



UNIVERSIDAD EMPRESARIAL SIGLO 21

MBA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Los impactos de la Eficiencia Energética en Petróleo y Gas Argentino

S.A.

Alumno: Iraola, Federico Nicolás

Directora de tesis: Peralta, María Belén

Neuquén – Argentina

2021

Contenido

1. Planteamiento del problema.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	1
1.3 Objetivo general y específicos	13
1.3.1 Objetivo general.....	13
1.3.2 Objetivos específicos	13
1.4 Justificación del proyecto	13
2. Marco teórico	15
2.1 Plantas de Procesamiento de Gas.....	23
2.1.1 Hornos.....	24
2.1.2 Sistemas de venteo.....	26
2.1.3 Circuito de propano.....	26
2.2 Plantas compresoras.....	28
2.3 Plantas de tratamiento de petróleo y agua.....	28
2.3.1 Planta de tratamiento de petróleo (PTC).....	29
2.3.2 Planta de tratamiento de agua para inyección (PTA/PIA).....	29
2.3.3 Plantas de captación de agua.....	31
2.4 Evaluación económica-financiera de la alternativa seleccionada.....	31
2.4.1 Valor Actual Neto (VAN).....	35

2.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	36
2.4.3 Período de recuero (PR).....	36
2.4.4 Índice del Valor Actual Neto (IVAN)	37
3. Metodología	38
3.1 Participantes.....	39
3.2 Instrumentos.....	41
3.3 Procedimientos.....	42
3.4 Estrategia de análisis de datos.....	42
4. Análisis de resultados	44
4.1. Modificación de cañerías y uso de reductor de fricción en PTC-XX1	45
4.2. Reutilización de economizador de propano de LTS-XX1	52
4.3. Implementación de arranque a distancia de PIA-XX1	56
4.4. Ajuste de punto operativo de bombas PTA-XX1	58
4.5 Cambio en la operación de bombas PTA-XX2.....	62
4.6 Otras acciones por realizar.....	64
5. Conclusiones	68
5.1 Hallazgos.....	68
5.2 Limitantes	68
5.3 Respuestas a las preguntas inicialmente realizadas	70
6. Bibliografía	74

1. Planteamiento del problema

1.1 Introducción

Las empresas productoras de petróleo, gas y energía eléctrica son una de las fuentes del problema del cambio climático. Durante sus procesos se generan emisiones de gases de efecto invernadero y, por otro lado, en las primeras dos, se consumen grandes cantidades de la última. Una de las fuentes de la energía eléctrica es mediante centrales térmicas, las cuales usan, entre otros, gas natural como materia prima y emiten como residuo gas de combustión (CO₂, H₂O, NO_x, etc).

Este proyecto busca determinar si las empresas dedicadas a la producción de hidrocarburos pueden ser mas amigables al medioambiente y a su vez generar ganancias que sean de interés para los accionistas de la compañía

1.2 Antecedentes

Los gases de efecto invernadero generados por la actividad humana son los que provocan el calentamiento global y a partir de este el cambio climático.

El efecto invernadero es un proceso natural que permite a la tierra mantener las condiciones necesarias para la vida. Sin el efecto invernadero, la temperatura media del planeta sería de 18°C bajo cero (American Chemical Society, 2021).

Sin embargo, el cambio climático se produce cuando los gases de efecto invernadero que ingresan al planeta y que mantienen la temperatura global en un nivel adecuado aumentan su proporción en la atmósfera por distintas causas y con ello la temperatura media ambiente a niveles mayores a lo normal (American Chemical Society, 2021).

Dentro de las causas que provocan el calentamiento global se encuentran:

- La deforestación

- Destrucción de ecosistemas marinos
- Aumento de la población
- Aumento de gases de efecto invernadero:

Dióxido de carbono: provocado por la quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad, entre otros.

Metano: provocado por la distribución del gas natural y petróleo, la industria de la minería del carbón, el empleo de combustible y los vertederos, entre otros.

Compuestos halogenados: gases de origen antropogénico (resultado de las actividades humanas). Son nocivos para la capa de ozono y también aumentan el efecto invernadero. Principalmente de la producción química para diversos sectores (refrigeración y climatización, eléctrico y electrónico, médico, metalúrgico, etc.)

Ozono troposférico: reacción entre los gases CO, HC, NO_x y COV, emitidos en el empleo de combustibles.

Óxido de nitrógeno: provocado por el exceso de uso de fertilizantes, el empleo de combustibles, la actividad química y el tratamiento de aguas residuales

Muchos de los recursos que se consumen son provenientes de combustibles fósiles, con lo cual, la demanda de este recurso y la emisión de gases de efecto invernadero por su uso han aumentado exponencialmente durante el transcurso del tiempo.

Según estudios científicos la temperatura media global del planeta aumentó 0,85°C y si no se realizan acciones para detener este aumento se tendrán consecuencias graves en el mundo (Acciona, 2020).

Hace ya un tiempo se creó un grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (en adelante IPCC) desde la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), cuyo objetivo es estudiar científicamente el cambio climático y arrojar valores científicos a este para tomar dimensión de lo que se menciona. El IPCC realizó un quinto informe de evaluación que se centró en la ciencia del cambio climático.

El Informe proporciona una evaluación exhaustiva del aumento del nivel del mar y sus causas a lo largo de las últimas décadas. También calcula las emisiones acumuladas de CO₂ desde la época preindustrial y ofrece una estimación sobre futuras emisiones de CO₂ con el objetivo de limitar el calentamiento a menos de 2 °C. En 2011, ya se había emitido aproximadamente la mitad de esta cantidad límite. Gracias al IPCC sabemos lo siguiente:

de 1880 a 2012 la temperatura media mundial aumentó 0,85 °C.

A continuación, se muestra una imagen de lo mencionado anteriormente

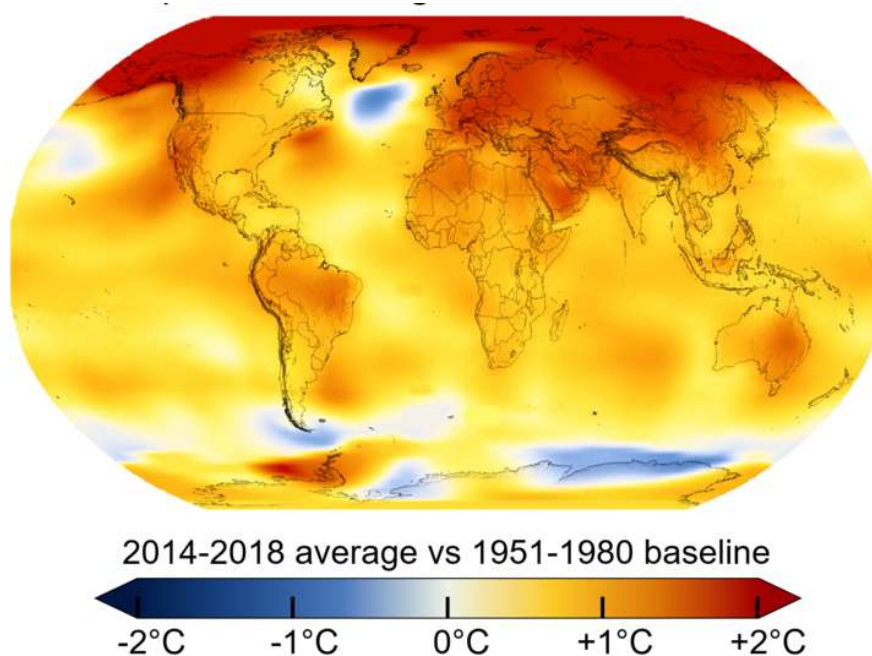


Figura 1: Aumento de la temperatura ambiente en el mundo promedio entre 2014 a 2018, respecto a línea base que se tenía entre 1951-1980. Fuente: (NASA, 2019) .

Los océanos se han calentado, las cantidades de nieve y hielo han disminuido y el nivel del mar ha subido. De 1901 a 2010, el nivel medio mundial del mar ascendió 19 cm, ya que los océanos se expandieron debido al hielo derretido por el calentamiento. Debido a la concentración actual y a las continuas emisiones de gases de efecto invernadero, es probable que el final de este siglo presencie un aumento de 1–2°C en la temperatura media mundial en relación con el nivel de 1990 (aproximadamente 1,5–2,5°C por encima del nivel preindustrial). Así, los océanos se calentarán y el deshielo continuará. Se estima que el aumento del nivel medio del mar será de entre 24 y 30 centímetros para 2065 y de 40 a 63 centímetros para 2100 en relación con el periodo de referencia de 1986-2005. La mayoría de los efectos del cambio climático persistirán durante muchos siglos, incluso si se detienen las emisiones (Naciones Unidas, 2019).

Todos los hechos mencionados anteriormente dan cuenta de los desastres que se están cometiendo y que llegamos o estamos por llegar a un nivel donde los cambios serán irreversibles. Se terminarán de dañar ecosistemas tan diversos como el Amazonas debido al calentamiento y a la pérdida de humedad. Por otro lado, los glaciares también están sufriendo retrocesos que dan cuenta de este calentamiento.

En octubre de 2018, el IPCC en su informe mostró los impactos que se producen con una temperatura media global de 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales y la tendencia que deberían tener las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza.

El informe advierte de que es posible que el calentamiento global alcance los 1,5°C entre 2030 y 2052 si continúa aumentando al ritmo actual. Si bien informes anteriores

estimaban grandes daños si la temperatura media llegaba a los 2°C, este informe establece que muchos de los impactos adversos del cambio climático se producirán ya en los 1,5°C.

Además, el informe destaca una serie de impactos del cambio climático que podrían evitarse si la marca de calentamiento global máxima se establece en 1,5°C en lugar de 2°C o más. Por ejemplo, para 2100, el aumento del nivel del mar mundial sería 10 cm más bajo con un calentamiento global de 1,5°C. Las probabilidades de tener un Océano Ártico sin hielo durante el verano disminuirán a una vez por siglo con el máximo en 1,5°C, en lugar de una vez por década, si la marca se establece en los 2°C. Los arrecifes de coral disminuirían entre un 70 y 90 por ciento con un calentamiento global de 1,5 ° C, mientras que con 2°C, se perderían prácticamente todos (99 por ciento).

El informe expone que limitar el calentamiento global a 1,5°C requeriría transiciones "rápidas y de gran calado" en la tierra, la energía, la industria, los edificios, el transporte y las ciudades. Las emisiones netas mundiales de dióxido de carbono (CO₂) de origen humano tendrían que reducirse en un 45 por ciento para 2030 con respecto a los niveles de 2010, y seguir disminuyendo hasta alcanzar el "cero neto" aproximadamente en 2050. Esto significa que se debería compensar cualquier emisión remanente eliminando el CO₂ de la atmósfera (Naciones Unidas, 2019).

Las Naciones Unidas han realizado esfuerzos muy grandes para que la tendencia de aumento del calentamiento global disminuya. El año 1992, la cumbre para la tierra dio lugar a la Convención Marco de las Naciones Unidas (en adelante CMNUCC) como paso necesario para afrontar este gran problema. Hoy en día hay 197 países adheridos a la convención. En esta hay países subdesarrollados, otros en vías de desarrollo y otros desarrollados, con lo cual, los esfuerzos y acciones son distintas.

Luego, en 1995 los países iniciaron negociaciones para fortalecer la respuesta mundial al cambio climático y, dos años después, adoptaron el Protocolo de Kyoto. Este obliga jurídicamente a los países desarrollados que son parte, a cumplir unas metas de reducción de las emisiones. El primer período de compromiso del Protocolo comenzó en 2008 y finalizó en 2012. El segundo período de compromiso empezó el 1 de enero de 2013 y terminará en 2020. Hoy en día hay 197 Partes en la Convención y 192 en el Protocolo de Kyoto (Naciones Unidas, 2019).

En la 21ª Conferencia en París, las Partes en la CMNUCC alcanzaron un acuerdo con el objetivo de combatir el cambio climático, llevar a cabo las acciones y las inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

El principal objetivo del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial para mitigar el cambio climático, manteniendo, el aumento de la temperatura mundial en este siglo por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir con los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 °C.

El Acuerdo de París se terminó firmando el 22 de abril de 2016 (Día de la Tierra) en la Sede de las Naciones Unidas en Nueva York, donde 175 representantes de los países formaron Parte. Otros países también se adhirieron a este desde entonces.

A continuación, se mencionan algunos extractos del inicio del acuerdo:

- “Se reconoce la necesidad de una respuesta progresiva y eficaz a la amenaza apremiante del cambio climático, sobre la base de los mejores conocimientos científicos disponibles” (Naciones Unidas, 2015, pág. 1).

En el artículo 2 del mismo se menciona:

“El presente acuerdo tiene por objeto reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza” (Naciones Unidas, 2015, pág. 3).

Finalmente, en el artículo 14 inciso 2:

“La conferencia de las partes en calidad de reunión de las partes en el presente acuerdo hará su primer balance mundial en 2023 y a partir de entonces, a menos que decida otra cosa, lo hará cada cinco años” (Naciones Unidas, 2015, pág. 20)

Todas estos conceptos mencionados anteriormente y los acuerdos firmados como el de París hicieron que los países adheridos comiencen a generar esfuerzos para cumplir las metas, generando en algunos casos normativas legales para que las empresas se sumen a este cambio.

Muchas empresas de distintos rubros van a tener que generar esfuerzos y comprometerse para ayudar a mitigar el cambio climático y en esta senda se encuentra Petróleo y Gas Argentino S.A.

Pero el cambio climático no solamente es lo que incide a las empresas a tomar esta senda. A nivel mundial, todas las empresas petroleras se encuentran constantemente con la disyuntiva de disminuir sus costos totales para ser más competitivos respecto a las demás empresas del mercado. Por ejemplo, hace dos años atrás ante la declaración de Estados Unidos de que con el desarrollo de yacimientos No Convencionales lograron autoabastecerse energéticamente y de que podrían comenzar a exportar, la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) la cual controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 81% de las reservas de petróleo, comenzó a aumentar la oferta de crudo mundial generando disminución del precio de este. Esto generó un impacto mundial en el mercado ya que las empresas petroleras lograban menos beneficios al tener que vender el crudo a menor precio manteniéndose los costos de producción.

