

FACULTAD DE INGENIERÍA

Carrera de Ingeniería Industrial

“DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GAS NATURAL Y
OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO EN EL COMPLEJO DE
GAS MALVINAS - CAMISEA”

Trabajo de suficiencia profesional para optar el título profesional
de:

Ingeniero Industrial

Autor:

Wilder Dominguez Luza

Asesor:

Ing. Danny Stephan Zelada Mosquera

Trujillo - Perú

2020



Dedicatoria

A mi familia, por ser la razón fundamental de mí perseverancia.

Agradecimiento

A los directivos de la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, quienes me han permitido plasmar mis conocimientos de la industrial del gas natural en el presente informe de suficiencia profesional.

Tabla de Contenido

Dedicatoria.....	2
Agradecimiento.....	3
Índice de Tabla.....	6
Índice de Figuras.....	7
Capítulo i. Introducción.....	8
1.1. Antecedentes de la compañía.....	10
1.1.1. Ubicación.....	14
1.1.2. Productos.....	14
1.2. Justificación.....	19
1.3. Objetivos.....	20
1.3.1. Objetivo general.....	20
1.3.2. Objetivos específicos.....	20
Capítulo ii. Marco teórico.....	22
2.1 El gas natural.....	22
2.2. Sistema integral de producción.....	26
2.2.1. Yacimiento:.....	28
2.2.2. Pozo.....	29
2.2.3. Cabezal del pozo.....	30
2.2.4. Tubería de descarga – colectora.....	31
2.2.5. Sistemas de separación.....	31
2.2.6. Unidades de procesamiento del gas natural.....	32
Capítulo iii. Descripción de la experiencia.....	46
3.1 Optimización de producto químico trietilenglicol (TEG).....	48
3.1.1 Análisis de información.....	52
3.1.2. Implementación de recuperación de trietilenglicol residual.....	53
3.1.3 Metodología de recuperación de trietilenglicol residual.....	54
3.2 Optimización de producto químico inhibidor de corrosión (Becorin).....	55
3.2.1 Análisis de información.....	56
3.2.2 Reducción de Inyección de Inhibidor de Corrosión.....	58

Capítulo iv. Resultados	59
Capítulo v. Conclusiones	61
Recomendaciones	62
Referencias	63
Anexos	64

Índice de Tabla

Tabla 1: Composición cromatográfica del gas natural seco.....	15
Tabla 2: Composición Cromatográfica de los líquidos del gas natural (NGL).....	16
Tabla 3: Consumo y Costo de Trietilenglicol - Año 2013 al 2019.....	51
Tabla 4: Lista de Materiales y costo.	53
Tabla 5: Volumen TEG residual recuperado y ahorro obtenido.....	59
Tabla 6: Volumen de Inhibidor de Corrosión No Utilizado y Ahorro Obtenido.....	60

