración a nivel nacional, sobre todo por el efecto del Proyecto Camisea, que involucra los siguientes aspectos:

- Descubrimiento de mayores reservas probadas en el lote 56, 57 y 58, que aumentan las actuales.
- Aumento de los clientes industriales y residenciales.
- Proyectos de ductos regionales a las provincias cercanas al trazado del gasoducto principal al Sur y Proyectos de ducto de Gas al Norte.
- Perspectivas de negocios en el campo de "ductos virtuales" para los lugares de consumo que no tienen cercano las redes de distribución de gas natural.

Esto, junto a la exportación de Gas Natural Licuado (GNL), hace que los proyectos de GN sean vistos con atractivo por los inversionistas privados y los entes gubernamentales (Gobiernos Regionales y Municipios), en beneficios de sus comunidades.

En el norte del Perú, tres empresas tienen importantes reservas probadas de GN en sus concesiones: BPZ, SAVIA y OLYMPIC GAS. Se tiene información que confirma intereses de estas empresas en cuanto al mercado y desarrollo de sus proyectos.

Las torres de fraccionamiento ocupan un lugar destacado en la Industria de transformaciones físico-químicas, ya que juegan un papel fundamental en las operaciones de transferencia de masa y de calor que requieren la obtención de productos de las fuentes de hidrocarburos.

Actualmente el proceso de separación más ampliamente utilizado en la industria de refinación es la destilación. En la destilación, la separación entre componentes se basa en las diferencias entre volatilidades relativas de éstos, de forma que cuando una fase líquida se pone en contacto con una fase vapor, se produce una transferencia de materia entre ambas fases, con el efecto neto de que en el vapor se concentran los componentes más volátiles, mientras que en el líquido lo hacen los menos volátiles.

En el país, desde el 2004 se viene explotando el lote 88, gas que se procesa en planta Malvinas, donde se vienen obteniendo LGN, éstos se procesan en Pisco donde se obtiene: propano, butano, gasolina natural y destilados medios.

Con la combinación del incremento en la demanda mundial de energía y el declive del petróleo convencional, los LGN son una alternativa energética relevante como fuente de hidrocarburos para el presente y futuro.

Es en este contexto, debido al descubrimiento de nuevos yacimientos de GN en la selva Sur de nuestro país, se hace factible construir una nueva planta de fraccionamiento de los LGN, lo que se ha tomado en consideración la explotación de dicho recurso, para suplir nuestra demanda actual de GLP, gasolina natural, Diésel, pensado en nuevas tecnologías de nuevos proyectos, se podría proponer nuestro siguiente trabajo como alternativa de ello.

b. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Habitualmente, el fraccionamiento de los LGN se realiza en sucesivas torres de fraccionamiento, un depropanizador, un debutanizador y un topping como la actual planta de fraccionamiento de Pisco de la Compañía Pluspetrol. En el presente trabajo

se, considera la integración de esas fraccionadoras en una sola torre de fraccionamiento para obtener GLP como producto final y la Gasolina Natural y Destilados medios como insumos para la obtención de Gasoholes y Diésel B5, respectivamente.

c. JUSTIFICACIÓN

La Economía Peruana está muy expuesta a la geopolítica del petróleo y Gas Natural. Los precios de los productos derivados del petróleo, como: GLP, Gasolinas, Diésel, Residual fluctúan en función de este insumo estratégico. El menor costo del Gas Natural frente a otras fuentes energéticas genera ahorro de divisas para el país, por sustitución en gran volumen de Diésel importado, con una dependencia diversificada para el desarrollo en etapas finales de producción y de servicios para actividades productivas del sector industrial y sector automotriz y su conexión de una dependencia con otros sectores.

La presente investigación plantea estudiar la influencia que tienen las amplias reservas de GN en el país como una fuente atractiva de proyectos de inversión en diseños alternativos y versátiles de plantas para el fraccionamiento de los LGN en el país para abastecer el mercado.

VI. OBJETIVOS

a. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el estudio Técnico del diseño de una sola torre de fraccionamiento que permita la separación de LGN: el GLP que cumpla las especificaciones del mercado, la Gasolina Natural y Destilados medios como insumos para la formulación de Gasolinas y Diésel B5, respectivamente.

b. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el marco teórico del proceso de fraccionamiento.
- Calcular el Balance de Masa y Energía en la torre de fraccionamiento y equipos principales.
- Calcular las condiciones de operación de la torre y equipos principales.
- Diseñar el Sistema de fraccionamiento, intercambiadores de calor y aerofriadores.
- Aplicar los conocimientos cultivados en la carrera de la Escuela de Ingeniería Petroquímica en la elaboración de este proyecto.

VII. MARCO TEÓRICO

Para la elaboración de este trabajo se hizo una revisión bibliográfica de libros, manuales y revistas, los cuales están debidamente citados en la bibliografía. En ellos se halló material significativo que facilitó la comprensión de algunos aspectos teóricos relacionados con el tema de estudio.

a. UNIDAD DE FRACCIONAMIENTO DE LGN

La unidad de fraccionamiento, será capaz de manejar el flujo de material de alimentación producto de la expansión de la capacidad de producción

proveniente de la planta de Malvinas u otros hasta un caudal de procesamiento de 55.0 MBD como carga, la unidad de fraccionamiento tomará el LGN y lo separará en GLP, gasolina natural como materia prima o insumo para formular las gasolinas, además de los Destilados medios que viene a ser un insumo para la formulación del Diésel B5.

Los LGN provenientes del sistema de medición de alimentación pasan por un tren de intercambio de calor que está conformado por tres intercambiadores antes de ingresar a la torre; un primer precalentamiento optimizado a partir de la corriente de salida de la Gasolina Natural, donde se calientan desde 26.7 °C (80 °F) hasta 88.3 °C (191 °F) para ingresar a un segundo precalentamiento, donde se aprovecha la corriente de salida de Destilados medios, donde se calienta hasta 133.9 °C (273 °F) previo al ingreso del tercer intercambiador, donde se emplea una de las corrientes de salida del aceite caliente "Therminol 72", que sale a 371.1 °C (700 °F) del horno de proceso para obtener la temperatura óptima de 195 °C (383 °F) antes el ingreso a la torre de fraccionamiento. Con el fin de calentar el producto de fondo "Destilados medios" se instalará un el reboiler "tipo kettle" en el fondo de la torre que será calentado a partir de la otra corriente de aceite caliente "Therminol 72", proveniente del horno de proceso convencional que opera a una eficiencia de 90% (duty = 20 996 816 Kcal/h) con el fin de calentar el aceite caliente "Therminol 72", capaz de resistir temperaturas de hasta 380 °C (716 °F), sin alterar sus propiedades fisicoquímicas y permitir optimizar este insumo recirculando en el proceso, además su durabilidad. También, se observará que la gasolina natural sale del proceso de intercambio de calor con la carga a una temperatura de 35 °C (95 °F), y la corriente de Destilados medios que sale del intercambio de calor con la carga, sería enfriada empleando un aerofriador con el fin de enfriar los Destilados medios desde 93.3 °C (200 °F) hasta 35 °C (95 °F). El producto de GLP que sale del tope de la torre a 57.8 °C (136 °F) será condensado y enfriado con un aerofriador hasta la temperatura de condensación en el acumulador a 43.3 °C (110 °F). La gasolina natural requerirá de un tanque de baja presión.

VIII. DISEÑO DE LA TORRE DE FRACCIONAMIENTO

a. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

En el presente trabajo se diseñara una planta de LGN en la que se procesa 55.0 MBD de LGN, de una composición similar al que se viene produciendo en Planta Malvinas; primeramente se determinan las condiciones de proceso para la torre, considerándola hasta el plato de extracción de la Gasolina Natural; y luego se hallarán las condiciones de operación para la sección de la torre entre este plato y el tope de la torre con el fin de obtener GLP por el tope, gasolina natural por una salida lateral y los Destilados medios por el fondo; los productos a obtener son comerciales, es decir, GLP con un PVR = 1072 KPa (155.4 psi) y Gasolina Natural con un PVR = 50.3 KPa (7.3 psi). Las composiciones de los productos se obtienen en relación a los productos que se desean obtener.