Hoy en día, el precio del crudo comenzó a aumentar nuevamente. Sin embargo, esto no revirtió la necesidad de continuar con los esfuerzos por ser más eficientes y disminuir los costos variables.

Hasta hace poco tiempo la Argentina tenía problemas para lograr el autoabastecimiento energético en algunos meses del año, con lo cual, era muy importante el apoyo de las empresas para disminuir el consumo y que esa disminución pueda compensar la necesidad de la población.

Hace un año atrás la Argentina se alejaba cada vez más del autoabastecimiento energético. Según datos del Ministerio de Energía, en 2017 se había incrementado la importación de crudo, caía la producción de gas y petróleo local, se reducían los niveles de "existencias" de hidrocarburos en las Cuencas y disminuían las regalías a las provincias.

Hoy en día este escenario se revirtió gracias a las inversiones generadas por las empresas operadoras y se logró que en épocas de verano la oferta de gas sea mayor a la demanda y se necesite exportar. Sin embargo, las épocas de disminución de costos por disminución de precios, la búsqueda continua de generar eficiencia y la necesidad de generar una industria sustentable mantiene el objetivo de aumentar la eficiencia energética.

La eficiencia energética fue ampliamente aplicada en el sector de refinerías. Los costos de consumo de energía son muy altos para este tipo de procesos, con lo cual, ser eficientes energéticamente genera mayores beneficios para las empresas. Según el año en que se haya diseñado la instalación es la eficiencia que tienen sus procesos. No es lo mismo una refinería diseñada hace 30 años atrás respecto de un diseño actual.

Generalmente las inversiones que se generan para eficientizar energéticamente los procesos no son costosas y en algunos casos hasta se realizan sistemas de gestión que buscan la mejora continua en cuanto al consumo energético.

Cada instalación es única, con lo cual, la selección de las oportunidades de eficiencia energética debe hacerse sobre una base de planta específica. Con la disminución del consumo energético se genera la reducción de emisiones contaminantes que afectan el ambiente. Por ejemplo, en el negocio en el cual me desempeño parte de la energía eléctrica que se genera es a partir de centrales térmicas. Los procesos varían desde plantas de tratamiento de agua hasta plantas de procesamiento de gas, cada una de ellas, con su complejidad.

En Estados Unidos hay programas gubernamentales que tienen como objetivo ayudar a la industria y mejorar la competitividad de estas a medida que se aumenta la eficiencia energética y se disminuye el impacto ambiental. Por ejemplo, ENERGY STAR®, un programa voluntario administrado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (en adelante EPA), destaca la importancia de programas de gestión de energía corporativos sólidos y estratégicos.

Un informe realizado por este programa muestra que hay múltiples oportunidades para la disminución del consumo de energía, manteniendo la productividad de la instalación. En este se menciona que al realizar un benchmarking se pudo mostrar que se puede alcanzar un 10% a 20% de eficiencia energética. En el año 2002, una refinería de Martinez, California alcanzó un 12% de eficiencia global

Además, la firma ExxonMobil dispone de un sistema de manejo global de la energía (GEMS por su nombre en inglés) el cual tiene 12 manuales que detallan 200 mejores prácticas y mediciones de performance en algunos procesos unitarios claves, equipos mayores y sistemas utilitarios. GEMS identificó oportunidades para lograr una eficiencia del 15% (Worrell, Corsten, & Galitsky, 2015, pág. 28).

No todo es aplicación de tecnología sino también el cambio de cultural y la actitud para lograr impactos significantes.

Hay sobrada experiencia en todas las empresas petroleras con respecto a ser eficientes energéticamente. El problema debe ser entendido desde las cabezas de empresa para luego ser implementado en las bases y compartir las experiencias, tanto positivas como negativas.

Para mejorar los consumos de energía y ser más eficientes se generaron hasta sistemas de gestión como por ejemplo la ISO 50001.

La implantación de un sistema de gestión para el seguimiento del consumo energético puede lograr buenos índices de eficiencia

El apoyo interno para un programa de gestión de la energía es importante pero también puede pedirse apoyo externo, sin embargo, como se mencionó anteriormente es importante que la dirección esté comprometida con este tipo de programas

Un sistema de gestión de la energía crea una base para la mejora y orienta a toda la organización a cómo gestionar la energía. Sin un programa en marcha claro las oportunidades de mejora pueden ser desconocidas o no implementadas debido a las barreras organizacionales. Estas pueden incluir desde falta de comunicación, pobre comprensión de cómo crear apoyo para un proyecto de eficiencia energética, finanzas limitadas, etc. Aunque la energía constituye un costo significativo para la industria, las empresas pueden carecer de un fuerte compromiso para mejorar la gestión de la energía.

La empresa Petróleo y Gas Argentino S.A. no está exenta a los problemas e iniciativas mencionadas anteriormente, ya que posee grandes consumos de energía eléctrica y gas combustible para sus procesos, siendo estos, los que más impacto tienen sobre los costos totales de la firma.

Además, dentro de su programa de sustentabilidad Petróleo y Gas Argentino S.A. menciona que:

Asumiré el compromiso de reducir las emisiones y de contribuir a mitigar los efectos del cambio climático siendo eficientes en las actividades que realizan.

El comité ejecutivo se propone disponer de estrategias definiendo objetivos y metas que aseguren la mejora en el cambio climático.

De esta forma, Petróleo y Gas Argentino S.A. se compromete a:

- El uso racional de la energía.
- Impulsar la investigación y el desarrollo para ser más eficientes.
- Medir las emisiones de gases de efecto invernadero con metodologías mundialmente reconocidas, estableciendo objetivos de reducción.
- Buscar mejores prácticas en nuevos proyectos para ser energéticamente eficientes
- Desarrollar e implementar planes de capacitación en la temática todos los sectores de interés de la empresa.

En línea con esto, la nueva dirección de la compañía ha solicitado a cada una de sus unidades de negocio, con ayuda de un grupo especializado, la búsqueda de mejores prácticas para disminuir las emisiones gaseosas, consumos eléctricos y de esta manera también disminuir los costos totales de producción.

Petróleo y Gas Argentino S.A. tiene varias divisiones, entre ellas, Upstream y Downstream. Esta última se dedica a la refinación de petróleo y la producción de productos como Naftas comerciales y Gasoil. Dentro de sus procesos, como se mencionó anteriormente, hay un alto componente de uso de gas combustible, energía eléctrica y otro tipo de combustibles.

Desde hace varios años esta división viene realizando varios programas referidos a mejorar sus consumos y disminuir los costos totales.

Estos programas consisten en aplicar tecnología para detectar desvíos en cuanto a los consumos y la realización de auditorías internas para detectar estos desvíos.

Como se mencionó anteriormente, estas mejoras no pueden depender de una sola persona, sino que debe ser una cultura aplicada desde la alta dirección hasta los operarios. Si hay empresas contratistas estas deben adherirse también a esta cultura para que la implementación de un sistema de eficiencia energética no sea una mera utopía.

Por otro lado, la división Upstream también comenzó a realizar acciones para ser eficientes energéticamente. Particularmente, en el Negocio XX1 dispone de grandes complejos de procesamiento de gas, petróleo y agua. Algunos de los procesos que contiene esta área tienen más de 20 años de existencia, con lo cual, no son procesos eficientes en cuanto al consumo eléctrico y de gas combustible respecto a una instalación diseñada por estos años.

A partir de todo lo expuesto anteriormente nos generamos la siguiente pregunta: ¿Podemos generar beneficios económicos además de medioambientales a partir de la implementación de tecnologías y modificaciones para mejorar la eficiencia energética de los procesos que se encuentran en el negocio?

Para responder esta pregunta central se formulan otras mucho más específicas:

1. ¿Qué procesos pertenecientes al negocio pueden ser más eficientes?
2. ¿Cuánto gas emitido a la atmosfera y consumo de energía eléctrica se reduce con estas alternativas?
3. ¿Las alternativas de mejora de la eficiencia en los procesos son rentables económicamente?
4. ¿Cuáles son los beneficios económicos que generan estas alternativas?

1.3 Objetivo general y específicos

Luego de la formulación de las preguntas tanto general como específicas, en este proyecto se planteará un objetivo general seguido de objetivos específicos:

1.3.1 Objetivo general

Determinar si las mejoras ejecutadas en los procesos inspeccionados para ser energéticamente más eficientes generan beneficios no solo medioambientales sino también económicos en el Negocio XX1.

1.3.2 Objetivos específicos

A continuación, se mencionan los objetivos específicos del proyecto

1. Determinar los procesos que son objeto de mejora en cuanto a consumo energético.
2. Estudiar alternativas de solución sobre los procesos identificados que sean técnicamente viables
3. Evaluar económica y financieramente las alternativas técnicamente viables para determinar si las mismas son rentables
4. Determinar los beneficios económicos y las reducciones de energía que generarán la implementación de la alternativa seleccionada
5. Determinar otras barreras además de las económica financiera que pudieran evitar llevar a cabo los cambios planteados

1.4 Justificación del proyecto

Este proyecto busca determinar si las mejoras de los procesos tendientes a disminuir los impactos medioambientales generan beneficios económicos para la empresa.

Hay varias maneras de generar beneficios económicos para una empresa determinada, una de ellas, es generando inversiones en nuevos proyectos, aumentando los precios de los productos o disminuyendo los costos totales de producción

La utilización de tecnologías de innovación y procedimientos para mejorar la eficiencia energética de los procesos genera disminución en los costos de procesamiento aumentando los beneficios para la empresa si es que no se encuentran barreras que impidan llevar a cabo el proyecto o los beneficios son tan bajos que no justifican una implementación a gran escala.

Cuando se habla de eficiencia energética, se hace referencia a la utilización de energía eléctrica y gas combustible de la manera más eficiente posible en un proceso determinado.

El consumo más eficiente del gas combustible y energía eléctrica disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera haciendo una industria más sustentable.

Por todo esto y lo antes mencionado es que se considera a este proyecto como un proyecto crítico o de alto impacto para la empresa Petróleo y Gas Argentino S.A.

2. Marco teórico

Como se mencionó en el capítulo anterior las empresas buscan aumentar la eficiencia de sus procesos para disminuir sus emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero y los costos asociados a los consumos de energía en todas sus formas, buscando con este último mayores beneficios.

Las empresas que se comprometen a partir de su personal, esto es, desde los directivos hasta sus empleados de menor jerarquía, con ser más eficientes logran mayores beneficios. Generalmente se aplican sistemas de gestión para buscar la mejora continua y así aumentar continuamente mayores beneficios para las empresas

Los sistemas de gestión como por ejemplo la ISO 50001 (Gestión de la Energía) son un conjunto de reglas y principios relacionados entre sí de forma ordenada para ayudar a las empresas en su gestión de procesos. Estos sistemas de gestión se basan principalmente en el famoso ciclo de Deming de la mejora continua

Particularmente la ISO 50001 está basado en el enfoque PHVA (Planificar, Hacer, Verificar, Actuar).

En el contexto de la gestión de la energía, el enfoque PHVA puede perfilarse como sigue:

Planificar: comprender el contexto de la organización, establecer una política energética y un equipo de gestión de la energía, considerar las acciones para tratar los riesgos y las oportunidades, realizar una revisión energética, identificar los usos significativos de la energía y establecer los indicadores de desempeño energético, las líneas de base energéticas, los objetivos y las metas energéticas, y los planes de acción necesarios

para entregar los resultados que mejorarán el desempeño energético de acuerdo con la política energética de la organización

Hacer: implementar los planes de acción, los controles operacionales y de mantenimiento, y la comunicación, asegurar la competencia y considerar el desempeño energético en el diseño y la adquisición.

Verificar: hacer el seguimiento, la medida, el análisis, la evaluación, la auditoría, y las revisiones por la dirección del desempeño energético y del sistema de gestión de la energía.

Actuar: emprender acciones para tratar las no conformidades y mejorar continuamente el desempeño energético y el sistema de gestión de la energía (ISO, 2018, págs. 9-10)

Para disponer de un buen sistema de gestión y que se pueda “medir” los beneficios logrados a partir de acciones llevadas a cabo es necesario saber cuál es el punto de partida. Es por esto que se comienza por los relevamientos en campo para conocer las instalaciones que serán objeto de estudio y determinar si cuenta con la información/mediciones necesarias para poder evaluar el estado actual, en caso contrario, realizar modificaciones para implementar sistemas que permitan medir el estado actual de consumo de energía y a partir de esto comenzar con las mejoras a implementar

Las empresas no comienzan generalmente por realizar el sistema de gestión de la mano con las acciones, es decir, generalmente se comienza con acciones aisladas para optimizar los procesos y luego de ver las mejoras se decide por implementar sistemas de gestión.

Los esfuerzos aislados no conducen a resultados importantes ya que son llevados a cabo por personas que luego de dejar el puesto, con ellos se va su cultura; y es difícil que sea un proceso continuo. Debido a esto es que los sistemas de gestión involucran puestos organizacionales sin importar el nombre.

Adentrándonos más en la energía comenzaremos por definirla para luego mencionar que tipos de energía se utilizan en los procesos que opera Petróleo y Gas Argentino S.A.

La energía es la capacidad que tiene la materia de producir trabajo en forma de movimiento, luz, calor, etc.

Los tipos de energía que existen son:

- Cinética: relativa al movimiento de un cuerpo
- Potencial: la asociada a la posición de un cuerpo respecto a otro
- Radiante: energía que poseen las ondas electromagnéticas
- Calórica: energía que se produce al producirse una reacción química de oxidación
- Eléctrica: resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos

Dentro de los tipos de energía mencionados anteriormente en el rubro de la producción de petróleo y gas se utilizan la energía calórica y eléctrica. Por ejemplo, se usa energía eléctrica para bombear agua y petróleo de un punto a otro. El gas se quema en hornos para dar calor a otro fluido.

Para el caso de la energía eléctrica la misma se produce mediante las siguientes instalaciones:

- Centrales termoeléctricas: se produce energía eléctrica a partir del calor, el cual, se puede obtener a partir de un combustible.
- Centrales hidroeléctricas: se produce energía eléctrica a partir de la energía potencial que contiene el agua al embalsarse.
- Centrales eólicas: producen energía eléctrica a partir del movimiento del aire.
- Centrales fotovoltaicas: producen energía eléctrica a partir de la radiación solar.