Índice de Figuras

Figura 1: Panorámica de la Planta de Procesamiento de Gas Natural Malvinas	11
Figura 2: Organigrama Área de producción de la Planta de Procesamiento de Gas Malvinas	13
Figura 3: Ubicación Geográfica- Planta de Procesamiento de Gas Malvinas	14
Figura 4: Diagrama recorrido del gasoducto de gas seco - Camisea	17
Figura 5: Diagrama recorrido del Poliducto de Líquidos - Camisea	18
Figura 6: Diagrama esquemático del gas natural y petróleo en el subsuelo.....	23
Figura 7:Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo	25
Figura 8: Diagrama esquemático del sistema integral de producción de Camisea.....	27
Figura 9:Yacimientos de Camisea	28
Figura 10:Completación de un Pozo de Gas (Ilustración Referencial).....	29
Figura 11:Cabezal de un Pozo de Gas Natural.	30
Figura 12:Cluster de Camisea.....	31
Figura 13:Slug Catcher – Planta de gas Malvinas	32
Figura 14:Resumen en bloques del proceso de tratamiento del gas natural – Planta de gas.....	33
Figura 15:Planta de estabilización de condensado.....	35
Figura 16: Procesos de Deshidratación	36
Figura 17:Planta Criogénica	38
Figura 18:Turbo Expander	39
Figura 19:Turbocompresor	40
Figura 20:Esferas de almacenamiento de NGL.	41
Figura 21:Turbogeneradores.....	42
Figura 22:Sistema de Control y Seguridad de Proceso	43
Figura 23:Elementos de Control - Proceso y Seguridad	43
Figura 24:Interface Hombre - Máquina (HMI)	45
Figura 25:Torre Contactora de Trietilenglicol.....	50
Figura 26:Planta de Regeneración de Trietilenglicol.....	50
Figura 27:Bomba Reciprocante de Trietilenglicol.....	52
Figura 28:Equipos y Accesorios a Utilizar en la Optimización	54
Figura 29:Procedimiento de Recuperación de TEG Residual	55
Figura 30:Corrosión en Tubería de Acero al Carbono.....	56
Figura 31:Sistema de monitoreo de corrosión.....	57
Figura 32:Kit de Laboratorio Para Determinar la Concentración de Hierro.....	58

Capítulo i. Introducción

El mundo ha experimentado, a finales del siglo XX, una serie de cambios que han reconfigurado el panorama económico global. Esto ha contribuido a impulsar los procesos de desarrollo en países como India, China, Rusia, las naciones del sudeste asiático y Europa del Este, así como en las economías emergentes de Latinoamérica (Brasil, Chile, Colombia y Perú). Como consecuencia de los procesos de desarrollo global, se ha incrementado la demanda de materias primas y recursos energéticos (petróleo y gas natural), los cuales han crecido sostenidamente a tasas superiores a 8% promedio anual entre 1990 y 2018 (Energy Information Administrator, 2019).

El aumento de la demanda de energía, ha estimulado la ejecución de diversos proyectos de inversión para el descubrimiento y explotación de nuevas reservas de petróleo y gas natural, así como para expandir la disponibilidad de las reservas existentes en diferentes jurisdicciones, ricas en recursos naturales energéticos (Sudamérica, África, Canadá, el sudeste asiático, Australia y Estados Unidos).

Recientemente, el gas natural ha cobrado una notoria importancia en el panorama energético mundial, debido al descubrimiento de masivas reservas no convencionales de gas en depósitos conocidos como “esquistos” (shale gas, por su denominación en inglés). En ellas también se están desarrollando grandes proyectos de inversión para disponer del gas natural en Estados Unidos y los mercados de exportación. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (2019), la revolución del shale gas puede generar en los próximos 30 años lo que se conoce como la “edad dorada del gas natural”. Según los expertos, esto permitiría una transición ordenada desde el uso de las energías fósiles hacia

las energías renovables. Sin duda alguna, el gas natural será una de las fuentes que va a liderar el desarrollo energético mundial en las próximas décadas.

El Perú, no es ajeno a esta tendencia global, en los últimos 16 años se viene siendo testigo de uno de los mayores eventos en la historia económica y del sector energético del país, el desarrollo de la industria del gas natural con la entrada en operación del Proyecto Camisea (agosto 2004), fue un hito histórico que ha generado una transformación en la reconfiguración y diversificación de la matriz energética primaria del país, en particular del sector eléctrico. Esto ha mejorado la balanza comercial de hidrocarburos y ha creado oportunidades para que los hogares peruanos y sectores económicos, como la industria y el comercio, se beneficien de un combustible limpio y de bajo costo.

En presente informe de suficiencia profesional, busca describir el proceso de producción de gas natural y la optimización realizada al proceso, como parte de mis funciones de; supervisor de producción de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas (Proyecto Camisea), operada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A.

1.1. Antecedentes de la compañía

La empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A. Desarrolla la exploración y producción de Camisea, produciendo gas natural dentro de los Lotes 88 y 56. Y lo hace en un consorcio asociado a; Hunt Oil (25.1%), Tecpetrol (10%), Repsol (10%), Sonatrach (10%).