Los LGN son entregados a la planta a 2 068.4 KPa (300 psig) y 26.7 °C (80 °F) proveniente de planta Malvinas, estudios de reservorios han determinado que el reservorio podrá producir LGN a ese régimen por espacio de 30 años a más. Es necesario resaltar, que esta planta, se considera instalada en un lugar, donde ya están instaladas las facilidades de bombeo y suministro de LGN (Sur Peruano).

Determinaremos las condiciones de trabajo a partir de la temperatura y presión del líquido en el acumulador de reflujo, la temperatura lo determina el medio de enfriamiento, en este caso es el aire, con esta temperatura calcularemos la presión en su punto de burbuja, y a partir de esta presión obtenida se da una cierta caída de presión para determinar la presión a diferentes niveles de la torre; la temperatura del tope se hallara con el cálculo del punto de rocío, y la temperatura de salida de la Gasolina Natural y los Destilados medios, se determinará a partir del cálculo del punto de burbuja en el plato de extracción de los respectivos productos.

Para la carga, la temperatura se obtiene a partir de la relación Líquido/Vapor igual al del producto de fondo (Destilados medios) y tope (total de GLP y Gasolina Natural).

Seguidamente, comenzaremos nuestro estudio con la sección comprendida entre el fondo y el plato de extracción de Gasolina Natural; sección A (entre el producto de fondo y el plato de ingreso de la carga) y sección B (entre el plato de carga y el plato de extracción de la Gasolina Natural), con la ecuación de Fenske encontraremos el número de platos a reflujo total comprendidas entre estas secciones y el reflujo mínimo a número de platos infinitos, luego determinaremos el número de platos teóricos a reflujo real, la eficiencia de platos, el número de platos reales, y localizaremos el plato de carga y asumiremos el reflujo interno en este plato igual a 130 % del reflujo mínimo. A continuación, bajo el mismo principio se estudiará la sección C comprendida entre el plato de extracción de la Gasolina Natural y el tope de la torre.

Al realizar el balance de energía alrededor de la torre, determinaremos la carga térmica al rehervidor.

Se utilizaran intercambiadores de casco y tubo, los tubos serán de ¾ diámetro externo (O.D.) y acero al carbono, 30 pies de longitud y 16 BWG.

La temperatura de la carga utilizando el calor primero de la gasolina natural y luego de los Destilados medios y el Therminol 72.

Al fondo de la torre se calienta utilizando Therminol 72 en un rehervidor.

El enfriamiento de todos los flujos y la condensación del tope se obtienen con enfriadores de aire. Temperatura de ingreso del aire 32.2 °C (90 °F), condiciones de verano.

b. NÚMERO DE PLATOS TEÓRICOS A REFLUJO TOTAL

Selección de componentes clave: Conviene, al principio, listar los componentes de la alimentación siguiendo el orden de su volatilidad relativa. A los componentes más volátiles se les llama "ligeros" y a los menos volátiles "pesados". Habrá un componente, el *componente clave ligero*, que está presente en el residuo en cantidades importantes,

mientras que los componentes más ligeros que el clave ligero se encuentran en pequeñas cantidades. Si todos los componentes tienen concentraciones importantes en el residuo, entonces el más volátil es el clave ligero.

En forma similar, en el destilado habrá una cantidad importante de un componente, el *componente clave pesado*; por el contrario, los componentes más pesados que el clave pesado están presentes sólo en pequeñas cantidades. Si en el destilado hay concentraciones importantes de todos los componentes, entonces el menos volátil es el clave pesado.

La dificultad de la separación, medida por el número de platos que se requieren para una relación de reflujo dada, está determinada por las concentraciones de los componentes clave en los productos. Por lo tanto es importante establecer cuáles son los componentes clave.

c. NÚMERO DE PLATOS REALES

Podemos asumir que el plato de carga debe estar colocado de modo que la relación entre el número de platos teóricos por encima del plato de carga; es al número de platos totales teóricos, obtenemos que sea igual a la misma relación de platos reales, según la Ecuación de Kirkbride. Luego, hallamos el número de platos teóricos a reflujo total necesarios para efectuar el fraccionamiento deseado entre la carga y el tope de la torre.

IX. DISEÑO DE EQUIPOS PRINCIPALES

Con frecuencia requieren que el ingeniero de proceso analice diseños de intercambiadores de calor, especifiquen el funcionamiento de transferencia de calor, y determinen la viabilidad de usar intercambiadores de calor en nuevos servicios. Para el diseño de intercambiadores y aerofriadores se empleó la guía general que ofrece la GPSA capítulo 09 y 10, respectivamente.

a. INTERCAMBIADORES DE CALOR

En el diseño de intercambiadores de calor se tomaron en consideración el tipo de cada uno de los fluidos, el flujo, selección adecuada del material, las condiciones de operación de temperatura y presión de trabajo, también se emplearon tubos de 30 pies de $\frac{3}{4}$ de diámetro nominal, entre otros.

b. AEROENFRIADORES

El diseño del aerofriador se realizó en base a las siguientes consideraciones:

- El tipo de ventilador es de tipo forzado accionado por un motor eléctrico.
- Los tubos estarán dispuestos en un arreglo triangular con una sección de 4 filas, debido a los requerimientos de transferencia de calor. El diámetro de los tubos seleccionados es de 1 pulgada calibre 12 BWG, pitch de tubo 0.064 m ($2\frac{1}{2}$ pulgada), disposición triangular (Δ), con una longitud de 9.144 m (30 pies) y aletas de 0.016 m ($\frac{5}{8}$ pulgada) de altura.

X. CONCLUSIONES

- Es posible diseñar una unidad de procesos a partir de los Líquidos de Gas Natural, que produce GLP en el tope, Gasolina Natural por una salida lateral y Destilados medios por el fondo.
- Para operar con confiabilidad, la torre de fraccionamiento estará conformada y definida por 41 platos de burbujeo, donde la carga de LGN ingresará por el plato N° 11, la salida del GLP será por el tope, la Gasolina Natural por el plato N° 16 y los Destilados medios por el fondo.
- El dimensionamiento de la torre de fraccionamiento se realizó de acuerdo a la carga-LGN producida en la actual Planta Malvinas 55.0 MBD, con el fin de producir 28.0 MBD GLP, 19.5 MBD de Gasolina Natural y 7.5 MBD de Destilados medios.
- El dimensionamiento de los intercambiadores se basa en las cantidades de flujo de calor, considerando la densidad, fases, velocidades de los fluidos de trabajo y requerimiento de las condiciones de operación, se emplearon tuberías con un diámetro exterior (O.D) constante de $\frac{3}{4}$ pulgada y 30 pies de longitud.
- El equipo de enfriamiento para el Destilados medios y el GLP más conveniente para este sistema fue la utilización de aire en lugar de agua como medio de enfriamiento.
- El análisis de cromatografía enviada por la planta de producción de LGN debe estar entre los parámetros específicos para el diseño de la planta de fraccionamiento para evitar así los problemas operacionales.

XI. BIBLIOGRAFÍA

1. COEFICIENTES DE ANTOINE (2008). Antoine Coefficients for Vapor Pressure, Iranian Chemical Engineers. Consultado 18 mayo 2010. Disponible en <http://www.vacuumkaran.com/index.html>
2. DONALD Q. KERN. Procesos de Transferencia de Calor. México. 1° edición McGraw- Hill, 1965.
3. E.J. HENLEY and J.D. SEADER. Operaciones de separación por etapas de equilibrio en Ingeniería Química, Editorial Reverté. México. Editorial Reverté, 2000.
4. FRANK KREITH and MARK S. BOHN. Principios de transferencia de calor. México. Ccsa. 6° edición.
5. GPSA Engineering Data book. 12° edición, 2010, caps.: 09, 10, 19 y 25.
6. HOLMAN, J.P. Transferencia de calor. México. Ccsa. 10° edición, 1999.
7. KARLEKAR, B.V. Transferencia de Calor. McGraw- Hill, 1994.
8. ROBERT H. PERRY, Perry's Chemical Engineers' Handbook. México. Mc Graw-Hill. 7 edición, 2001.
9. ROBERT E. TREYBAL. Operaciones de Transferencia de masa. 2° edición, 1988.



EFFECTOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN EL EMPLEO PERUANO

**J. Pérez
(PER)**

Julio Cesar Pérez Coaguila
Ministerio del Trabajo y Promoción del Empleo

Economista con Maestría en Economía por la Pontificia Universidad Católica del Perú y Especialización en Formulación y Evaluación Económica y Social de Proyectos por la Universidad de los Andes de Colombia.

Ex Viceministro de Promoción del Empleo y Capacitación Laboral del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo. Ha sido Viceministro de MYPE e Industria en el Ministerio de la Producción. Consultor de organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, el Banco Mundial y Comisión Económica para América Latina y el Caribe- CEPAL.

XII. INTRODUCCIÓN

La economía peruana está transitando por un periodo de transformación energética hacia el uso del gas natural como combustible. Esta transformación, que comenzó con el desarrollo del proyecto Camisea, que representa en la actualidad el 95,0% de la producción total de gas natural⁷, es la segunda fuente más importante en la generación eléctrica, sin embargo, aún no se conoce a detalle la generación de empleos que ello ha involucrado.

Por tal motivo, en el presente artículo se pretende analizar los efectos del desarrollo de la industria del gas natural en la creación de empleo en el Perú. Para ello, se utilizaron dos instrumentos complementarios en virtud de la información disponible: los registros administrativos de la Planilla Electrónica del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE), que brinda información de empresas formales en el país entre enero de 2008 y julio de 2013, y la Matriz Insumo Producto (MIP) del 2007 elaborada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

II. OBJETIVO

El objetivo principal del presente estudio es determinar el efecto que ha generado el desarrollo de la industria del gas natural del Perú en el empleo formal, en cada etapa de la cadena de valor, para el periodo enero de 2008 - julio de 2013. Asimismo, se busca estimar el impacto de las inversiones en gas natural sobre el nivel de empleo indirecto e inducido generado entre el 2007 y el 2012.

III. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos planteados se hace uso de dos metodologías. En primer lugar, se analiza de manera descriptiva los efectos del desarrollo de la

⁷ El gas natural tiene una participación del 30% en la matriz energética nacional.

industria del gas natural sobre la creación de empleo formal directo; para ello se utilizó el registro de Planillas Electrónicas (registro de trabajadores en empresas formales) del MTPE para el periodo enero 2008 a julio de 2013. En segundo lugar, se trabajó con la MIP a fin de determinar el impacto de la inversión en gas natural sobre la generación de empleo, sea ésta de manera indirecta o inducida.

Con la finalidad de determinar el número de trabajadores empleados en cada etapa de la cadena de valor del gas natural, se procedió a elaborar un directorio de RUCs de empresas en cada una de las etapas (llámense: Exploración, producción, transporte, distribución y comercialización) en base a registros de OSINERGMIN, Perupetro, etc. contabilizando un total de 283 empresas. Una vez contado con este directorio de RUCs según etapa, se cruzó esta información con el registro de las Planillas Electrónicas, reduciéndose la muestra inicial a 222 empresas a julio de 2013⁸. Las variables utilizadas luego del cruce de información fueron: número de empresas, número de trabajadores, sexo, grupos de edad y nivel educativo.

3.1. Efectos directos de la industria del gas natural en el mercado laboral peruano formal

A continuación se describen los resultados obtenidos para las 222 empresas identificadas en la Planilla Electrónica. Asimismo, con la finalidad de analizar mejor los resultados es necesario presentar la información en cada una de las tres etapas de la cadena de valor del gas natural: producción, explotación y transporte; distribución y comercialización.

Según la Planilla Electrónica, en Perú la mayoría de las empresas de gas natural son de tamaño mediano, es decir, cuentan con 11 a 100 trabajadores. La participación de estas empresas se ha incrementado en los últimos 5 años, de 53,8% en el 2008 a 57,5% a julio de 2013.

El conjunto de firmas se encuentran principalmente en la etapa de comercialización, pues más del 70,0% de las empresas se ubican en dicha etapa, donde la producción se destina al consumo de gas natural que se utiliza en la generación de electricidad, en la actividad industrial, residencial, vehicular, petroquímica y licuefacción - exportación, para obtener productos comerciales, líquidos de gas natural, etc. También se registra que la participación de empresas en la etapa de distribución se ha incrementado en casi 7 puntos porcentuales desde el 2008 hasta julio de 2013.

3.2. Principales características del empleo formal

En Perú, según los resultados de la Planilla Electrónica, a julio del 2013 existen en promedio 29 mil 38 trabajadores en empresas formales de gas natural, registrando un incremento de 12,0% (2 mil

536 personas) respecto al mismo mes del año anterior.

La mayoría de trabajadores de empresas de gas natural del país laboran en empresas de 101 a más trabajadores que representan el 86,7% (25 mil 185), del total de trabajadores, seguido por empresas de 11 a 100 trabajadores (12,4%) y de 1 a 10 trabajadores (0,9%).

Por etapa de producción del gas natural, la mayor concentración de trabajadores se encuentra en la etapa de comercialización que representa el 86,4% (25 mil 85), mientras que, la menor concentración de trabajadores se encuentra en la etapa de distribución (4,5%) y de producción, exploración y transporte (9,1%).

Según sexo, se observa el predominio de la presencia masculina; el 76,7% (15 mil 698) de los trabajadores están integrados por hombres y el 23,3% (4 mil 781) por mujeres. Sin embargo, cabe destacar que la participación de las mujeres se ha incrementado en 7,7 puntos porcentuales desde el 2008 a julio de 2013.

De otro lado, el 45,1% (9 mil 245) de trabajadores en la industria del gas natural está integrada por personas de 30 a 45 años, siendo los de mayor participación, seguido por los jóvenes de 14 a 29 años en 38,9% (7 mil 973); mientras que, los de menor proporción son los trabajadores de 46 y más años (15,9%).

Finalmente, respecto al nivel educativo, la etapa de producción, explotación y transporte del gas natural, concentra en su mayoría a trabajadores universitarios (53,1%) y a técnicos no universitarios (28,4%). En la etapa de distribución se destaca la participación de trabajadores con educación secundaria (41,0%) y universitarios (31,6%). En la etapa de comercialización, poco más del 50,0% de trabajadores tiene educación secundaria. Esto refleja que a medida que el proceso de etapa de producción sea menos tecnificado se empleará menor mano de obra calificada.

3.3. Efectos directos, indirectos e inducidos de la inversión en gas natural

Las inversiones en la exploración y explotación de las reservas de gas natural producen importantes impactos económicos en el corto y largo plazo, no solo por el nivel de actividad económica que se genera, sino también por la mayor demanda de mano de obra que se demanda. Por esta razón, en esta sección se estimó el impacto de las inversiones en gas natural en Camisea sobre el nivel de empleo indirecto e inducido generado, mediante el uso de la Matriz Insumo Producto (MIP)⁹ del 2007.

⁸ Mencionar que el registro de Planillas Electrónicas solo contempla a aquellas empresas formales que se encuentran activas (o en funcionamiento) o en proceso de cierre.

⁹ Se utilizó los multiplicadores del sector Petróleo crudo y gas natural de la Tabla Insumo Producto 2007, al ser el que más se aproxima a las actividades del proyecto Camisea, ya que la extracción de gas natural no está considerada como un sector independiente en cuentas nacionales.