Además, hay otras formas a baja escala para la producción de energía eléctrica.

En las siguientes imágenes se puede observar la distribución de la producción de energía eléctrica según el tipo en Argentina:

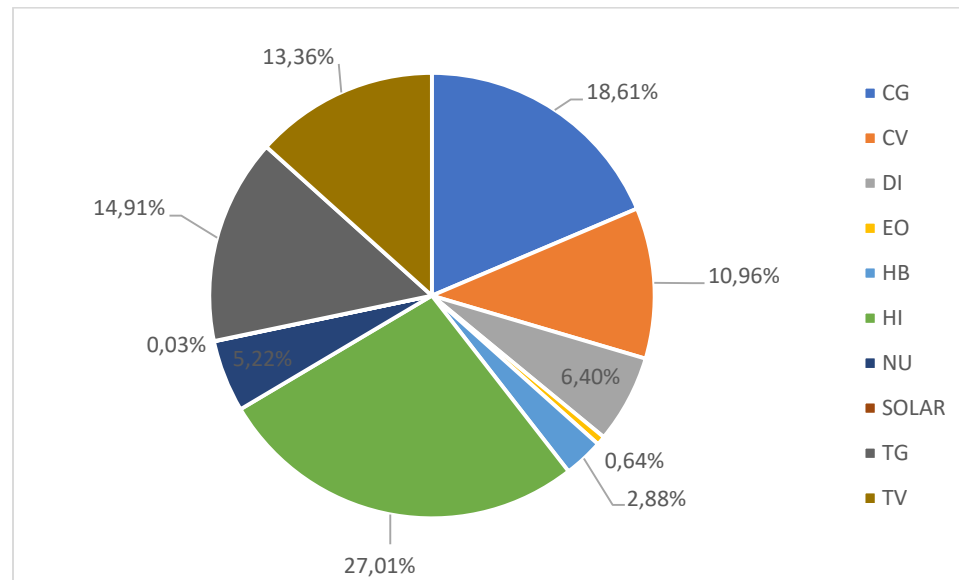


Figura 2: Distribución de la producción de energía eléctrica según su fuente: Elaboración propia según el informe de Cammesa del 2016 y revisado en julio del 2018

Donde:

- Centrales de Ciclo Combinado (CC)

Se componen de equipamiento TV y equipamiento TG. La energía residual que posee el gas de descarga de la TG se utiliza para generar vapor recuperando la energía calórica que de otra forma sería desperdiciada lanzándola a la atmósfera cuando la TG funciona a ciclo abierto. Los gases de combustión de la TG se utilizan como un aporte adicional de combustible en una caldera de recuperación lo que permite mejorar rendimientos del equipamiento.

Por un tema de identificación de los equipamientos que conforman el ciclo y que no se separan, se los denomina CV (equipamiento Turbovapor del Ciclo Combinado) y CG (Equipamiento Turbogás del Ciclo Combinado).

- Centrales Turbovapor (TV):

La máquina motriz es una turbina en la que evoluciona vapor de agua.

- Centrales Turbogas (TG):

La máquina motriz es una turbina en la que evolucionan gases de combustión

- Centrales Diesel (DI):

La máquina motriz es un motor a pistón derivado de la industria automotriz o naval

- Centrales Eólicas (EO):

- Geotérmica (GT)

- Central de bombeo (HB):

- Central Hidráulica (HI):

- Central Nuclear (NU):

- Centrales Solar (SO):

(Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista, 2016, pág. 27)

Si observamos el diagrama podemos deducir que casi el 40% de la energía que se utiliza se produce con una fuente fósil, los cuales, producen gases de efecto invernadero. Con lo cual, si consumimos más energía eléctrica, más gases de efecto invernadero generaremos.

Entonces, por lo antes expuesto, el uso de gas como combustible para calentar un fluido y la energía eléctrica necesitan ser utilizados de manera eficiente debido a los costos operativos que los mismos generan sobre la actividad y las emisiones de gases de efecto invernadero

Cada proceso tiene su principio de funcionamiento. En las plantas de procesamiento de gas se consume gas combustible para calentar fluidos auxiliares que permiten dejar el producto y subproducto en especificación para la venta. Por otro lado, la energía eléctrica sirve para poner en funcionamiento bombas, compresores y otros equipos auxiliares.

Para el caso de las plantas de tratamiento de petróleo, se usa gas combustible para calentar el mismo y energía eléctrica para poner en marcha bombas y servicios auxiliares

Las plantas de tratamiento de agua también utilizan gas (en menor medida o insignificante respecto a los demás procesos) y energía eléctrica en gran medida (generalmente en mayor medida que los demás procesos) para poner en funcionamiento bombas.

La extracción de petróleo y gas también es otro proceso para estudiar ya que hay dos tipos de extracción. Existen pozos que son surgentes, o sea, que tienen suficiente presión como para surgir a la superficie y luego ser procesados en distintos complejos ya sea plantas de procesamiento de gas o petróleo. Cuando los pozos no tienen suficiente presión como para llegar a los centros de procesamiento o almacenamiento se utilizan distintos sistemas de extracción, los cuales pueden ser, bombeo mecánico, bombas electrosumergibles, bombas de capacidades progresivas, gas lift, plunger lift, compresores de boca de pozo.

Además, el gas, cuando los yacimientos comienzan a depletar, necesitan de grandes compresores para que ingrese a las plantas de procesamiento a alta presión y que finalmente ingresen a los gasoductos de transporte. Estos compresores utilizan como combustible gas natural

A continuación, se muestra un diagrama de bloques donde se pueden ver los procesos que deben pasar cada uno de los fluidos (gas, petróleo y agua) para poder ser vendidos

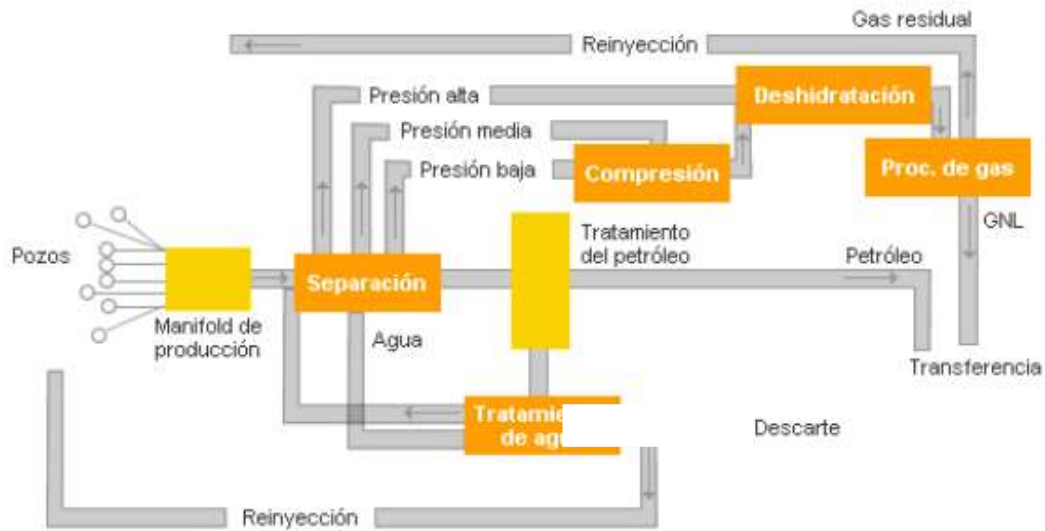


Figura 3: Diagrama de bloques de procesamiento de gas, petróleo y agua. Elaboración de galp (galp, 2010)

Cada proceso en sí necesita de la utilización de energía eléctrica, gas natural u otro combustible para poder ponerse en funcionamiento

Además de mejorar la cultura del personal para ser energéticamente más eficiente también se debe innovar constantemente.

Innovar no es un proceso simple pero cuando se consigue se logran mejores resultados a los que se tiene actualmente

Hay muchos conceptos sobre la definición de innovación, pero la que mejor aplica a este proyecto es que la misma significa la explotación exitosa de ideas originales que crean valor (United Kingdom Department for Business, Energy & Industrial, 2007).

La innovación es ampliamente aceptada como idea de ventaja competitiva dentro del sector empresario ya que se la identifica como el principal motor de las empresas para prosperar, crecer y mantener una alta rentabilidad (Drucker, 1998; Bessant, 2003)

Hay dos tipos de innovación, una técnica y la otra administrativa. La primera incluye productos, procesos y tecnologías utilizadas para producir productos o para prestar servicios directamente relacionados con la actividad laboral básica de una organización (Crossan & Apaydin, 2010). Por otro lado, las innovaciones administrativas están indirectamente relacionadas con la actividad laboral básica y más directamente vinculadas con sus aspectos gerenciales, como la estructura organizativa, los procesos administrativos y los recursos humanos.

Sin embargo, desde un enfoque centrado en la práctica, podemos ampliar la perspectiva y clasificar diez tipos de innovación que a su vez podemos agruparlos en tres subgrupos:

1) Se centran en los mecanismos internos de la empresa y su sistema de negocio (configuración):

- Modelo de negocio.
- Red.
- Estructura.
- Proceso.

2) Se centran en el producto o servicio principal de una empresa o en un conjunto de productos y servicios (oferta):

- Producto.
- Sistema de producto.

3) Se centran en los elementos orientados al cliente de una empresa y su sistema de negocios (experiencia):

- Servicio.
- Canal.
- Marca.
- Compromiso con el cliente.

(Universidad Siglo 21, 2018)

En este proyecto nos basaremos en la innovación de proceso, la cual se obtiene con nuevas técnicas o cambios importantes en la instrumentación, forma de operar, etc; que nos permitirán disminución de costos entre otros.

Dentro de las instalaciones que Petróleo y Gas Argentino S.A. opera hay algunas de ellas que necesitan gas y/o energía eléctrica para su funcionamiento. Dentro de ellas se encuentran los hornos de calentamiento de las plantas de acondicionamiento de gas (LTS), bombas para movimiento de fluidos como agua y petróleo/condensado, sistemas de alivios de gas y recuperación de gases en tanques, entre otros.

A continuación, realizaremos una descripción de cada uno de los procesos que se evaluaron y como se define la eficiencia en cada uno de los equipos que lo componen que son objeto de estudio.

2.1 Plantas de Procesamiento de Gas

Existen varias instalaciones de procesamiento de gas y según el objetivo que se busque varía la complejidad de su equipamiento

Las plantas de procesamiento de gas tienen como objetivo adecuar el gas para que el mismo se encuentre en condiciones de transporte. Las condiciones de transporte del gas las regula el ENARGAS bajo su resolución i-259.

En Petróleo y Gas Argentino S.A. existen 3 tipos de instalaciones de procesamiento de gas:

- Plantas de acondicionamiento de punto de rocío de agua mediante Trietilenglicol (Plantas de TEG)
- Plantas de acondicionamiento de punto de rocío de agua e hidrocarburo (plantas LTS)
- Plantas para producción de GLP (plantas de Turboexpansión)

En los últimos dos tipos de plantas es donde se encuentran las oportunidades de mejora en cuanto a eficiencia energética, ya que existen hornos para calentamiento de fluidos térmicos (Hot Oil), bombas de gran envergadura para movimiento de fluidos y compresores de tipo centrífugos o alternativos.

2.1.1 Hornos

Los hornos se consideran importantes ya que su ineficiencia puede incurrir en contaminación a la atmósfera y consumos importantes de gas combustible.

El calentamiento mediante hornos consiste en poner en contacto gas y aire en cantidades estequiométricas y proveerles energía para que se produzca la llama. La reacción química entre el gas y el aire produce dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua (H_2O).

En la práctica, se requiere una cantidad mayor de aire que el teórico para lograr la combustión completa (Perry, 1986).

La eficiencia de un horno o calentador es el porcentaje del calor liberado por el combustible que es absorbido por el fluido de proceso que se desea calentar. El resto que no es absorbido por el fluido, se lo considera como pérdida (de energía). Las principales fuentes de pérdidas son:

- Pérdidas en las paredes: Siendo función de las condiciones ambientales (temperatura y viento) y de aspectos constructivos del horno (color, material, área superficial, calidad aislación).

- Pérdidas en los gases de combustión: Siendo función del Exceso de Aire (O_2), humedad y temperatura de gases de combustión.

En la siguiente figura se puede observar cuando un horno consigue su máxima eficiencia en la operación

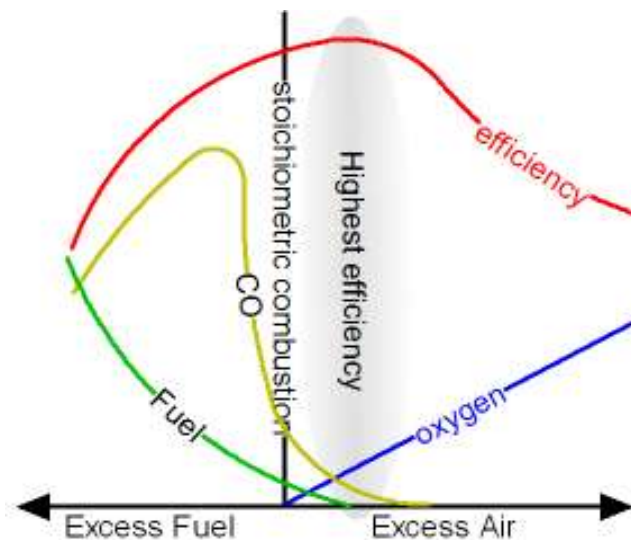


Figura 4: Eficiencia de combustión en función del flujo de aire. Elaboración de The Engineering ToolBox (The Engineering ToolBox, 2003)

Como se mencionó anteriormente un exceso de gas combustible emite mucha cantidad de monóxido de carbono, el cual, además de ser contaminante es riesgoso ya que puede producirse una post combustión dentro del equipo y muestra que se está consumiendo mas gas combustible del necesario.

Por otro lado, un gran exceso de aire enfría la masa de gas de combustión y se necesita más cantidad de gas combustible para lograr la temperatura deseada.

Por lo antes expuesto, se considera que una cantidad del 2% de O_2 en el gas de combustión es el punto de máxima eficiencia en los hornos

Para lograr esto se debe tener mediciones de O₂ en chimenea, ajustar las cantidades de aire que se agrega y otros sistemas que contiene un horno convencional.