Pluspetrol, es una compañía privada internacional independiente con más de 40 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos con presencia en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Estados Unidos, Países Bajos, Perú y Uruguay.

Pluspetrol comenzó sus operaciones en Perú en el año 1994 y actualmente es la empresa más importante de hidrocarburos. Su presencia estratégica produjo un cambio en la matriz energética del país, promoviendo su desarrollo y crecimiento tanto para el uso doméstico como industrial y de transporte. A partir de inversiones sostenidas, Perú cobró gran impulso y hoy se encuentra en un proceso de desarrollo que lo destaca a nivel regional. En esta etapa, Pluspetrol es un partícipe clave por las operaciones que consolidó y por la contribución que realiza en materia de regalías económicas. La compañía trabaja en el consorcio Camisea y tiene operaciones y proyectos exploratorios en las regiones de Cusco, Junín, Pasco y en el departamento de Loreto.

Camisea, es el mega yacimiento de gas más importante de Latinoamérica, es un ícono y modelo a nivel internacional. Camisea es una muestra ejemplar de ingeniería, desarrollo logístico e infraestructura. Allí se aplica un proceso off shore in land que consiste en operaciones helitransportables, sin realización de caminos.



Figura 1: Panorámica de la Planta de Procesamiento de Gas Natural Malvinas

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Misión de la compañía PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A

Crear valor satisfaciendo las necesidades y expectativas de todos los públicos de interés relacionados con nuestra actividad (accionistas, empleados y sus familias, socios, proveedores, clientes, gobiernos y comunidades de los países en los que operamos), manteniendo nuestra propia identidad.

Visión de la compañía PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

Destacarnos como empresa de referencia entre las compañías privadas internacionales de exploración y producción de energía.

Valores de la compañía PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

- ✓ Ser persistentes.
- ✓ Pensar más allá de las posibilidades y actuar a pesar de la incertidumbre para capitalizar oportunidades.
- ✓ Lograr crecimiento sostenible priorizando la seguridad, el uso eficiente de los recursos, la excelencia operacional, las relaciones comunitarias y la preservación del medio ambiente.
- ✓ Guiarnos por la integridad y las buenas prácticas en nuestras decisiones y comportamientos.
- ✓ Trabajar en equipo como forma de liberar nuestra imaginación y creatividad.
- ✓ Desarrollar el talento de nuestros recursos humanos manteniendo nuestra identidad.

Organigrama:

El organigrama detallado a continuación, corresponde al área de producción del complejo de procesamiento de gas natural Malvinas.