Las inversiones en explotación de gas natural de los lotes 88 y 56 habrían tenido mayor impacto en la generación de empleos inducidos e indirectos. Los resultados señalan que por cada empleo directo se habrían generado 2 indirectos y 7 inducidos. Asimismo, la inversión en la explotación de gas del lote 88 generó mayor cantidad de empleo en la economía entre el 2008 y 2011, mientras que inversión en el lote 56 tuvo mayor impacto en la generación de empleo en los años 2007 y 2012.

VI. CONCLUSIONES

1. Los efectos del gas natural sobre el empleo no se limitan al sector, hay encadenamientos que generan gran cantidad de empleos indirectos e inducidos, tal y como se evidencia para el caso peruano. Por cada empleo directo se crean 2 empleos indirectos y 7 inducidos. Estos resultados muestran que la industria del gas es un sector clave para la economía pues además de representar una gran inversión para el desarrollo energético reactiva la demanda de trabajo en otros sectores gracias a su efecto multiplicador.
2. Según Planilla Electrónica, a julio de 2013, se registra un total de 29 mil 38 trabajadores en empresas de gas natural, cifra que representa un incremento de 12,0% respecto de julio del año anterior.
3. La industria del gas natural está conformada por 57,5% de empresas de 11 a 100 trabajadores, le sigue en importancia las empresas de 1 a 10 trabajadores (24,4%) y las empresas de 101 a más trabajadores (18,2%).
4. El conjunto de firmas se encuentra, principalmente, en la etapa de comercialización (74,3% a julio de 2013), otro grupo pequeño en la etapa de distribución (18,9%) y en la etapa de producción explotación y transporte (6,8%).
5. El empleo en la industria del gas tiene rostro masculino, pero la participación de la mujer ha venido creciendo en los últimos años. A julio de 2013, el empleo femenino en la industria de gas natural ascendió a 4 mil 781 empleos que representó el 23,3% del empleo formal total.
6. Entre el 2008 y julio de 2013, la participación de los trabajadores jóvenes de 14 a 29 años se ha incrementado notablemente en 10,7 puntos porcentuales, que significó la creación de 3 308 nuevos puestos de trabajo.
7. Según la etapa en la cadena de valor, se observa que en producción, explotación y transporte; y distribución, se concentran trabajadores con educación superior universitaria y técnica; mientras que en la etapa de comercialización, se concentran, principalmente, trabajadores con educación secundaria.



UTILIZACIÓN DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS EN MEDICIONES DE TRANSFERENCIA Y CUSTODIA DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL¹

**E. Jurado
(PER)**

Elías Jurado Teixeira

Ingeniero de Petróleo, por la Universidad Nacional de Ingeniería, con Maestría en Ingeniería Ambiental. Actualmente labora como Supervisor en la División de Producción, Procesamiento y Transporte (DPTN), de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de Osinergmin.

Experiencia laboral en el área de Producción de Petróleo y Gas Natural.

El desarrollo de la medición de hidrocarburos y su perfeccionamiento es un gran desafío a nivel mundial, debido a que su importancia es fundamental en el negocio de los hidrocarburos.

El mejorar la competencia, unificar los criterios, el implementar controles y buscar la eficiencia y eficacia de los sistemas de medición, da como resultado la confiabilidad en los sistemas, reduciendo por consiguiente las inconsistencias en la medición y el reporte de volúmenes con baja incertidumbre.

Esta actividad de medición de flujo es realizada a diario por las empresas del sector petrolero y básicamente es el punto en el cual el Gas Natural es entregado medido a otra empresa para su producción, tratamiento, refinación, manejo, transporte, compra o venta.

I. CONCEPTOS BÁSICOS DE MEDICIÓN

La medición nace como una respuesta a la necesidad de los pueblos por encontrar una forma para realizar transacciones e intercambios de diferente tipo. En el sentido más puro, medir es comparar un dato con una unidad de medida patrón estimando su valor verdadero.

El medidor es la caja registradora de la compañía y el flujo de gas natural, o de cualquier otro fluido, se traduce inmediatamente en flujo de dinero. Es por esto, que alrededor de este elemento se centra gran parte de la atención de las compañías distribuidoras o transportadoras de gas natural.

Para asegurar una correcta medición del flujo de gas natural, deben recurrirse a conceptos estadísticos, variables de presión, temperatura, cromatografía, densidad, etc.

II. FACTORES QUE AFECTAN UNA MEDICIÓN

Los principales factores que afectan la medición son:

- a. Tipo de medidor
- b. Software e instrumentación
- c. Instalación
- d. Calibración
- e. Recursos humanos
- f. Factores ambientales

III. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MEDIDORES

Con el fin de seleccionar de manera adecuada el medidor correcto para cada aplicación, debemos tener en cuenta los siguientes criterios de selección:

- a. Tipo de aplicación: Fiscal, No fiscal, Transferencia en Custodia, etc.
- b. Tipo de Caudal a medir: Másico y/o Volumétrico
- c. Cantidad y Característica del flujo a medir
- d. Presión y Temperatura de operación
- e. Composición del Gas Natural: Impurezas, coexistencia de estados, etc.
- f. Facturación ó cobro: Factor fijo, telemedida, descarga de datos, etc.
- g. Unidad de medida
- h. Condiciones de instalación (vertical, horizontal, tensiones, etc.)
- i. Rangeabilidad
- j. Precisión
- k. Capacidad de re-calibración
- l. Programas de mantenimiento particulares (inspección visual, lubricación, desmontaje, etc.)
- m. Aspectos legales y normatividad

IV. MEDIDORES DE VOLUMEN DE GAS ULTRASÓNICOS

A. Generalidades

Se denomina ultrasonido a las ondas elásticas de frecuencia comprendida entre 2×10^4 Hz y 10^{13} Hz.

Para producir sonidos ultrasónicos se utilizan generadores mecánicos y electromecánicos. Los generadores del tipo piezoeléctrico son los que se utilizan en la industria para la medición de gas, y se basa en las propiedades que poseen ciertas sales para generar cargas eléctricas al ser sometidas a sollicitaciones mecánicas.

Un detalle a tener en cuenta es que los ultrasonidos son altamente absorbidos por los gases, mientras que los líquidos los absorben en un grado mucho menor.

Por ejemplo, el coeficiente de absorción del ultrasonido en el aire es aproximadamente 1000 veces mayor que en el agua.

B. Elementos cerámicos piezoeléctricos

La utilidad de estos dispositivos reside en dos importantes características de los mismos: asimetría y elevada constante dieléctrica.

Son elementos capaces de desarrollar trabajo eléctrico cuando se los acciona mecánicamente, o trabajo mecánico por medio de una excitación eléctrica.

El efecto piezoeléctrico consiste en que, al deformar mecánicamente ciertos cristales, según determinadas direcciones, en sus caras surgen cargas eléctricas de signo contrario.

Los cristales, tales como el cuarzo, sulfato de litio, niobato de litio, tantalato de litio y óxido de zinc, tienen amplia utilización desde el rango de baja frecuencia hasta unos algunos pocos mega hertz.

Puesto que los materiales cerámicos se pueden fabricar en una amplia gama de formas y tamaños, y dependiendo de la necesidad, se construyen elementos piezoeléctricos capaces de generar hasta 40 Kv, a circuito abierto. Mediante un dispositivo mecánico se excita el cristal y se obtiene la salida de alta tensión.

C. Principio de funcionamiento

Teniendo en cuenta que el caudal se obtiene como producto del área por velocidad, conociendo la velocidad del fluido, en este caso gas natural, podemos mediante la simple aplicación del algoritmo de cálculo según la norma AGA-7, saber el volumen a considerar a los fines establecidos.

El equipo consta de unas Sondas, que trabajan por pares, como emisor y receptor. La placa piezo-cerámica de una de las sondas es excitada por un impulso de tensión, generándose un impulso ultrasónico que se propaga a través del medio líquido a medir, esta señal es recibida en el lado opuesto de la conducción por la segunda sonda que lo transforma en una señal eléctrica.