En función de los resultados y de las mediciones realizadas en el horno se puede obtener la eficiencia del equipo.

2.1.2 Sistemas de venteo

El sistema de venteo es un proceso que consiste en válvulas de seguridad (PSV), válvulas de contrapresión (PCV), cañerías, Knock Out Drum (KOD) y flare. Este último tiene pilotos para encender cualquier gas que por una alta presión en el proceso deba ser liberado a este transformando el metano y los otros componentes del gas en dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua (H₂O).

Las válvulas anteriormente mencionadas pueden fugar y producir venteos indeseados de gas, por lo cual, este gas no es vendido (menor beneficio) y produce mayor impacto medioambiental. Las nuevas tecnologías permiten determinar que válvulas PSV están perdiendo y, por otro lado, una medición adecuada del caudal de gas que se ventea muestra las ineficiencias que pueden existir en este tipo de sistemas.

2.1.3 Circuito de propano

En las plantas LTS (Low Temperature Separation) se utilizan compresores de propano para producir el enfriamiento del gas y ajustar el punto de rocío de hidrocarburo necesario para transporte de este en gasoductos.

Este sistema frigorífico consiste en un compresor de propano, aerocondensador, pulmón de propano líquido, economizador y evaporador.

El compresor de propano aumenta la presión del fluido para luego condensarlo (pasar de estado gaseoso a estado líquido) en los aerocondensadores y recibirlo en un pulmón. Luego, el

fluido que se encuentra a alta presión pasa por una válvula hacia el economizador donde se realiza una primera expansión y la disminución de la temperatura. Parte del propano que pasa a estado gaseoso lo toma nuevamente el compresor y el fluido que todavía sigue en estado líquido pasa al evaporador mediante un salto de presión que genera el último enfriamiento del propano. En el evaporador el propano absorbe calor del gas que se está procesando y se evapora. Al evaporarse lo vuelve a tomar el compresor y se cierra el ciclo.

A continuación, se muestra una imagen del sistema mencionado:

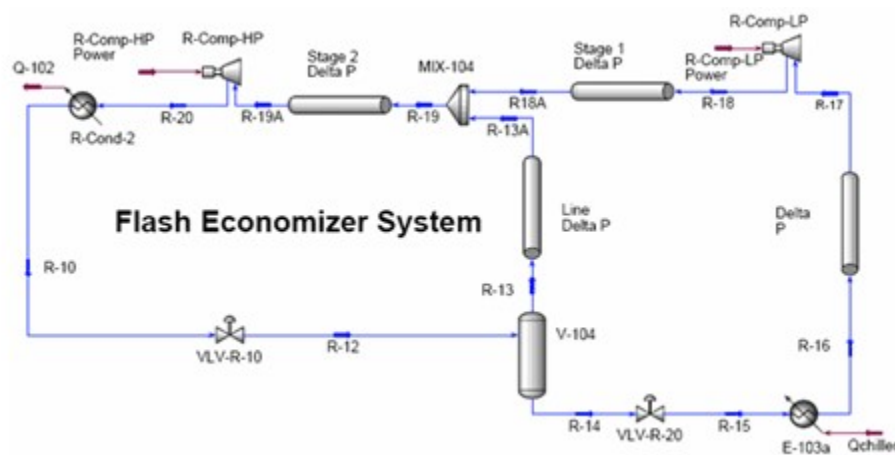


Figura 5: Diagrama de flujo de circuito de propano. Elaboración de Dr. M. Moshfeghian

(Moshfeghian, 2008)

En estos sistemas es importante contar con el funcionamiento de los economizadores ya que si el mismo no funciona el gas que se produce durante la primera expansión ingresará a la succión del compresor desde el evaporador y el primero necesitará mayor potencia para comprimir mayor cantidad de gas a baja presión (desde el evaporador), lo que indica menor eficiencia en el equipo.

2.2 Plantas compresoras

Estas instalaciones constan de separadores para separar el gas del petróleo/condensado y agua. Luego el gas es tomado por compresores alternativos con motores de combustión interna a gas.

La relación entre el trabajo teórico (o potencia del fluido) y el trabajo real (o entrada de potencia total) es la eficiencia del compresor. La máxima eficiencia de los compresores reciprocantes es alrededor de 80 a 85%; inclusive alcanza 90% en compresores centrífugos (McCabe, Smith, Harriot, 2007)

Para compresores que son movidos por motores de combustión interna con gas como combustible la eficiencia energética se mide de la siguiente manera:

$$\text{Eficiencia Energética Total (\%)} = \frac{\text{Potencia Ideal de compresión}}{\text{Potencia térmica}} \times 100$$

2.3 Plantas de tratamiento de petróleo y agua

El petróleo y el agua que provienen de los pozos son separados en este tipo de instalaciones para luego enviar el primero a las refinerías y el segundo nuevamente al pozo para realizar la llamada recuperación secundaria. La recuperación secundaria consiste en inyectar agua al reservorio nuevamente para arrastrar el petróleo hacia los pozos y extraer mayor cantidad de este fluido del reservorio.

A continuación, se muestran dos imágenes para detallar el proceso mencionado anteriormente:

2.3.1 Planta de tratamiento de petróleo (PTC)

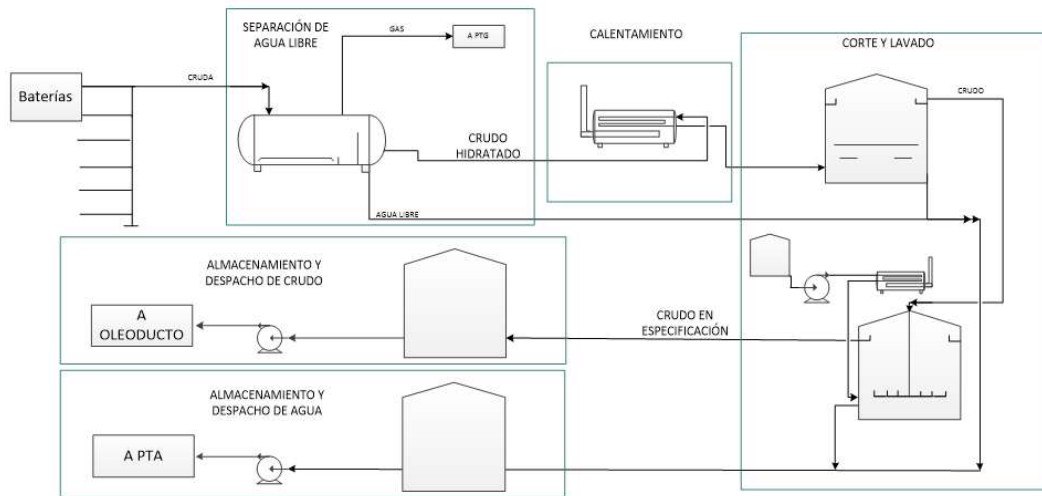


Figura 6: Diagrama de proceso de planta de tratamiento de petróleo. Elaboración Propia.

2.3.2 Planta de tratamiento de agua para inyección (PTA/PIA)

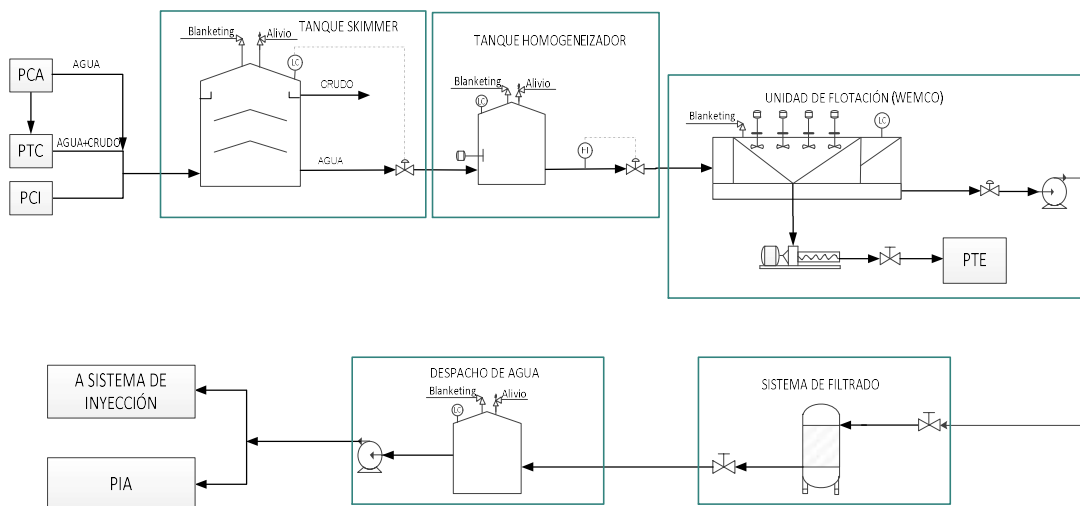


Figura 7: Diagrama de procesos de planta de tratamiento de agua para inyección.

Elaboración Propia.

Las figuras anteriores son esquemas simplificados que muestran el proceso de tratamiento de petróleo y agua para disposición final

En cuanto a consumos energéticos, los más importantes son las bombas de inyección de agua y las de despacho de petróleo. Además, se utiliza gas en los tanques que almacenan agua para evitar que esta se contamine con oxígeno (componente que produce con las bacterias corrosión). Dependiendo de los movimientos del agua dentro de los tanques, esto es, ascenso y descenso de nivel, es el consumo de gas. También hay consumos de gas para el calentamiento del petróleo y agua con el objetivo de mejorar la separación y deshidratación del crudo. La mayor eficiencia de estos calentadores también está dada por los detalles que se mencionaron en los hornos de tratamiento de gas

La eficiencia en las bombas es la relación entre la potencia del fluido y la potencia total consumida. La eficiencia aumenta rápidamente con la velocidad de flujo para velocidades bajas, alcanza un máximo cerca de la región de la capacidad estipulada de la bomba, y disminuye después a medida que la velocidad de flujo se aproxima al valor de carga (presión) cero (McCabe, Smith, Harriot, 2007).

La eficiencia de la bomba es variable a lo largo de los diferentes puntos de la curva de operación. El punto de mayor eficiencia es el punto óptimo de diseño y se lo suele llamar BEP (*Best Efficiency Point*). Aunque teóricamente la bomba puede operar prácticamente en todo el rango de la curva de operación, pueden existir limitaciones mecánicas definidas por el fabricante. En el caso de las bombas API (por ejemplo, *Byron Jackson/Flowserve*), la normativa *API-610* indica que el caudal mínimo no debería estar por debajo del 70% del BEP y el máximo no sobrepasar el 120% del BEP. Para el caso de las bombas HPS (*Horizontal Pump Surface*) o BHT, el rango operativo es mayor al de las API, depende de cada proveedor y debe verificarse con las hojas de datos de la bomba.

En caso de operar fuera de este rango, el rendimiento del equipo disminuye fuertemente y se daña la integridad de este (al cabo de cierto tiempo se termina degradando, afectando su rendimiento y requiriendo reparaciones de alto costo y largo tiempo).

2.3.3 Plantas de captación de agua

Estas instalaciones se utilizan para captar agua de ríos o lagos con el objetivo de mezclarla con el agua proveniente de los pozos y finalmente volverlas a inyectar. La inyección de agua a los reservorios aumenta el porcentaje de extracción de petróleo respecto a una extracción primaria.

Esta agua debe ser filtrada, luego desoxigenada y finalmente bombeada a las instalaciones mencionadas anteriormente (PTC y PTA)

En este tipo de instalaciones se debe considerar para que la misma sea energéticamente eficiente la manera de operar de las bombas de captación y despacho; y por otro lado los consumos de nitrógeno en el tanque de almacenamiento para que no se contamine la misma con oxígeno.

2.4 Evaluación económica-financiera de la alternativa seleccionada

Como se pudo observar anteriormente, en las instalaciones hay puntos a evaluar que pueden representar una mejora en la eficiencia energética. Para que esta mejora sea aplicable tiene que representar a la empresa mejoras en sus beneficios. Para que cada alternativa sea viable de aplicar deben cumplir ciertos requisitos:

- Viable técnicamente
- Viable legalmente
- Viable económicamente
- Que tengas viabilidad de gestión
- Viable ambientalmente
- Viable políticamente

Este tipo de proyectos cumplen todos los puntos anteriores, por todo lo mencionado anteriormente.

Cada alternativa seleccionada previo análisis mencionados anteriormente debe ser evaluada económica y financieramente para determinar si la misma es posible de ejecutar.

La última etapa del análisis de viabilidad financiera de un proyecto es el estudio financiero. Los objetivos de esta etapa son ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionaron las etapas anteriores, elaborar los cuadros analíticos y datos adicionales para la evaluación del proyecto y evaluar los antecedentes para determinar su rentabilidad (Sapag Chain, 2008, pág. 29).

El resultado de la evaluación se mide por medio de distintos criterios que, más que optativos, son complementarios entre sí. La improbabilidad de tener certeza de la ocurrencia de los acontecimientos considerados en la preparación del proyecto hace necesario considerar el riesgo de invertir en él (Sapag Chain, 2008, pág. 30).

Para evaluar cada alternativa financieramente se utilizan distintos tipos de indicadores teniendo en cuenta algunas consideraciones.

Primero se realiza un flujo de fondos donde se tiene en cuenta la cantidad de períodos a analizar, la tasa de descuento, los ingresos, egresos y las inversiones.

Antes de analizar cada uno de los indicadores es importante saber que es la tasa de descuento.

Esta tasa es un factor financiero que se utiliza, en general, para determinar el valor del dinero en el tiempo y, en particular, para calcular el valor actual de un capital futuro o evaluar proyectos de inversión (Tey, 2019)

En el cálculo de la rentabilidad de los proyectos de inversión, se suele definir la tasa de descuento como aquella que corresponde al coste de los recursos financieros utilizados para ejecutar dicha inversión.

Estos recursos financieros pueden ser:

- Propios: las aportaciones del inversor (capital)
- Ajenos: las aportaciones de los acreedores (deuda, préstamos bancarios, etc).