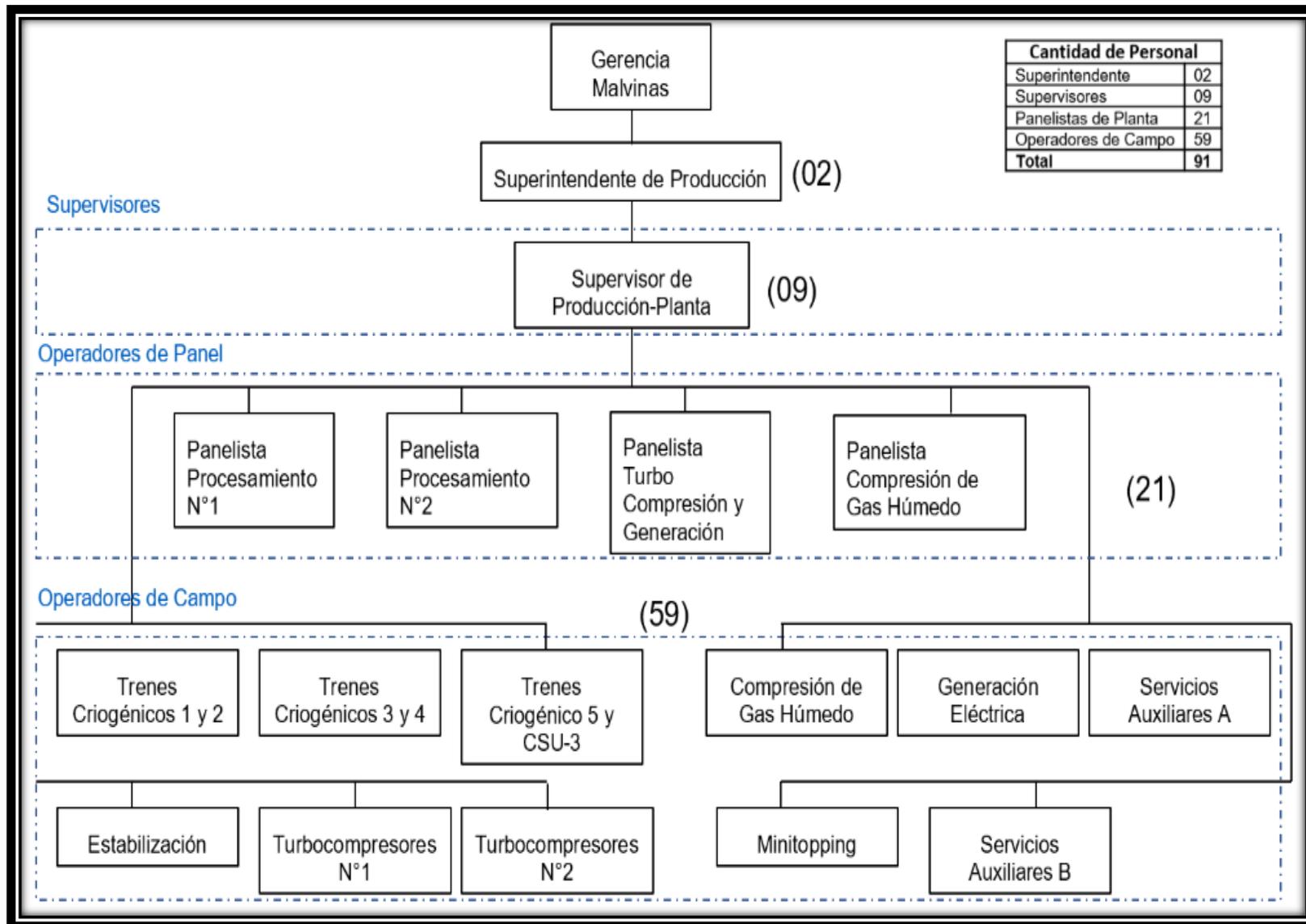


Figura 2: Organigrama Área de producción de la Planta de Procesamiento de Gas Malvinas
 Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

1.1.1. Ubicación

La Planta de Procesamiento de Gas Malvinas, se encuentra ubicada en el departamento de Cusco, provincia de la Convención, distrito de Echarate