El convertidor de medida determina los tiempos de propagación del sonido en sentido y contrasentido del flujo en un medio líquido y calcula su velocidad de circulación a partir de ambos tiempos. Y a partir de la velocidad se determina el caudal que además necesita alimentación eléctrica.

La velocidad de la señal que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del líquido que está siendo medido tendremos dos señales que viajan por el mismo elemento, una a favor de la corriente y otra en contracorriente de manera que las señales no llegan al mismo tiempo a los dos receptores.

Se puede hallar una relación diferencial del flujo con el tiempo transmitiendo la señal alternativamente en ambas direcciones. La medida del flujo se realiza determinando el tiempo que tardan las señales en viajar por el fluido.

De acuerdo a la norma AGA-9, para las aplicaciones de medición de gas tipo fiscal (custody transfer service), los medidores deben ser de un diámetro de 150 mm (6") mínimo, y contar también un mínimo de dos caminos (path) independientes para determinar la velocidad del gas. El ciclo se inicia midiendo en cada camino la velocidad del gas, luego mediante un algoritmo de cálculo desarrollado por los fabricantes, se obtiene un valor que satisface las condiciones de exactitud y repetibilidad deseadas. Como el perfil de velocidad es una función del número de Reynolds, resulta obvio que el citado algoritmo lo tiene en cuenta y aparece vinculado en una forma que en general, no es accesible al usuario.

La exactitud de un medidor ultrasónico depende de varios factores, tales como:

- Geometría precisa del cuerpo del medidor y ubicación de los transductores.
- La técnica de integración inherente al diseño del medidor.
- La calidad del perfil de flujo, los niveles de pulsación del flujo de gas.
- La exactitud de las mediciones de tiempo de tránsito.

La estabilidad de la parte electrónica, es decir la estabilidad de la base del tiempo define la mayor o menor exactitud con que se midan los tiempos, que son las únicas variables a medir e introducir en el posterior proceso de cálculo, y con la compensación adecuada de las demoras de señal de los componentes electrónicos y de los transductores determinan la exactitud de la medición.

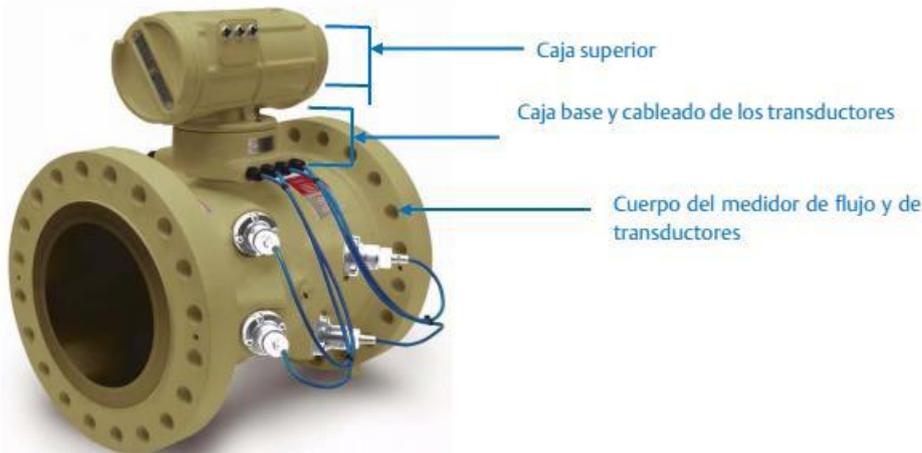


Figura N° 01. Medidor ultrasónico Daniel

D. Inspecciones y Calibración en Fábrica

Los ensayos elementales son los de verificación de fugas o pérdidas de gas y los dimensionales. Todas las determinaciones dimensionales se deben realizar con instrumentos certificados, con trazabilidad a laboratorios nacionales.

Para el caso de UM de rebote de haz, la norma admite la posibilidad para determinar la distancia entre transductores mediante un cálculo trigonométrico.

Una parte importante en la fabricación de los UM es la denominada "calibración en seco", o verificación de flujo cero, y que consiste en cerrar al medidor con bridas ciegas, conectando un manómetro y un termómetro

Mediante una bomba se le hace vacío y posteriormente se lo llena con nitrógeno de elevada pureza (99.99%, o mejor). Para evitar inestabilidades se programa la unidad para un mínimo de velocidad de muestreo, y posteriormente se realizan mediciones de velocidad de sonido por cada camino del UM.

Mediante un programa de cálculo externo, considerado como patrón, se determina la velocidad del sonido en el medio, en este caso nitrógeno, para las condiciones de presión y temperatura del UM. Se comparan los resultados y se efectúan las correcciones que correspondan en la distancia L, entre las caras de los transductores.

El programa de PC que permite calcular velocidad de sonido, se basa en las propiedades termodinámicas de los gases, y para fines prácticos

se le puede considerar como una aplicación particular del AGA 8.

El informe final del ensayo deberá incluir una serie de informaciones que reúne la totalidad de datos inherentes a la calidad del servicio.

Para los aspectos constructivos, el fabricante deberá proporcionar certificados de todos los ensayos y pruebas exigibles por las partes o los reglamentos y normas de construcción.

No obstante ello, dependiendo del diámetro, las condiciones operativas y de instalación, es posible verificar los medidores ultrasónicos en laboratorios de calibración, de experiencia reconocida y de alcance nacional, es decir con el soporte o aval de los gobiernos de sus respectivos países.

El método clásico de contraste consiste en hacer circular una corriente de gas a través del medidor y luego, aguas abajo, por una tobera sónica, que son dispositivos de caudal fijo. Se determinan y comparan resultados. Se tienen varias toberas, de diferentes diámetros, y se puede tener una curva representativa del comportamiento de la unidad.

Este ensayo se hace en condiciones de operación, es decir con un gas de composición similar y presión y temperatura de operación. Una incertidumbre típica del método, informada por un laboratorio de USA, es de $\pm 0.2\%$.

E. Diagnóstico

Los indicadores básicos de diagnóstico con que cuenta un medidor ultrasónico son:

e.1. Ganancia:

Debe haber ganancia suficiente para soportar la contaminación, lo que se resuelve mediante el control automático de ganancia.

La ganancia varía ligeramente con el caudal y la presión. La incidencia en la exactitud no es importante hasta que el transductor sale de servicio.

El registro de tendencia permite generalmente identificar problemas de transductores con tiempo suficiente.

e.2. Calidad de la señal

Es el nivel de aceptación de pulsos para cada camino. No es necesario el 100% de aceptación y menos de 100% de calidad de señal no implica necesariamente aumento de incertidumbre, hasta que un transductor es puesto fuera de servicio, pero alerta de posible deterioro.

Los pulsos son rechazados cuando no cumplen con los criterios, generalmente el 100% es aceptado a velocidades bajas. Sin embargo la performance del medidor no es significativamente afectada cuando un transductor queda inactivo.

E.3. Relación señal/ruido

El nuevo Standard ISO 17089 establece las responsabilidades del fabricante con la obligación de medir la característica de ruido de sus válvulas y da un procedimiento para ello. Presenta un modelo de cálculo para predecir el comportamiento del medidor en operación, da guías de diseño para calcular la atenuación de ruido en el tramo del medidor y establece el requerimiento de que el fabricante determine la relación crítica señal/ruido para su medidor.

El ruido de fondo se mide entre pulso y pulso. Todos los fabricantes proveen relación señal/ruido (SNR) Algunos medidores pueden manejar, mediante software niveles significativos de ruido causado por válvulas de control.

e.4. Perfil de velocidades

Es la relación de velocidades entre los distintos caminos. Cada fabricante tiene diferente diseño de caminos y el análisis de perfil varía para cada diseño.

Permite diagnosticar problemas con el acondicionador u otras obstrucciones. Las variaciones en las velocidades relativas son índice de exactitud reducida.