Por lo tanto, para calcular el coste de los recursos totales, debemos analizar en qué proporción intervienen cada uno de estos recursos en el proyecto y cuál es su coste:

- Proyecto financiado solo con fondos propios. Si cuando decidimos entrar en una inversión, disponemos de la totalidad de los fondos necesarios y no necesitamos recursos ajenos (financiamos el proyecto con el 100% de los recursos propios), debemos tener claro, lógicamente, que a esta nueva inversión debemos exigirle, al menos, lo mismo que dejaríamos de obtener por no dedicar nuestros fondos a otra inversión alternativa. Es decir, la rentabilidad de la inversión que estamos evaluando debe igualar, como mínimo, la más alta rentabilidad que obtendríamos con nuestro dinero en otra inversión con una duración similar, como puede ser un plazo fijo, un depósito bancario, bonos del estado, etc.

Esto es lo que se conoce como "coste de oportunidad"

- Proyecto financiado solo con fondos ajenos. Si, por el contrario, no disponemos de fondos (recursos propios) y acudimos para ello a la financiación bancaria mediante un préstamo (financiamos el proyecto con el 100% de los recursos ajenos), la tasa de descuento será el coste de dicho préstamo; es decir, el tipo de interés más los gastos bancarios (TAE).

Esto es lo que se denomina “coste de la deuda”

- Proyecto financiado con fondos propios y ajenos. Por último, nos podemos encontrar con el caso intermedio, en el que financiamos la inversión tanto con recursos propios (nuestros fondos) como con recursos ajenos (préstamo). Aquí lo que procede es calcular el coste medio ponderado entre los recursos propios y los recursos ajenos (la media del coste de ambas fuentes de financiación ponderada por el volumen de cada una de ellas) (Yirepa, 2021).

Una vez calculado el coste de los recursos financieros debemos analizar otra cuestión muy importante que puede afectar considerablemente al valor de la tasa de descuento. Nos referimos al riesgo que puede albergar cada una de las inversiones (la analizada y la que tomamos de referencia) y que necesitamos incorporar a la tasa de descuento para que los flujos de caja de estos proyectos de inversión sean homogéneos.

Si la nueva inversión que estamos analizando presenta más riesgo que la que estamos tomando de referencia deberíamos exigir más rentabilidad a la nueva inversión, es decir, deberíamos aumentar la tasa de descuento.

El método más utilizado para introducir este dato consiste en añadir una prima de riesgo a la tasa de descuento, de tal forma que, la prima será mayor cuanto más riesgo represente el proyecto de inversión respecto a la inversión comparable:

Tasa de descuento = Rentabilidad mínima exigida + diferencial por riesgo (Yirepa, 2021)

Cuando se realiza un análisis de flujo de fondos se tienen en cuenta como se mencionó anteriormente las inversiones, los egresos, los ingresos, la tasa de descuento y otros instrumentos financieros durante el período de tiempo que uno quiere evaluar.

Luego para determinar la factibilidad económico-financiero del proyecto que se está evaluando se utilizan distintas técnicas:

- Período de recupero
- Valor Actual Neto (VAN)
- Índice del Valor Actual Neto (IVAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Todos estos se evalúan con los flujos de fondos actualizados (Valor Actual) con la tasa de descuento o tasa de costo de capital.

El objetivo de descontar los flujos de caja futuros proyectados como se menciona en el párrafo anterior es, entonces, determinar si la inversión en estudio rinde mayores beneficios que los usos de alternativa de la misma suma requerida por el proyecto (Sapag Chain, 2008, pág. 317).

2.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es una medida de la cantidad de valor que se crea o se agrega en el momento de llevar a cabo una inversión. Se puede definir el VAN como la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto objeto de análisis, actualizados a la tasa de costo del capital invertido (tasa de descuento) (Universidad Siglo 21, 2018)

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}$$

Si el VAN > 0 el proyecto es rentable

Si el VAN = 0 el proyecto es indiferente

Si el VAN < 0 el proyecto no es rentable

2.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es aquella que se calcula igualando el valor actual de los egresos provocados por una inversión con el valor actual de los ingresos producidos por esta; en otros términos, haciendo nulo el VAN. La TIR mide la rentabilidad del proyecto en términos relativos (Universidad Siglo 21, 2018). Es la tasa que satisface la ecuación:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FFN_t}{(1+TIR)^k}$$

Si la $TIR > k$ (tasa de descuento) entonces el proyecto es rentable

Si la $TIR = k$ entonces el proyecto es indiferente

Si la $TIR < k$ el proyecto no es rentable

2.4.3 Período de recupero (PR)

Uno de los criterios tradicionales de evaluación bastante difundido es el período de recupero de la inversión, mediante el cual se determina el número de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial, resultado que se compara con el número de períodos aceptable por la empresa. Si los flujos fuesen idénticos y constantes en cada período, el cálculo se simplifica a la siguiente expresión (Sapag Chain, 2008, pág. 329):

$$PR = \frac{I_0}{BN}$$

Donde:

- BN: Beneficios Netos
- I_0 : Inversión inicial

Como regla de decisión, una inversión es aceptable si su Período de Recupero calculado es menor que lo previamente especificado por el decisor (ya sea el propio horizonte temporal del

proyecto o bien el definido como el número de períodos aceptable por la empresa o el inversor) (Universidad Siglo 21, 2018).

Entonces sí:

- $PR < n$ entonces se acepta el proyecto
- $PR = n$ entonces es indiferente
- $PR > n$ entonces se rechaza el proyecto

2.4.4 Índice del Valor Actual Neto (IVAN)

Este criterio está muy relacionado con el VAN. Este índice también se llama Índice de rentabilidad o Ratio Beneficio-Costo. Es la relación entre el valor actual (VA) de los flujos de fondos netos (FFN_t) con la inversión inicial (I_0)

$$IVAN = \frac{VAN}{I_0}$$

El criterio de selección indica que debemos elegir aquellos proyectos con un IVAN mayor que uno; ya que nos estaría indicando que el valor actual es mayor que la inversión inicial y, por lo tanto, tiene un VAN positivo. Por el contrario, ante un IVAN menor que cero, el VAN es negativo (Universidad Siglo 21, 2018).

Luego de hacer un repaso de la teoría existente se puede decir que tanto el problema general como los problemas particulares se pueden resolver y determinar los beneficios tanto económicos como medioambientales que generará el Negocio XX1 perteneciente a la firma Petróleo y Gas Argentino S.A.

3. Metodología

Para llevar a cabo este proyecto se necesita un equipo multidisciplinario, el cual, puede contar tanto con personal propio como personal de empresas contratadas para dar soporte específico en los distintos procesos a estudiar.

Dentro de Petróleo y Gas Argentino S.A. el proyecto de eficiencia energética se lo considera como proyecto crítico como parte de la transformación de la empresa. Pero, aunque el proyecto de la empresa es muy abarcativo, el mismo debe evaluarse o medirse mediante pequeños cambios, como proyectos piloto para determinar si es realmente factible iniciar un proyecto de envergadura a gran escala y asociar a este recursos humanos para llevarlo a cabo.

Este proyecto solamente evalúa las distintas alternativas que pueden implementarse en los procesos que se encuentran en el negocio, esto es, evaluar su factibilidad técnica, económica y determinar si hay alguna barrera que impida la normal ejecución.

Este trabajo, es un proyecto de inversión a pequeña escala, que luego, como se mencionó anteriormente puede transformarse en uno de gran escala

Personalmente, siempre me interesó conocer los costos asociados al proceso que estoy estudiando y evaluar si puedo disminuirlos. Observando estos costos había un común denominador en todas ellas y eran los consumos tanto de energía eléctrica, como de gas combustible. Sin embargo, la cultura de las personas no tenía arraigada las palabras “eficiencia energética”, y a veces las mejoras eran conocidas por todos, pero no las consideraban como tales.

A su vez, en distintos negocios operaban las mismas instalaciones de maneras distintas por cuestiones culturales, de conocimiento de las personas que estuvieron en cada uno de ellos.

Cuando surgió el proyecto de eficiencia energética y se nos consultó sobre las mejoras que se podrían implementar en algunos procesos, ya teníamos en mente cuales podrían ser alternativas objeto de estudio y otras que fuimos a buscar como equipo multidisciplinario

3.1 Participantes

El equipo que se menciona a continuación no tiene nombres propios como se mencionó anteriormente ya que para que el proceso sea continuo cada persona que se involucre tendrá un objetivo a cumplir.

Tabla 1

Cantidad y cargo de personas involucradas en el proyecto

Número de personas	Cargo	Área de trabajo
	Líder de Eficiencia	
1 persona	Energética en Ing. de Procesos	Eficiencia Energética
1 x Analista Semi Senior	Ingeniero de Procesos de Eficiencia Energética	Eficiencia Energética
1 x Analista Junior	Ingeniero de Procesos de Eficiencia Energética	Eficiencia Energética
1 x Analista Senior / Semi Senior	Ingeniero de Procesos de Eficiencia Energética	Eficiencia Energética
1 x Persona por Negocio	Ingeniero de Procesos	Staff técnico
Personas de Ingeniería y Obras	Varios	Ingeniería y Obras.

Personas de Ingeniería y Obras	Varios	Construcciones.
1 x Persona de Energía	Ingeniero de Energía	Staff técnico
1 x persona de compresión	Ingeniero de Compresión	Staff técnico
1 x persona en mediciones	Ingeniero de Mediciones	Staff técnico
1 x Persona de Medioambiente	Analista de Medio Ambiente	Medio Ambiente Corporativo
1 x Persona de Ingeniería de Producción	Ingeniero de Producción	Staff técnico
Personas de Sistemas	Varios	Sistemas
Personal de compra y contratos	Analista de compras y contratos	Contrataciones y compras
1 x Persona de Control de Gestión Operativo.	Analista de Control de Gestión	Control. Gestión operativa
2 x Personas de I+D	Tecnólogo	Innovación y desarrollo

Datos obtenidos de Petróleo y Gas Argentino (Elaboración por Petróleo y Gas Argentino S.A.)

Si bien el plan integral considera la consolidación de un sistema gestión, siendo en este caso ISO 50.001, se comienza en cada unidad de negocios por la detección de oportunidades de mejora que disminuyan los costos operativos y que den un dimensionamiento en cuanto a beneficios por ahorro de cada alternativa de mejora.

Para la aplicación de estas alternativas no es necesario que participen todos los integrantes del equipo mencionado en la tabla anterior. En estos casos los que mayor implicancia tienen son los ingenieros del sector de eficiencia energética y el/los ingenieros de procesos del negocio. En este último sector es donde me desempeño actualmente.

3.2 Instrumentos

En mi caso, como ingeniero de procesos tengo el objetivo de buscar oportunidades de mejora junto con el sector de Eficiencia Energética y donde se encuentren estas oportunidades buscar datos ya sean puntuales, tendencias en el tiempo, datos de diseño del o los equipos, etc.

Para poder realizar los cálculos necesarios y determinar el estado actual y el posible impacto de la mejora se busca como se mencionó anteriormente datos de diseños de los equipos. Estos generalmente se encuentran en los manuales o en las placas que se encuentran grabadas en el propio equipo o los planos de la instalación.

También son necesario datos puntuales del proceso o tendencias en el tiempo. Estos pueden ser temperaturas, presiones, caudales que se grafican en el tiempo. La mayoría de las instalaciones cuentan con sistemas de control que permiten visualizar en tiempo real el valor de algún parámetro del proceso. En los lugares donde no hay telemetría se opta por tomar datos puntuales y consultar a la operación si estos datos son confiables y si se mantienen en el tiempo.

Con las tendencias del parámetro seleccionado se puede determinar el promedio, la media, la máxima y la mínima de esta variable.

Finalmente, con las recorridas por las instalaciones se buscan puntos críticos de consumo de energía y se verifica el estado de estos. Luego de la detección de los puntos críticos a evaluar se verifican los datos de procesos mediante tendencias como se mencionó anteriormente y se calcula la eficiencia actual del proceso o equipo.

Con el sector de control de gestión se determinan el valor de gas de venta, el cual, en parte va a ser utilizado como gas combustible para utilizar en hornos, calentadores, etc, y el de energía

eléctrica. Además, para evaluar financieramente las alternativas de mejora se consulta la tasa de descuento que utiliza Petróleo y Gas Argentino S.A. para evaluar sus proyectos

3.3 Procedimientos

Si bien el informe final de cada una de las alternativas donde se muestran los resultados reales varía por la forma de aplicación y estudio, todas las mejoras siguen un determinado procedimiento para su aplicación definitiva:

1. Salida a instalaciones para detectar oportunidades de mejora
2. Análisis del estado actual del equipo/instalación en cuanto a gasto energético
3. Estudio de factibilidad técnica de las oportunidades de mejora detectadas
4. Determinar el costo de inversión para llevar a cabo la oportunidad de mejora
5. Análisis de factibilidad financiera de la aplicación de la alternativa seleccionada
6. Aplicación de la alternativa seleccionada
7. Determinar la mejora real en cuanto a gasto energético y valorización monetaria de la misma

En el año 2018 uno de los objetivos del equipo de Ingeniería de Procesos del área era la implementación de cierta cantidad de alternativas de mejora (Quick Wins) y evaluar el real impacto monetario de la misma.

3.4 Estrategia de análisis de datos

Todos los datos obtenidos en el estudio de cada una de las alternativas se analizan mediante la utilización de promedios, máximos, etc, para su evaluación.

En cuanto a los costos de utilización de gas combustible, energía eléctrica, consumos de productos etc, los mismos se extraen de los datos aportados por control de gestión y de la inspección de contratos que estén involucrados en la alternativa estudiada. Los costos proporcionados por control de gestión se pueden utilizar para marcar tendencias, máximos, mínimos, promedios y evaluar su variabilidad.

Conociendo los costos y beneficios obtenidos en el tiempo se evalúa cada una de las alternativas estudiadas financieramente para determinar su aplicabilidad financiera.

Luego de implementar cada una de las alternativas, las mismas se evalúan nuevamente para determinar el impacto real que tuvieron y determinar los beneficios reales que obtuvieron

4. Análisis de resultados

En el proyecto de Eficiencia Energética, como parte de la Estrategia 2020 de Petróleo y Gas Argentino S.A., durante los años 2016 y 2017 se trabajó en detectar y visualizar oportunidades de optimización energética en los activos de la empresa, así como generar documentación y procedimientos para la difusión, detección, estimación y ejecución de oportunidades de mejora.