Cheques periódicos del perfil permiten validar la operación del medidor.

La relación de velocidades debe permanecer aproximadamente constante para cualquier condición de flujo. De no ser así se evidencia una perturbación en el perfil normal, o error por acumulación de suciedad en algún transductor lo que producirá error en el caudal.

e.5. Velocidad del sonido

Se mide independientemente para cada camino y se compara con la velocidad que corresponde a la composición del gas según AGA 8.

e.6. Diagnóstico Avanzados "Turbulencias"

Es una medida de las variaciones en el tiempo de la velocidad leída por cada camino.

Se computa en la electrónica del medidor por el tiempo de tránsito promedio y la desviación estándar para cada camino. Aumenta con caudales no estables. No varía significativamente entre 1 y 25 m/s. Detecta problemas tales como bloqueo en acondicionador y depósitos en la tubería.

V. CONCLUSIONES

Respecto a los medidores ultrasónicos podemos concluir:

- a. Son una tecnología de punta que minimiza la incertidumbre y garantiza una mayor exactitud de la medición.
- b. No requieren de mayores inversiones en mantenimiento y no tienen problemas con la presión.
- c. Permiten realizar diversos diagnósticos en tiempo real.
- d. El costo elevado del sistema de medición, queda justificado en mediciones que requieren de una gran exactitud.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- a. Manual de Operación, Instalación y Funcionamiento del Medidor Ultrasónico de Flujo de Gas de Daniel - Daniel Measurement and Control, Inc
- b. Curso Metrología del Gas Natural- SYGNUS, Ing. Mario F. Zabala
- c. Medición de Gas Natural- División Comercial de la UEN Fabricación & Montajes de INDISA S.A. – Ing. Andrés Bernal Ortiz.
- d. Reglamento Técnico y Metrológico para los Sistemas de Medición de Gas Natural con Medidor Ultrasónico- INTI-Argentina.



OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN DE LGN DE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL PARIÑAS

S. Haro
(PER)

Sandra Haro Quincho
Planta de Procesamiento de Gas Natural Pariñas
Graña y Montero Petrolera S.A.

Ingeniera Petroquímica por la Universidad Nacional de Ingeniería. Con estudios de diplomado en Seguridad Industrial, Gestión del Medio Ambiente e Ingeniería de Proyectos.

Experiencia laboral en empresas de los Sectores: Energía y Seguridad. Actualmente trabaja en el área HSSE de la Planta de Procesamiento de Gas Natural Pariñas de Graña y Montero Petrolera S.A.

XIII. INTRODUCCION

La Planta de Procesamiento de Gas Natural Pariñas (PGT) se encuentra ubicada en el Km. 4.5 de la Carretera 1A Talara – Tumbes en la Zona Industrial, Distrito de Pariñas, Provincia de Talara, Departamento de Piura.

El proceso de la Planta tiene por objetivo la recuperación de gas licuado de petróleo (GLP), hidrocarburos acíclicos saturados (HAS) y gas residual seco, a partir del gas natural asociado proveniente de los campos de: SAVIA, PETROBRAS, SAPET y GMP.

El sistema de procesamiento empleado es el de Absorción Refrigerada utilizando un absorbente ligero (HAS) y temperaturas bajas.

La Planta ha sido diseñada para manejar flujos de gas desde 15 MMSCFD hasta 40 MMSCFD, es alimentada con gas rico (gas natural asociado) proveniente de campos de producción cercanos.

La composición promedio del gas natural asociado que ingresa a la Planta, se detalla en la siguiente tabla:

Tabla N° 1. Composición promedio del Gas Natural Asociado (GNA) de ingreso a la planta

Componente	% mol
Nitrógeno	0.1938
Dióxido de carbono	0.7369
Metano	87.1114
Etano	5.6424
Propano	2.7166
I-Butano	0.9045
N-Butano	1.2365
Neo-Pentano	0.0000
I-Pentano	0.6119
N-Pentano	0.3594
Hexano+	0.4866

Fuente: Resultado de Cromatografía - GMP

a. Sistemas Involucrados en el Proceso

A continuación se detallan los Sistemas que forman parte de la Planta:

- Sistema de Enfriamiento de Gas de Entrada
- Sistema de Fraccionamiento
- Salida de Gas Seco
- Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol
- Sistema de Calentamiento con Fluido Térmico
- Sistema de Refrigeración con Propano
- Servicios Auxiliares

b. Histórico de la Eficiencia 2008 – 2009

La Planta de Procesamiento de Gas Natural Pariñas inició actividades el 23 de octubre de 2008.

La Tabla N° 2 y Tabla N° 3, mostradas a continuación, relacionan la eficiencia promedio anual para los años 2008 y 2009 con el gas procesado, LGN producidos, riqueza y recuperación de LGN; muestran además los valores máximos y mínimos de las variables mencionadas, de esta manera se puede observar el rango de variación de la eficiencia, gas procesado y LGN producidos a fin de evaluar la estabilidad de la operación en estos años.

Tabla N° 2. Producción PGT 2008

Producción PGT 2008					
	Eficiencia, %	Gas procesado MMSCFD	LGN producido bbl/día	Riqueza gal/MPC	Recuperación gal/MPC
Promedio anual	77.94	27.61	955	1.86	1.46
Máximo	92.60	37.73	1,454	1.98	1.81
Mínimo	58.05	14.91	427	1.74	1.03

Fuente: Reporte de Operación – GMP (año 2008)

Tabla N° 3. Producción PGT 2009

Producción PGT 2009					
	Eficiencia, %	Gas procesado MMSCFD	LGN producido bbl/día	Riqueza gal/MPC	Recuperación gal/MPC
Promedio anual	92.23	27.29	1,097	1.84	1.70
Máximo	96.64	39.94	1,585	2.02	1.86
Mínimo	83.03	14.62	620	1.65	1.49

Fuente: Reporte de Operación – GMP (año 2009)

Como se puede ver, en el primer año de operación la eficiencia de recuperación promedio anual fue de 92.23%, alcanzando de esta manera la máxima eficiencia calculada en el diseño, pero, la operación no se mantenía estable ya que el rango en el que se movía la eficiencia era muy amplio, como mínimo 83.03% hasta un máximo de 96.64%, es decir, la operación presentaba caídas y subidas que no hacían posible mantener la eficiencia de 92% que se requería.

Es por ello que se buscaron alternativas para estabilizar la operación y obtener 92% constantes y, luego de haberlo alcanzado, mejorar tanto la cantidad como la calidad de los productos obtenidos con fines de optimizar el proceso.

II. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

2.1. Problemas Operativos

Se describe a continuación los problemas operativos que se presentaron al inicio de la operación y que hicieron necesaria la búsqueda de alternativas de mejora:

1. Inestabilidad de la operación.
2. Composición inadecuada de monoetilenglicol (MEG) en el Glicol Pobre.
3. Acumulación de glicol en equipos.
4. Llama pulsante y apagado de los quemadores de gas del Horno.

Al identificar estos problemas operativos que hacían variable la eficiencia de recuperación que se obtenía

diariamente, se comenzó a trabajar en las condiciones de operación, que para ese entonces estaban basadas en el diseño.

2.2. Estudio de los Sistemas Optimización

2.2.1. Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol

El principal problema operativo encontrado en este sistema fue su inestabilidad frente a las variaciones en el volumen de gas procesado propio de la operación.

Las continuas variaciones en las entregas de gas, requerían mayor flexibilidad de este sistema para regular la inyección de glicol a los equipos fríos de manera de no afectar la operación de éstos por formación de hidratos.

Problemas operativos presentados

- Consumo elevado de MEG
- Composición inadecuada de MEG en el Glicol Pobre
- Acumulación de glicol en equipos

Soluciones propuestas a los problemas encontrados

Para estabilizar el sistema y alcanzar la composición de glicol rico y pobre adecuada, se consideró lo siguiente:

- Evaluación del efecto de la temperatura del Regenerador de Glicol en el Sistema.
- Mantener flujos mínimos de inyección de glicol a equipos.