La actual Dirección de Petróleo y Gas Argentino, en base a los resultados obtenidos y a una nueva concepción de la empresa, ha decidido incluir el proyecto de Eficiencia Energética Upstream en el plan de Transformación catalogándolo como un proyecto Crítico.

En esta nueva definición, el proyecto ha cobrado visibilidad en todos los niveles de la Compañía y ha definido una línea de objetivos y resultados a cumplir en un periodo de 5 años. A partir de lo mencionado anteriormente se ha propuesto en los primeros años ejecutar todas las mejoras ya detectadas, cuyo TIR a 5 años sea mayor a 13%.

En la cartera de oportunidades detectadas en todo Petróleo y Gas Argentino S.A. varias de ellas se encuentran en el Negocio XX1, las cuales se listan a continuación:

- Modificación de cañerías y uso de reductor de fricción en PTC-XX1
- Reutilización de economizador de propano de LTS-XX1
- Implementación de arranque a distancia de PIA-XX1
- Ajuste de punto operativo de bombas PTA-XX1
- Cambio en la operación de bombas PTA-XX2

4.1. Modificación de cañerías y uso de reductor de fricción en PTC-XXI

Durante el año 2018 se realizaron modificaciones de cañerías del parque de bombas de PTC-XXI con el objetivo de incrementar capacidad de bombeo en función de los pronósticos de producción de petróleo del negocio NOC XO. Además, se tuvo en cuenta el costo de la energía y el de reductor de fricción para identificar las configuraciones que permitan el máximo caudal a menor costo por metro cubico bombeado.

La modificación de cañerías del parque de bombas de PTC-XXI permite disponer de varios equipos stand by y de distintas configuraciones según la demanda. Para cada escenario de caudales existen configuraciones correspondientes que permiten un ahorro energético y mejor uso de los equipos. En la configuración original el rango de caudales estaba mucho más acotado debiendo utilizar más cantidad de reductor de fricción (producto químico que permite reducir la fricción en cañerías y aumentar el caudal de petróleo transportado).

En esta instalación se disponía de una configuración del parque de bombas en donde se requería un gran consumo de reductor de fricción ya que las bombas BAK (nombre adoptado en el negocio por su marca) operaban en paralelo con el tren de las otras bombas booster y principales, pudiendo utilizar solo una BAK a la vez, ya que la operación con ambas no incrementaba caudal y operaban fuera del rango operativo propio de estos equipos. La modificación de cañerías permitió operar con las bombas BAK alimentadas con las booster al igual que las principales, y dividir las cuatro principales que estaban originalmente en serie en dos trenes de dos bombas cada uno, además de una gran flexibilidad del parque de bombas para operar en diferentes combinaciones.

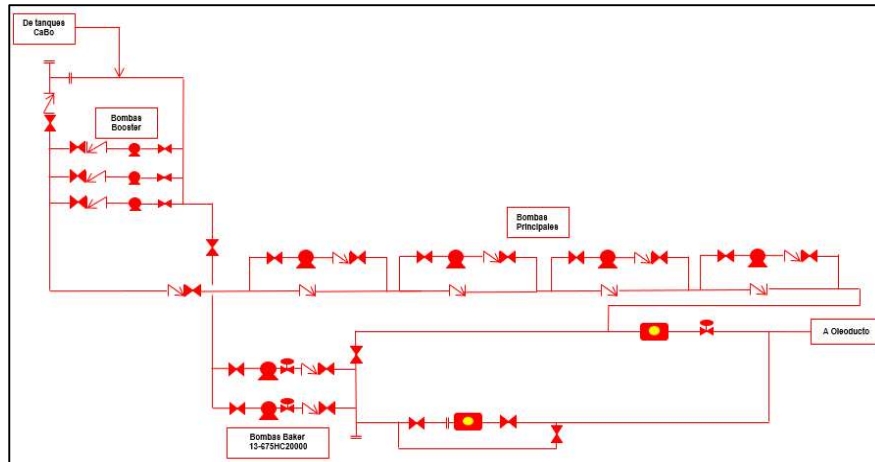


Figura 8: Diagrama de procesos de bombeo en PTC-XX1 antes de modificaciones.

Elaboración de Propia.

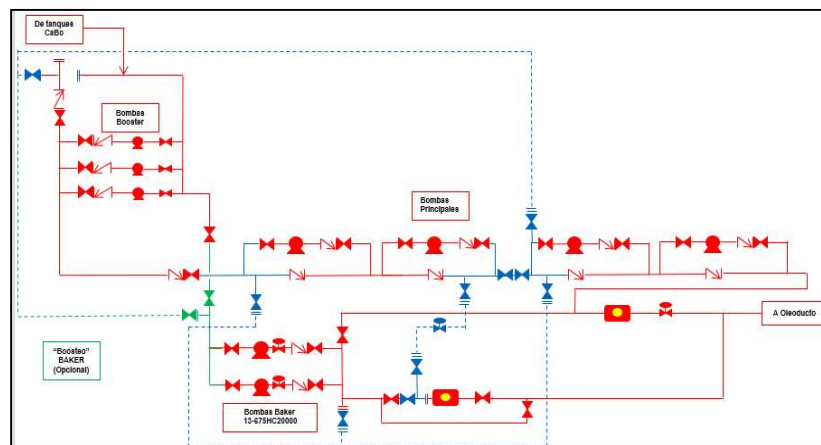


Figura 9: Diagrama de procesos de bombeo luego de modificaciones de cañerías en

PTC-XX1. Elaboración de Propia.

Con la configuración original se realizaron pruebas para verificar el valor de caudal máximo posible y el porcentaje máximo de reducción de fricción, para luego estimar el máximo caudal posible a transportar con la nueva configuración. Se tomaron registros de parámetros operativos, consumo eléctrico y de reductor de fricción. Para el análisis se utilizaron los valores

actualizados de energía y reductor de fricción. Para el caso de la energía el costo es de 110 USD/MWh y el del reductor de fricción es de 12,2 USD/litro.

Mediante simulaciones con software y con la planilla de cálculo para estimación de dosis de reductor de fricción que facilito el proveedor de químico se realizó la estimación de caudal máximo para la configuración óptima con el nuevo arreglo de cañerías, y se comparó dicho valor con el de la prueba realizada con la configuración original. Para ambos casos se obtiene la ganancia diaria por el petróleo bombeado teniendo en cuenta los costos mencionados.

La tasa de descuento adoptada fue del **13%** anual.

Tabla 2

Beneficios obtenidos simulados antes de las modificaciones realizadas

Parámetro	Prueba con sistema original (25/8/2018)	Valor máximo bombeado estimado por simulación
Caudal máximo (m ³ /h)	474	500
Presión a caudal máximo (kg/cm ²)	28	27
Dosis RF (lts/h) (Dato de campo)	32	68
Dosis RF (lts/h) en planicie (Calculada)	10	20
Costo de RF (USD) por m ³ de petróleo bombeado	1,08	2,15
Costo de RF (USD) por día	12297,6	25766,4

Costo de la energía (USD/MWh)	110	110
Consumo de energía en PTC- XX1 (MWh/d)	12,583	12,799
Consumo de energía en Planicie (MWh/d)	9,12	10,56
Costo de energía por día (USD/d)	2387,33	2569,49
Volumen de petróleo bombeado por día (m ³ /d)	11376	12000
Valor del barril de petróleo (USD/barril)	52	52
Ganancia por petróleo bombeado por día (USD)	3720862	3924960
Beneficio real por día (USD)	3706177	3896624

Datos obtenidos de campo, control de gestión y contratos

La inversión necesaria para la implementación era de unos **335261 USD**, con este valor y los estimados en las tablas anteriores se realizó el análisis económico arrojando los siguientes resultados:

Tabla 3

Flujo de fondo de alternativa

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	335261					

Ganancia		69513155	69513155	69513155	69513155	69513155
Flujo de fondos	-335261	69513155	69513155	69513155	69513155	69513155

Elaboración propia

La ganancia por año se estima a partir de la diferencia entre lo que se podía bombear antes de las modificaciones y lo que por simulación se podía bombear luego de ejecutar la obra

Tabla 4

Indicadores de rendimiento

Indicador de rendimiento	VAN a 5 años (USD)	TIR a 5 años (%)	Periodo de	
			Repago (anual)	IVAN
	244158581	20734	0,0055	728

Elaboración propia

Al ser favorable el análisis económico se procedió a implementar la nueva configuración y al registro de datos para la comparativa con la configuración original y verificar si hubo una mejora. A continuación, se muestran las tablas comparativas para ambos casos:

Tabla 5

Beneficios obtenidos luego de realizar la prueba con las modificaciones realizadas

Parámetro	Prueba con sistema original	Prueba con sistema nuevo
	(25/8/2018)	(17/9/2019)
Caudal máximo (m ³ /h)	474	546
Presión a caudal máximo (kg/cm ²)	28	27,45

Dosis RF (lts/h) (Dato de campo)	32	57
Dosis RF (lts/h) en planicie (Calculada)	10	20
Costo de RF (USD) por m ³ de petróleo bombeado	1,08	1,72
Costo de RF (USD) por día	12297,6	22545,6
Costo de la energía (USD/MWh)	110	110
Consumo de energía en PTC-XX1 (MWh/d)	12,583	14,209
Consumo de energía en Planicie (MWh/d)	9,12	12,96
Costo de energía por día (USD/d)	2387,33	2988,59
Volumen de petróleo bombeado por día (m ³ /d)	11376	13104
Valor del barril de petróleo (USD/barril)	52	52
Ganancia por petróleo bombeado por día (USD)	3720862	4286056
Beneficio real por día (USD)	3706177	4260522

Datos obtenidos de campo. Elaboración propia

Si bien el costo energético no tiene gran impacto en el análisis económico se observó que en la estimación los consumo son similares, incluso levemente mayor con la nueva configuración. Otra diferencia importante es que las bombas en la configuración original operaban fuera de su rango recomendado para alcanzar el máximo posible, en cambio para la configuración modificada los equipos operan dentro de su rango permitido.

Repetiendo el análisis económico con el mismo valor de inversión, la configuración original y esta vez con datos de campo para la nueva configuración los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 6

Flujo de fondo con valores reales medidos

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	335261					
Ganancia		202335925	202335925	202335925	202335925	202335925
Flujo de fondos	-335261	202335925	202335925	202335925	202335925	202335925

Elaboración propia

Tabla 7

Indicadores de rendimiento con valores reales obtenidos de campo

Indicador de rendimiento	VAN a 5 años (USD)	TIR a 5 años (%)	Periodo de Repago (anual)	IVAN
	711326980	60352	0,0027	2122

Elaboración propia

Con la nueva configuración se ha obtenido un beneficio económico por el incremento de caudal que se ha logrado, utilizando casi la misma cantidad de energía eléctrica. La operación de los equipos es más confiable ya que se encuentran dentro de su rango operativo para la condición actual, habiendo logrado bombear más caudal que el estimado y con menor dosis de reductor con respecto al valor calculado.

Por otro lado, se pudo observar que los resultados obtenidos en los datos de campo eran mejores a los esperados, obteniendo mayores ganancias reales (ver tabla 7 y 4).

4.2. Reutilización de economizador de propano de LTS-XX1

La planta LTS-XX1 es una planta de acondicionamiento de punto de rocío de hidrocarburo y agua, con el objetivo de cumplir con la calidad de gas que exige el ENARGAS para transportar este fluido.

Para acondicionar la calidad del gas, el mismo se enfría cediendo calor a un fluido frío, en este caso propano. El propano se encuentra en un circuito cerrado como se mostró en el capítulo 2.

El economizador tiene como objetivo separar el propano gaseoso del que se encuentra en estado líquido a una determinada presión. Esto hará que no toda la masa de propano circulante tenga que ser comprimida desde baja presión a alta presión, sino que parte de ella (la fase gaseosa) sea comprimida a una presión un poco más alta y esto último se traduce en menor fuerza que debe realizar el compresor para elevar toda la masa del fluido a una determinada presión.

El día 7/11/2018 se procedió a realizar la prueba de consumo de energía del compresor de propano del tren 2 de la planta LTS-XX1 con y sin el economizador en marcha.

Hay que tener en cuenta que esta prueba es sobre un solo economizador, pero puede ser indicativo del ahorro energético que se tendría si todos los economizadores de la planta estuvieran en marcha

A continuación, se muestra una tabla de los distintos parámetros operativos de la planta durante la prueba

Tabla 8

Comparación de valores operativos con y sin la utilización del economizador

Situación	Con Economizador	Sin Economizador
Caudal de gas (Mm ³ /d)	2,99	3
Presión gas de ingreso a planta (kg/cm ²)	67,7	67,5
Temperatura de gas de ingreso a planta (°C)	26,3	26,1
Temperatura de gas de separador de frío (°C)	-6,8	-6,6
Temperatura de salida de gas (°C)	20,6	20,5
Presión de salida de planta (kg/cm ²)	66,7	66,4
Presión de chiller (kg/cm ²)	2,3	2,4
Presión de descarga de compresor de propano (kg/cm ²)	12	12,95

Apertura de slide valve (%)	86	92
Consumo de energía de motor	58,5	72,2

(A)

Datos obtenidos de campo. Elaboración propia



Figura 10: Foto extraída del panel de operación de compresor de propano mientras se utilizaba el economizador. Elaboración propia



Figura 11: Foto extraída del panel de operación de compresor de propano mientras no se utilizaba el economizador. Elaboración propia

El consumo eléctrico fue medido a través de los paneles del equipo ubicados en el CCM (centro de control de mando) de la planta en donde se visualizó la reducción de 72 a 58 Amperes de consumo de corriente, lo que representa para un motor de media tensión en 6,6 kV una disminución en potencia de unos 92 kW aproximadamente (332,64MWh).

Este valor proviene de multiplicar la corriente (medida en Amperes) por la tensión (medida en Volts)

Con un valor de la energía 110 USD/MWh en el activo operado el ahorro anual es de 88651 USD.

Esta implementación tuvo un costo de 25000 USD y el análisis económico realizado con tasa de retorno estipulada por Petróleo y Gas Argentino S.A. del 13% y con un cálculo a 5 años se obtuvieron los siguientes indicadores de rendimiento de un proyecto.

Tabla 9

Flujo de fondos de la alternativa realizada

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	25000					
Ganancia		88651,2	88651,2	88651,2	88651,2	88651,2
Flujo de fondos	-25000	88651,2	88651,2	88651,2	88651,2	88651,2

Elaboración propia

Tabla 10

Cálculo de indicadores de rendimiento de la alternativa realizada

Indicador de rendimiento	VAN a 5 años (USD)	TIR a 5 años (%)	Periodo de repago (meses)	IVAN
	253811,3	354	3,4	10,15

Elaboración propia

4.3. Implementación de arranque a distancia de PIA-XX1

La PIA-XX1 (Planta de Inyección de Agua XX1) cuenta con un sistema de captación de agua que toma la misma del lago que se encuentra lindante, mediante unas bombas sumergibles, luego pasa por el filtrado y desoxigenación para abastecer a la PTA-XX2 (Planta de Tratamiento de Agua XX2) en la inyección para recuperación secundaria de petróleo y otros consumos. La PTA-XX2 históricamente ha sido el mayor consumidor del agua de PIA-XX1, sin embargo, en este último tiempo con la creciente campaña de perforación se ha incrementado de manera notable el consumo de agua para fractura, lo que requirió que el sistema de PIA-XX1 tenga una mejor respuesta ante las variaciones en la demanda.

Originalmente el arranque de las bombas de despacho se realizaba en forma local con el recorrido de secundaria, que además de tener a su cargo la PIA-XX1 debe realizar el control de los más de 100 pozos inyectoros de la zona. Debido a esto se generaban falta de suministro de agua cuando estaba en servicio una cantidad de equipos insuficiente para el abastecimiento, y al bajar el consumo luego de poner en marcha determinada cantidad de bombas para cumplir con la alta demanda puntual, la recirculación a tanque era casi del 100% hasta incluso solían ocurrir con frecuencia paros de bombas por alta presión. Con esta modalidad la respuesta dependía de la

disponibilidad del recorredor, que para llegar al lugar y normalizar la operación era de entre 45 y 90 minutos.

En el análisis preliminar se visualizaba la compra de un variador de frecuencia para que en los momentos de alta demanda cada bomba aumente sus vueltas y se cumpla con la cantidad de agua necesaria. Cuando baja la demanda estos equipos bajan sus vueltas y disminuye la oferta de agua. El análisis preliminar financiero mostraba buenos rendimientos, sin embargo, técnicamente el proyecto era difícil de implementar por su complejidad ya que son equipos muy difíciles de mantener, programar e instalar.

Por otro lado, no se sacó el foco de mejora en la eficiencia energética de esta instalación y se realizaron algunos trabajos en post de lograr el objetivo.

En el activo donde se encuentra la PIA-XX1 el costo de la energía tiene un valor de 44,1 USD, y con una merma en el consumo eléctrico de 82 kW a partir de esta implementación se generó un ahorro anual de unos 31678 USD.

Además del ahorro en energía eléctrica, se eliminó la demora en el abastecimiento de agua para la perforación y terminación cuyos valores son de 3000 y 1000 USD por hora. Esta situación se generaba entre 4 y 5 veces a la semana en un período de aproximadamente 6 meses.

El costo de esta implementación fue de unos 16000 USD para el nuevo PLC y 48000 USD la configuración del arranque a distancia de las bombas de despacho de agua.

Tabla 11

Flujo de fondos de la alternativa realizada

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	64000					

Ganancia		31678	31678	31679	31678	31678
Flujo de fondos	-64000	31678	31678	31679	31678	31678
Elaboración propia						

Tabla 12

Cálculo de indicadores de rendimiento de la alternativa realizada

Indicador de rendimiento	VAN a 5 años (USD)	TIR a 5 años (%)	Periodo de	IVAN
			repago (meses)	
	41964	40	30	0,6557

Elaboración propia

Estos resultados se obtienen contemplando el ahorro de energía el cual podría ser mayor mediante una mejora en la disciplina operativa en sala de control, con indicaciones en panel y capacitación para un uso óptimo de las bombas.

4.4. Ajuste de punto operativo de bombas PTA-XX1

Las bombas de PTA-XX1 (Planta de Tratamiento de Agua XX1) operaban con un valor de presión de descarga superior al mayor valor requerido en campo. La presión de salida a campo se reducía mediante una válvula para mantener la salida al valor máximo requerido en campo. El ajuste en el variador consistió en eliminar la caída de presión en la válvula de salida modificando la velocidad de manera que la presión de descarga se iguale con la de la línea Pozo-1 (pozo inyector) en donde se requiere la mayor presión pasando de un valor de 90 a 72 kg/cm².

Tabla 13

Situación inicial

	Descarga de bombas	Pozo-2 (cerrado)	Pozo-1 (misma línea Pozo 2)	Pozo 3	Pozo 4
Presión (kg/cm ²)	90	-	72	60	30

Datos extraídos de campo. Elaboración propia

Tabla 14

Situación luego del ajuste

	Descarga de bombas	Pozo-2 (cerrado)	Pozo-1 (misma línea Pozo-2)	Pozo-3	Pozo-4
Presión (kg/cm ²)	72	-	72	60	30

Datos extraídos de campo. Elaboración propia

El consumo eléctrico se calculó en base a la curva de la bomba que está en servicio en función de la presión, caudal, frecuencia y eficiencia del equipo.

Para la situación original los datos se obtuvieron directamente de la curva, y para el caso en donde se realiza el ajuste de las curvas para otra frecuencia solo muestran la presión y el caudal, por lo que la eficiencia se obtuvo por reglas de semejanza para calcular la potencia en esta nueva condición.

Tabla 15

Situación Original

Parámetro	Caudal 780m ³ /d	Caudal 950m ³ /d
Gravedad específica	1,065	1,065
Frecuencia (Hz)	49,5	49,5

Presión de línea (kg/cm ²)	96	90
Altura generada H (m)	931,99	873,74
Eficiencia (%)	68,5	73
Potencia mecánica (kW)	128,2	137,36
Potencia eléctrica (asumiendo 95% de eficiencia de motor eléctrico) (kW)	134,94	144,58

Datos extraídos de campo. Elaboración propia

Tabla 16

Situación luego del ajuste

Parámetro	Caudal 780m ³ /d	Caudal 950m ³ /d
Gravedad específica	1,065	1,065
Frecuencia (Hz)	44	46
Presión de línea (kg/cm ²)	70	70
Altura generada H (m)	679,58	679,58
Eficiencia (%)	72	73
Potencia mecánica (kW)	88,93	106,83
Potencia eléctrica (asumiendo 95% de eficiencia de motor eléctrico) (kW)	93,91	112,45

Datos extraídos de campo. Elaboración propia

El costo del MWh en el activo donde se encuentra emplazada la planta es de 41,4 USD. Con este valor de energía se realizó el correspondiente cálculo en donde se obtiene el costo mensual y anual de energía para la situación original y luego del ajuste, con estos valores se obtiene la diferencia en costos de energía entre ambos escenarios y que cuyo ahorro para el rango de caudales actual es el siguiente:

Tabla 17

Ahorro respecto a situación anterior

	USD/mes	USD/año
Mínimo	971	11652
Máximo	1240	14880

Elaboración propia

Tabla 18

Flujo de fondos para la alternativa

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	0					
Ganancia		11652	11652	11652	11652	11652
Flujo de fondos	0	11652	11652	11652	11652	11652

Elaboración propia

La acción ejecutada a un Tasa de retorno estipulada por Petróleo y Gas Argentino S.A. del 13% y 5 años, generará a la empresa un VAN de 36268 USD.

4.5 Cambio en la operación de bombas PTA-XX2

Originalmente las bombas de PTA-XX2 operaban dentro de su ventana operativa sin recircular a tanque. Por problemas de taponamiento de pozos inyectoros la presión de cuerpo de la bomba se fue incrementando hasta un punto en que se tuvo que comenzar a recircular, y el mal funcionamiento de la válvula de recirculación en el control obligo a que la misma de opere de forma remota sin automatismo fijando manualmente el porcentaje de apertura. El porcentaje fijado se mantenía de manera que las bombas (2 en operación) puedan operar en su BEP, representando un derroche de energía y alteración de la calidad de agua por remoción de fondo de tanque por el recirculado. Como primera medida se puso en servicio la válvula de recirculación nueva que se instaló en la obra de 2015 pero que por razones de recorte de obra quedo pendiente su acondicionamiento para el servicio. La puesta en servicio se realizó con personal de mantenimiento y sistemas con el soporte de Ingeniería de Procesos para ajuste de constantes del controlador de la válvula y se comenzó la implementación del ajuste con una presión inicial de cuerpo de 118 kg/cm² y entre 15 y 20% aproximadamente de porcentaje de apertura. El BEP de los equipos (bombas) está en una presión de cuerpo de 118 kg/cm², sin embargo, la ventana operativa de la bomba permite operar en un rango de presiones que va desde los 130 kg/cm² hasta los 114 kg/cm². Al incrementar la presión de cuerpo si bien se sale del BEP, la recirculación disminuye lo que implica menor consumo en un valor en el cual el equipo opera sin problemas.

El consumo eléctrico fue medido a través de instrumentos que miden la potencia consumida en los transformadores de media tensión los cuales alimentan los motores de las bombas. El cambio operativo se fue realizando incrementado la presión de cuerpo 1 kg/cm² por semana y con control de vibraciones 2 veces a la semana. Hasta el momento se llegó a 123 kg/cm² de presión de cuerpo

con un porcentaje de apertura de recirculación del 0,5%, cuando originalmente estaba en 10%. Esta iniciativa se comenzó a implementar luego de la puesta en marcha de la nueva recirculación.

Estadísticas	Valor	Marca de tiempo
Tipo de datos	Flotante 32	
Average	1453,38 KW	
Minimum	1436,70 KW	10/10/2018 07:28:11 a.m.
Maximum	1475,90 KW	10/10/2018 06:02:56 p.m.
Range	39,20 KW	
StdDev	5,52 KW	
PStdDev	5,52 KW	
Count	8483,00	
Intervalo de tiempo	12,45 Horas	
Rango temporal	Hora de inicio	10/10/2018 05:48:08 a.m.
	Hora de finalización	10/10/2018 06:15:25 p.m.

Estadísticas	Valor	Marca de tiempo
Tipo de datos	Flotante 32	
Average	1320,93 KW	
Minimum	1305,50 KW	10/10/2018 12:22:21 p.m.
Maximum	1340,20 KW	10/10/2018 06:04:41 p.m.
Range	34,70 KW	
StdDev	5,10 KW	
PStdDev	5,10 KW	
Count	8441,00	
Intervalo de tiempo	12,45 Horas	
Rango temporal	Hora de inicio	10/10/2018 05:48:08 a.m.
	Hora de finalización	10/10/2018 06:15:25 p.m.

Figura 12: Situación original (118 kg/cm2): 2774 kW. Elaboración propia

Estadísticas	Valor	Marca de tiempo
Tipo de datos	Flotante 32	
Average	1283,09 KW	
Minimum	1253,10 KW	16/11/2018 10:58:21 a.m.
Maximum	1312,70 KW	16/11/2018 07:43:36 a.m.
Range	59,60 KW	
StdDev	4,73 KW	
PStdDev	4,73 KW	
Count	5590,00	
Intervalo de tiempo	12,45 Horas	
Rango temporal	Hora de inicio	16/11/2018 02:05:15 a.m.
	Hora de finalización	16/11/2018 02:32:32 p.m.

Estadísticas	Valor	Marca de tiempo
Tipo de datos	Flotante 32	
Average	1414,64 KW	
Minimum	1380,10 KW	16/11/2018 10:58:26 a.m.
Maximum	1435,90 KW	16/11/2018 07:43:26 a.m.
Range	55,80 KW	
StdDev	5,13 KW	
PStdDev	5,13 KW	
Count	1428,00	
Intervalo de tiempo	12,45 Horas	
Rango temporal	Hora de inicio	16/11/2018 02:05:15 a.m.
	Hora de finalización	16/11/2018 02:32:32 p.m.

Figura 12: Situación actual (123 kg/cm2): 2697 kW. Elaboración propia

El ahorro de energía luego del cambio del punto operativo fue de 77 kW y con un valor de 44,1 USD/MWh en el activo representa un ahorro anual de 22746 USD

Esta implementación como se mencionó anteriormente no tuvo costo y el análisis económico realizado con tasa de retorno estipulada por Petróleo y Gas Argentino S.A. del 13% y con un cálculo a 5 años generará a la empresa un VAN de 70799 USD.

Tabla 19

Flujo de fondos de la alternativa

Período	0	1	2	3	4	5
Inversión	0					
Ganancia		22746	22746	22746	22746	22746
Flujo de fondos	0	22746	22746	22746	22746	22746

Elaboración propia

4.6 Otras acciones por realizar

A continuación, se mencionan en una tabla las acciones que ya están visualizadas con un análisis financiero que muestra su factibilidad de aplicación y otras que están en proceso de evaluación técnica.

Tabla 20

Alternativas visualizadas para aplicar

Instalación	Título	VAN y TIR a 5 años	Año de ejecución
LTS-XX1	PEM economizadores tren 1, 3, 4, 5	VAN: USD 1015245 TIR: 354%	2019
LTS-XX3	PEM economizador	VAN: USD 88.500,8 TIR: 140%.	2019

LTS-XX1/2	Ajuste de operación de hornos de Hot Oil	En proceso de análisis técnico	2020
PTG-XX1	Optimización de ciclos de regeneración de tamices moleculares	VAN: USD 107.201 TIR: 411%	2019
LTS-XX1	Integración energética en sistema de estabilización de gasolina	En proceso de análisis técnico	2020
LTS-XX1/2	Optimizar sistema de alivio de gas de plantas	En proceso de análisis técnico	2019
Todos los que apliquen	Sistema de control y medición de venteos	En proceso de implementación	2019

Elaboración propia

A continuación, una descripción breve de cada una de las acciones mencionadas en la tabla anterior:

1. La puesta en marcha de los otros economizadores que se encuentran en la planta LTS-XX1 quedó en espera de los resultados que se obtuviesen en el piloto que se planteó sobre el tren 2 y que fueron mostrados más arriba
2. Igual al punto 1, pero en otra instalación y con costos de energía distintos
3. Los hornos de la planta LTS-XX1 y XX2 son los más grandes que se tienen en el Negocio XX1. En el año 2018 se instalaron medidores de oxígeno en los gases de combustión para poder luego ajustar la operación de estos y disminuir el consumo de gas combustible.