En la Tabla N° 4 se realiza la matriz de evaluación de la solución propuesta.

Tabla N° 4. Matriz de Evaluación de la Solución Propuesta – Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol

Problema	Causa	Valor actual de la variable	Consecuencia	Solución Propuesta	Tendencia del juste	Motivo del Ajuste	Indicadores de la Efectividad del Ajuste	Efecto esperado	Resultado final – Condiciones de operación óptimas
Consumo elevado de MEG	Alta Temperatura del Regenerador de Glicol (E-6145)	268°F	Pérdida de MEG con los vapores de agua a la salida del Regenerador de Glicol	Modificar la temperatura de regeneración	Disminución gradual de la temperatura de regeneración (En intervalos de 2 a 4°F)	Evaluar si las pérdidas de MEG responden a una elevada temperatura	Consumo mensual de MEG	- Disminución del consumo mensual de MEG - Control del consumo mensual de MEG relacionado con el volumen de gas procesado.	Temperatura del Regenerador de Glicol = 247°F
Composición inadecuada de MEG en el glicol pobre	Alta Temperatura del Regenerador de Glicol (E-6145)	268°F	- Temperatura de congelamiento cercano al valor de temperatura más baja del proceso. - Riesgo de formación de hidratos en los tubos de los equipos.	Modificar la temperatura de regeneración	Disminución gradual de la temperatura de regeneración (En intervalos de 2 a 4°F)	Evaluar la composición de MEG en el glicol pobre con una temperatura de regeneración más baja, a fin de hallar el valor de temperatura adecuado que permita el 85% en peso de MEG.	Resultados de Laboratorio	- Obtener una solución de glicol pobre al 85% en peso de MEG. - Condiciones de operación fuera del rango de formación de hidratos.	
Acumulación de glicol en equipos	Disminución de flujos de inyección de glicol	- Intercambiadores Gas/Gas: 0.75 GPM - Chillers: 0.30 GPM - Condensadores: 0.20 GPM	- Inestabilidad del Sistema. - Eficiencia de recuperación de LGN afectada por procedimiento de calentamiento de equipos para desplazar el glicol acumulado.	Modificar el flujo de inyección de glicol a equipos	Aumentar los flujos de inyección de glicol al mínimo especificado según el tipo de boquilla	Trabajar con los flujos mínimos suministrados por el fabricante a fin de evitar el goteo de glicol en los equipos producido por una inadecuada aspersión.	- Condiciones de operación. - Eficiencia de Recuperación de LGN.	- Presiones diferenciales en los trenes de enfriamiento menores al valor de alarma (< 5 psi). - Diferencia de la temperatura de enfriamiento entre ambos trenes < 10°F. - Menor frecuencia de ejecución del procedimiento de desplazamiento de glicol del tren afectado. - Estabilidad de la operación.	- Intercambiadores Gas/Gas: 2.60 GPM - Chillers: 0.50 GPM - Condensadores: 0.25 GPM

2.2.2. Sistema de Calentamiento con Fluido Térmico

El principal problema operativo encontrado fue su inestabilidad para responder a las continuas variaciones en el volumen de gas procesado propio de la operación. Las continuas variaciones en las entregas de gas, requerían de mayor flexibilidad de este sistema para mantener la temperatura del fluido térmico, necesario para proveer de calentamiento a los usuarios y no alterar las condiciones de operación de éstos.

Problemas operativos presentados

La inestabilidad de este Sistema se debía a lo siguiente:

- Llama pulsante en los quemadores de gas del Horno
- Apagado de quemadores

Soluciones propuestas a los problemas encontrados

Para estabilizar el sistema, se consideró lo siguiente:

- Evaluación del exceso de oxígeno en los gases de combustión y su efecto en la estabilidad del Sistema.

En la Tabla N° 5 se realiza la matriz de evaluación de la solución propuesta.

2.2.3. Enfriamiento del Gas Natural

En el caso del Enfriamiento del Gas, no se puede hablar de un problema, más que nada lo que se hizo fue buscar alternativas de optimización de la recuperación de LGN aumentando el enfriamiento del gas natural.

En la Tabla N° 6 se realiza la matriz de evaluación de la alternativa propuesta.

2.3. Optimización de la Eficiencia

El ajuste de las variables de operación no sólo hizo posible resolver los problemas operativos presentados en la Planta, además de ello, estabilizó la operación haciendo posible elevar la eficiencia de recuperación de LGN por encima de 94% hasta llegar a 96%, consiguiendo optimizar el proceso.

Histórico de la eficiencia 2010 - 2011

El efecto en la eficiencia de recuperación de LGN luego de los ajustes en las condiciones de operación del proceso se pudo apreciar recién en el año 2010, esto debido a que los ajustes se realizaron de forma gradual con el fin de analizar la respuesta de los equipos a estos cambios.

Las Tablas N° 7 y N° 8, muestran el promedio anual de la eficiencia para el año 2010 y los primeros 4 meses del 2011 relacionado con el gas procesado, LGN producido, riqueza del gas y recuperación de LGN.

Tabla N° 7. Producción PGT 2010

Producción PGT 2010					
	Eficiencia, %	Gas procesado MMSCFD	LGN producido bbl/día	Riqueza gal/MPC	Recuperación gal/MPC
Promedio anual	92.96	30.15	1,194	1.79	1.67
Máximo	95.48	38.40	1,506	2.02	1.85
Mínimo	90.01	15.93	628	1.62	1.53

Fuente: Reporte de Operación – GMP (año 2010)

Se puede apreciar el aumento de la eficiencia de recuperación de LGN para el año 2010, además, se logró la estabilidad de la operación con una eficiencia mantenida en 92.96% y con un rango de

variación corto, es decir, la eficiencia máxima y mínima en este año no fue muy variable y se mantuvo cerca del valor promedio.

Tabla N° 8. Producción PGT 2011

Producción PGT 2011					
	Eficiencia, %	Gas procesado MMSCFD	LGN producido bbl/día	Riqueza gal/MPC	Recuperación gal/MPC
Promedio anual	95.37	30.53	1,269	1.82	1.73
Máximo	96.61	38.66	1,630	1.98	1.88
Mínimo	92.07	14.64	634	1.75	1.65

Fuente: Reporte de Operación – GMP (año 2010)

Para el año 2011, en los 04 primeros meses se ha conseguido una eficiencia promedio de 95.37%, con un rango de variación entre el máximo y el mínimo de 4.54%. Como ya se mencionó este valor se consigue tras lograr la estabilidad de la operación que permitió optimizar el proceso.

En el Gráfico N° 1 se muestra el histórico y la tendencia de la eficiencia de recuperación de LGN desde el primer año de operación, 2009, hasta los primeros cuatros meses del 2011. Desde luego, la eficiencia promedio mensual refleja claramente el resultado del proceso de estabilización y optimización.

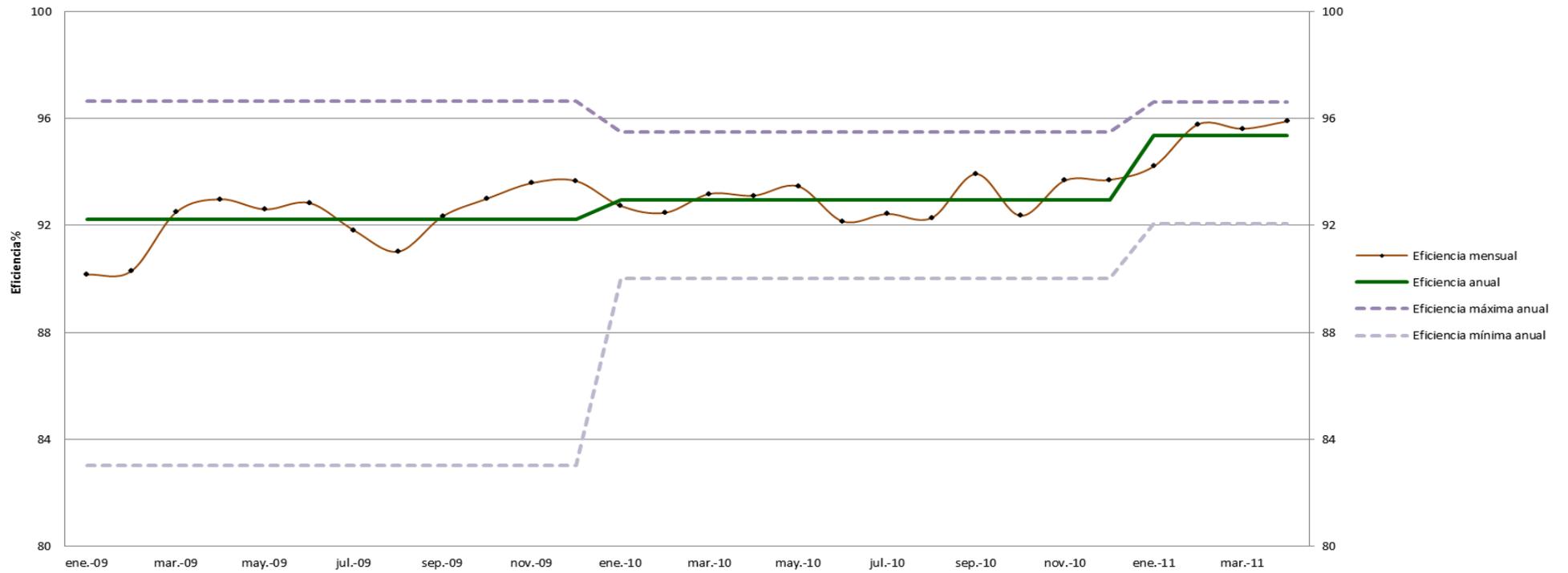
Tabla N° 5. Matriz de Evaluación de la Solución Propuesta – Sistema de Calentamiento con Fluido Térmico

Problema	Causa	Valor actual de la variable	Consecuencia	Solución Propuesta	Tendencia del Ajuste	Motivo del Ajuste	Indicadores de la Efectividad del Ajuste	Efecto esperado	Resultado final – Condiciones de operación óptimas
<p>1. Llamas pulsantes en los quemadores de gas del Horno.</p> <p>2. Apagado de quemadores.</p>	Cantidad insuficiente de aire suministrado para la combustión	2.0 % exceso de O ₂	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución de la temperatura de salida de fluido térmico del Horno. - No satisfacción de los requerimientos de calor de los usuarios. - Inestabilidad del Sistema. - Eficiencia de recuperación de LGN afectada (baja eficiencia). 	Suministrar mayor cantidad de aire a los quemadores del Horno	Aumentar gradualmente la cantidad de aire a los quemadores mediante la apertura de los registros de aire.	Evaluar si el problema de llama pulsante y apagado de quemadores responden a la falta de aire entregado al Horno	<ul style="list-style-type: none"> - Condiciones de operación. - Eficiencia de Recuperación de LGN. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento del exceso de O₂ por encima de 4.0%. - Aumento de tiro en el Horno. - Temperatura de salida de fluido térmico estable. - Incremento de la temperatura del arco del Horno. - Incremento en el consumo de gas combustible. - Estabilidad del Sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de Salida de Fluido Térmico = 540° F - Exceso de Oxígeno (O₂) en los Gases de Chimenea = 6 – 7%

Tabla N° 6. Matriz de Evaluación de la Alternativa Propuesta – Enfriamiento del Gas Natural

Variable a Optimizar	Valor actual de las variables	Alternativa Propuesta	Tendencia del Ajuste	Motivo del Ajuste	Indicadores de la Efectividad del Ajuste	Efecto esperado	Resultado final – Condiciones de operación óptimas
1. Temperatura del Separador Frío. 2. Temperatura del Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora.	-12°F	1. Aumentar el enfriamiento del gas natural en los Chillers. 2. Aumentar el enfriamiento del condensado en los Condensadores de Reflujo.	1. Disminuir la temperatura del gas en los Chillers hasta conseguir una temperatura estable de -13°F en el Separador Frío. 2. Disminuir la temperatura del condensado en los Condensadores de Reflujo hasta conseguir una temperatura estable de -13°F en el Acumulador.	1. Con el Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol estabilizado y optimizado, se puede realizar el ajuste del punto de rocío del gas sin problemas de formación de hidratos. 2. Con el Sistema de Calentamiento estable, se puede suministrar a los usuarios el calor necesario para compensar el mayor enfriamiento en los equipos fríos, de manera de mantener el perfil adecuado de temperatura en las columnas.	1. TI-6110 / TI-6115. 2. TI-6120 / TI-6125. 3. TI-3105 / TI-3110. 4. Análisis del gas residual, mediante cromatografía. 5. Eficiencia de Recuperación de LGN.	1. Temperatura óptima no mayor de -13°F en el Separador Frío y Acumulador de Reflujo. 2. Disminución de la temperatura de tope de la Deetanizadora. 3. Mayor recuperación de propano. 4. Disminución de la cantidad de propano en la corriente de gas residual. 5. Aumento en la Eficiencia de Recuperación de LGN.	1. TI-6110/TI-6115 “Temperatura de chillers de gas” = (-14.5 °F) 2. TI-6120/TI-6125 “Temperatura de condensadores de reflujo” = (-14.5 °F) 3. TI-3105/TI-3110 “temperatura de Separador Frío/Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora” = (-13.0 °F)

Gráfico N° 1. Histórico de la Eficiencia de Recuperación de LGN, 2009-2011



III. CONCLUSIONES

- La temperatura del Regenerador de Glicol, tiene implicancia directa con el consumo de MEG y composición del glicol pobre, influyendo directamente en el Sistema de Enfriamiento de Gas Natural.
- La efectividad de la inhibición de hidratos con etilenglicol, depende de la cantidad y composición de la solución de glicol pobre en el equipo, y, de la calidad de aspersión en los tubos de los intercambiadores.
La cantidad está relacionada con el flujo de inyección de glicol a los intercambiadores de calor (valor mínimo según el tipo de boquilla de cada equipo frío); la composición se relaciona con la concentración porcentual en peso de MEG en el glicol pobre (85%); y por último, la calidad de la aspersión de glicol se relaciona con su distribución en los tubos de los intercambiadores, que es un efecto del flujo de inyección de glicol a los equipos.
- Con un Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol inestable, no se pueden realizar ajustes del punto de rocío del Gas Natural, afectando directamente la recuperación de LGN.
De acuerdo con los resultados, el ajuste del punto de rocío del Gas Natural se pudo realizar al conseguir que la temperatura de congelamiento del glicol pobre esté por debajo de la temperatura más baja del proceso (-14.5 °F), para nuestro caso, esta temperatura es de -33.0 °F que corresponde a una composición de glicol pobre con un 85% en peso de MEG.
- La llama pulsante, llama muy corta y/o apagado de los quemadores en el Horno son consecuencia de una cantidad insuficiente de aire entregado a los quemadores para su combustión.
De acuerdo con los resultados, el incremento del exceso de oxígeno de los gases de combustión al valor de 6 – 7% O₂, mediante el aumento del aire entregado a los quemadores para su combustión, eliminó la condición anormal de llama pulsante y/o apagado de los quemadores en el Horno.
- En la Planta de Procesamiento de Gas Natural Pariñas, los sistemas optimizados fueron: Sistema de Inyección y Regeneración de Glicol, Sistema de Calentamiento con Fluido Térmico y Sistema de Enfriamiento del Gas Natural. Como resultado de este proceso se logró optimizar la eficiencia de recuperación de LGN, desde un 92% inicial hasta llegar a 96%.