Todas las obras necesarias para poder realizar los ajustes correspondientes se realizarán en el año 2020

4. La planta de tratamiento de gas de turbo expansión contiene antes del proceso criogénico, tamices moleculares. Estos deshidratan el gas para evitar que durante el proceso de bajas temperaturas se produzca congelamiento del gas por estar saturado en agua. Como inversión se plantea la calibración del higrómetro on line que tiene el proceso luego de los tamices moleculares, el cual, mide el valor de contenido de agua en el gas luego de la deshidratación. Luego de la calibración del instrumento se realizará una corrida para determinar cuánto tiempo puede cada tamiz molecular deshidratar antes de tener que regenerarlo.

La regeneración de cada tamiz molecular luego de estar saturado en agua consiste en pasarle gas caliente seco para absorber el agua del tamiz y dejarlo nuevamente en condiciones para poder ponerlo en servicio cuando el otro lecho se encuentre saturado. El gas para regenerar se calienta en un horno que utiliza gas tratado como gas combustible, con lo cual, si los tiempos de absorción de cada tamiz son más extensos, menos cantidad de gas combustible será necesario utilizar.

Los valores de TIR y VAN se refieren al consumo que hoy en día se tiene de gas combustible y el ahorro estimado que se puede tener luego de la implementación

5. En el sistema de estabilización de gasolina de las plantas LTS-XX1 se tienen 3 áreas. Cada una de ellas que se encuentran en paralelo estabilizan parte de la gasolina que se produce en la planta para dejarla en condiciones de transporte. Cada área de estabilización cuenta con un separador de media presión donde parte de la gasolina producida pasa a estado gaseoso y la que permanece en estado líquido se envía a una torre de estabilización donde

se calienta el fluido a una determinada presión y temperatura para que la gasolina que se obtenga cumpla con las condiciones de transporte como se mencionó anteriormente.

El calentamiento se realiza con Hot Oil (aceite térmico) el cual a su vez se calienta en los hornos mencionados en el punto 3.

Para disminuir la cantidad de energía a entregar en la torre de estabilización del área 100, esto es, elevar la temperatura del fluido que sale del separador flash hasta la temperatura necesaria para entregar la gasolina a las condiciones de transporte se pretende colocar un intercambiador de calor gasolina/gasolina que precaliente el líquido que sale del separador flash con la gasolina que sale de la torre de estabilización.

6. Esta mejora consiste en utilizar nitrógeno como gas de sello para que el sistema de alivio de la planta se encuentre con una leve presión positiva (condición necesaria para el funcionamiento seguro de este sistema) en lugar de utilizar gas combustible que es gas tratado de la salida de la planta y que puede ser vendido.
7. El último punto consiste en dotar a todos los sistemas de alivio de las instalaciones que se encuentran en el negocio de medición de venteo de gas para realizar un seguimiento más exhaustivo y disminuir las emisiones a la atmósfera. Esto es parte del proyecto de sistema de gestión de venteos. Además, se considera un beneficio ya que todo gas que se quema a la atmósfera es producto que no se vende.

5. Conclusiones

Como conclusión luego de haber realizado algunas acciones dirigidas a ser energéticamente más eficientes en los procesos que se encuentran en el Negocio XX1, es que todos los proyectos de este estilo donde hay innovación y visión integral de los procesos se tienen mejoras significativas en los beneficios de las empresas y mitigación de los impactos medioambientales.

5.1 Hallazgos

Durante la investigación, los análisis de cada alternativa demostraban que se tenían beneficios tanto económicos como medioambientales. Si bien las mejoras puntuales no hacen una mejora sustancial en el EBITDA de la empresa, el empleo de un sistema de gestión que realice mejoras continuas, no solo aumenta los beneficios de la empresa sino también cambia de forma positiva la cultura de la organización.

Otro de los hallazgos de la investigación es que estas mejoras no pueden ser capitalizadas por una sola persona, sino que tiene que formarse un equipo multidisciplinario que tenga un objetivo claro “la búsqueda de acciones para ser más eficientes energéticamente” ya que esto como se mencionó anteriormente va a en búsqueda de una mejora para la empresa como así también al medioambiente. Como dice la frase “Si todos aportáramos un granito de arena este mundo mejorará sustancialmente”.

5.2 Limitantes

Durante el estudio en detalle de las alternativas mencionadas en las primeras visualizaciones se encontró con limitantes técnicos y de gestión. Si bien se observaban buenos rendimientos al realizar el análisis económico/financieros la capacidad técnica en cuanto a los

recursos humanos disponibles para el mantenimiento de equipos tecnológicamente complejos y las dificultades de su instalación hicieron que estas alternativas se modifiquen y se termine implementando soluciones más simples pero que cumplan con las premisas de la realización de proyectos:

- Viabilidad técnica
- Viabilidad legal
- Viabilidad económica
- Viabilidad de gestión
- Viabilidad ambiental
- Viabilidad política

Para que un proyecto pueda comenzar a estudiarse la viabilidad técnica, de gestión y legal se consideran ineludibles.

Por otro lado, se considera necesario que los objetivos de cumplimiento sean para todos los sectores de la organización que estén implicados en la operación, mantenimiento y proyectos.

En los primeros momentos estos objetivos de implementación solamente eran aplicados a pocos sectores de la compañía, con lo cual, era difícil que su implementación se considere de alto impacto para la compañía. Con el correr del tiempo esto comenzó a aplicarse y la implementación de acciones dirigidas fueron más rápidas.

Finalmente, las mejoras implementadas no tuvieron problemas de viabilidad. Además, al ser proyectos de inversión tendientes a mejorar el medioambiente, las mismas son bien vistas por los stakeholders (accionistas, gobierno, población)

5.3 Respuestas a las preguntas inicialmente realizadas

Luego de haber realizado un análisis exhaustivo de los procesos que se tienen en el Negocio XXI se procede a responder las preguntas inicialmente realizadas.

Primero se responden las preguntas específicas realizadas para finalmente responder la pregunta central del proyecto

1. ¿Qué procesos pertenecientes a la unidad de negocios pueden ser más eficientes?

Como se pudo observar todos los procesos actualmente tienen oportunidades de mejora en cuanto a eficiencia energética. Con las acciones dirigidas se trata de atacar o mejorar los procesos que más consumo de energía tienen en el negocio. Los procesos son variados, desde plantas de tratamiento de agua hasta plantas de tratamiento de crudo y gas. Cada una de ellas son muy similares en todos los yacimientos y luego con un manual donde se reúnan todos los procesos que hay en Petróleo y Gas Argentino S.A. que indiquen o den premisas de donde buscar los gastos energéticos se podrá mejorar todas las instalaciones disponibles. También es importante que todas las instalaciones nuevas se evalúen además desde el punto de vista de consumo energético.

2. ¿Cuánto gas emitido a la atmosfera y consumo de energía eléctrica se reduce con estas alternativas?

En los procesos estudiados modificados para mejorar su eficiencia energética se mejoró la siguiente cantidad de energía:

PTC-XXI: Si bien esta mejora como se mencionó en el desarrollo no permitió un ahorro de energía, logró aumentar la capacidad de bombeo de la instalación disminuyendo otros consumos que son de gran impacto. Por otro lado, el hecho de que cada una de las bombas opere en su punto operativo más eficiente hace que se disminuya sus intervenciones y los paros esporádicos por no operar de acuerdo a su diseño.

LTS-XX1: Al poner en servicio nuevamente uno de los economizadores de propano se pudo observar que se tiene una disminución de 14 Amperes que si lo multiplicamos por los 5 trenes que dispone la instalación se consigue una disminución total de 70 Amperes.

PIA-XX1: El arranque a distancia y las modificaciones en cuanto a procesos realizado sobre las bombas redujo el consumo de energía eléctrica en 82kW

PTA-XX1: Los cambios realizados en esta instalación hicieron que se reduzca entre 32 a 41kW de consumo de energía eléctrica

PTA-XX2: Los cambios realizados en esta instalación hicieron que se reduzca 77kW de consumo de energía eléctrica

Resumiendo:

Tabla 21

Resumen de ahorro de consumo eléctrico en alternativas analizadas

Instalación	Disminución de consumo eléctrico (kW)
PTC-XX1	-
LTS-XX1	92
PIA-XX1	82
PTA-XX1	32
PTA-XX2	77

Elaboración propia

- ¿Las alternativas de mejora de la eficiencia en los procesos son rentables económicamente?

Como se mostró en cada una de las alternativas desarrolladas todos los proyectos implementados son rentables ya que superan la tasa de descuento del 13% aplicada por Petróleo y Gas Argentino S.A. para que los mismos se consideren aplicables.

4. ¿Cuáles son los beneficios económicos que generan estas alternativas?

Los beneficios observados para cada una de las alternativas implementadas son los siguientes

Tabla 22

Suma de beneficios de las alternativas implementadas

Instalación	Beneficio en USD
PTC-XX1	202335918
LTS-XX1	88651
PIA-XX1	31678
PTA-XX1	11652
PTA-XX2	22746
TOTAL	202490645

Elaboración propia

Respondiendo a la pregunta central realizada al inicio de este trabajo: ¿Podemos generar beneficios económicos además de medioambientales a partir de la implementación de tecnologías y modificaciones para mejorar la eficiencia energética de los procesos que se encuentran en la unidad de negocio?

La respuesta a las preguntas específicas muestra que se puede obtener beneficios económicos y medioambientales importantes implementando nuevas tecnologías y modificaciones

a los procesos ya que no solo se consume menos energía que disminuye los costos de procesamientos, sino que también el hecho de consumir menos energía que provenga del gas combustible disminuirá el impacto a la atmósfera. Esto no se pudo observar en las acciones dirigidas, pero Petróleo y Gas Argentino S.A. tiene como objetivo disminuir estos impactos negativos

A partir del desarrollo del proyecto la nueva pregunta central que surge es:

¿Podrá Petróleo y Gas Argentino S.A. implementar un sistema de gestión robusto que permita una mejora continua sostenida en el tiempo?

Para finalizar es necesario que las empresas se involucren en estos proyectos porque como se ha demostrado traen beneficios económicos para la misma, pero más importante aún se ayuda al medioambiente. El mundo necesita de todos nosotros para frenar el calentamiento global y además ayudar al país a cumplir con sus obligaciones ante el acuerdo de París

6. Bibliografía

- Acciona. (2020). *Acciona*. Recuperado el 10 de 1 de 2019, de <https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/>
- American Chemical Society. (2021). *American Chemical Society*. Recuperado el 8 de 6 de 2019, de <https://www.acs.org/content/acs/en/climatescience/energybalance/predictedplanetarytemperatures.html>
- American Chemical Society. (2021). *American Chemical Society*. Recuperado el 8 de 6 de 2019, de <https://www.acs.org/content/acs/en/climatescience/climatesciencenarratives/what-is-the-greenhouse-effect.html>
- Bessant, J. (2003). *The International handbook on innovation*. Londres , GB: En L. Shavinina.
- Crossan, M. M., & Apaydin, M. (2010). A multi-dimensional framework of organizational innovation: A systematic review of the literature. *Journal of management studies*, 47(6), 1154-1191.
- Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista. (2016). *Informe Estadístico del Sector Eléctrico*. Recuperado el 10 de 02 de 2019, de <http://datos.minem.gob.ar/dataset/anuarios-de-energia-electrica>
- Drucker, P. F. (1998). The discipline of innovation. *Harvard business review*, 76(6), 149-157.
- galp. (2010). *galp*. Recuperado el 11 de 02 de 2019, de <http://www.galpenergia.com/ES/agalpenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Extraccion-y-procesamiento.aspx>
- ISO. (2018). *Sistemas de gestión de la energía. Requisitos con orientación para su uso (ISO 50001:2018)*. Madrid: Asociación Española de Normalización.

- McCabe, Smith, Harriot. (2007). *Operaciones unitarias en ingeniería química*. México, D. F.: Mc Graw Hill.
- Moshfeghian, M. (01 de 03 de 2008). *PetroSkills*. John M. Campbell. Obtenido de PetroSkills. John M. Campbell: <http://www.jmccampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=458>
- Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París*.
- Naciones Unidas. (2019). *Naciones Unidas*. Recuperado el 10 de 1 de 2019, de <https://www.un.org/es/sections/issues-depth/climate-change/index.html>
- NASA. (2019). *Scientific Visualization Studio*. Recuperado el 10 de 1 de 2019, de <https://svs.gsfc.nasa.gov/cgi-bin/details.cgi?aid=4626>
- Perry, R. (1986). *Biblioteca del Ingeniero Químico*. México, D. F.: McGraw-Hill.
- Sapag Chain. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*. Bogotá: Mc Graw Hill.
- Tey, M. F. (2 de Enero de 2019). *Yirepa Finanzas básicas*. Obtenido de <http://yirepa.es/la-tasa-de-descuento.html>
- The Engineering ToolBox. (1 de 1 de 2003). *The Engineering ToolBox*. Recuperado el 10 de 02 de 2019, de The Engineering ToolBox: https://www.engineeringtoolbox.com/boiler-combustion-efficiency-d_271.html
- United Kingdom Department for Business, Energy & Industrial. (2007). *Innovation*. (N. Novaira, Trad.) Obtenido de <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.dti.gov.uk/innovation/innovation-dti/page11863.html>
- Universidad Siglo 21. (2017). Análisis de riesgo y sensibilidad. En *Proyecto de Inversión* (Vol. 5).

Universidad Siglo 21. (2018). Introducción a la innovación. En *Introducción a la innovación* (pág. 13). Recuperado el 11 de 2 de 2019

Universidad Siglo 21. (2018). Unidad 4: Objetivos y criterios de la evaluación. Córdoba:
Universidad Siglo 21.

Worrell, E., Corsten, M., & Galitsky, C. (2015). *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries*. ENERGY STARS. ENERGY STARS.

Yirepa. (2021). *Yirepa Finanzas Básicas*. Recuperado el 20 de 2 de 2019, de
<http://yirepa.es/determinar-tasa-descuento.html>