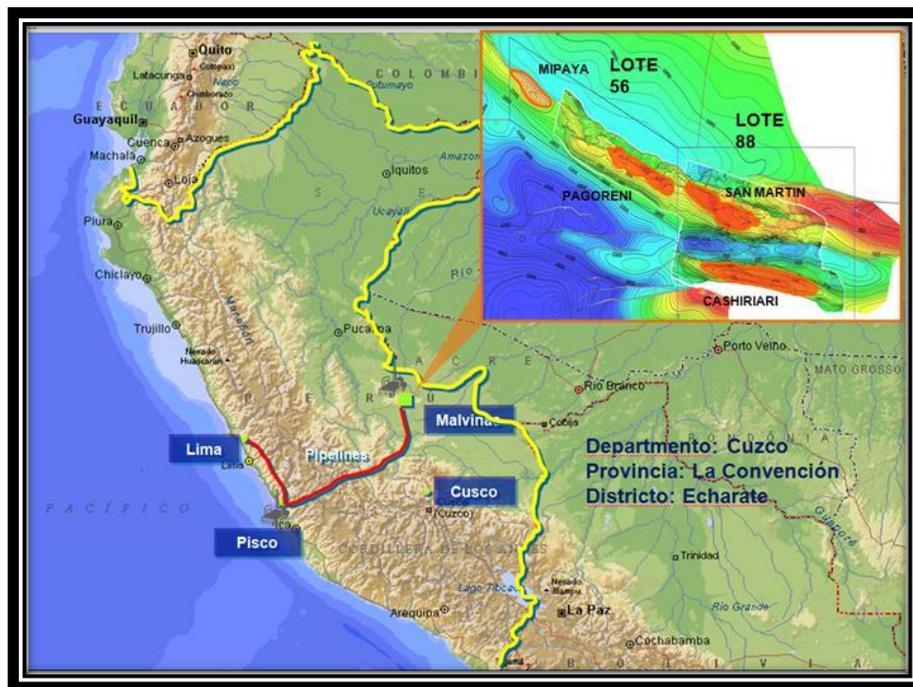


Figura 3: Ubicación Geográfica- Planta de Procesamiento de Gas Malvinas

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

1.1.2. Productos

El complejo ha sido diseñado para extraer gas de los lotes 56 y 88, deshidratarlo y recuperar líquidos del gas natural, mediante un proceso de turbo expansión criogénica, su capacidad de procesamiento asciende a 1,769 MMscfd (Millones de pies cúbicos estándar por día) de gas natural húmedo, como productos de salida se obtiene 1,600 MMscfd de gas natural seco (Millones de pies cúbicos estándar por día) y 90,000 BBL/Día (Barriles por día) de líquidos de gas natural (NGL).

Gas natural seco (GN).

Es utilizado como fuente de generación eléctrica, en el sector industrial, se utiliza como combustible en varios tipos de equipos (hornos, secadores y calderas), para la fabricación de; cerámica, cemento, vidrio, entre otros, que emplean y también brinda beneficios al sector residencial, comercial y de transporte, por ser una fuente de energía más barata y menos contaminante, y representa ahorros significativos frente a los combustibles que habitualmente se utilizan en estos sectores. Está compuesto principalmente por Metano (CH_4), en la Tabla 1, se muestra la composición cromatográfica del gas natural seco.

Tabla 1:
Composición cromatográfica del gas natural seco

Componente	% Molar
C ₁ Metano	89.49
C ₂ Etano	8.92
C ₃ Propano	0.07
CO ₂ Dióxido de Carbono	0.22
N ₂ Nitrógeno	1.30
Total	100.00

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Líquidos del gas natural (NGL).

Es la materia prima para los procesos de refinación, donde se obtienen los productos combustibles derivados; Propano, Butano, Nafta, Diesel, los cuales son comercializados en el mercado nacional e internacional. Está compuesto principalmente por Propano, en la Tabla 2, se muestra la composición cromatográfica del NGL.

Tabla 2:

Composición Cromatográfica de los líquidos del gas natural (NGL)

Componente	% Molar
C ₁ Metano	0.00
C ₂ Etano	0.81
C ₃ Propano	43.96
IC ₄ Iso - Butano	6.42
NC ₄ Normal -Butano	13.17
IC ₅ Iso - Pentano	4.85
NC ₅ Normal - Pentano	4.97
C ₆ +	25.81
Total	100.00

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Los líquidos del gas natural (NGL) y el gas natural seco (GN), son transportados hacia sus consumidores finales mediante ductos, sistema operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TgP). Para el caso del gas natural, se realiza mediante dos gasoductos, los cuales recorren diversas áreas geográficas (Selva, Sierra y costa) y tiene una extensión de 729 Km con diámetro variables que van desde las 34” hasta las 18” de diámetro, en el trayecto se cuenta con plantas compresoras para maximizar el caudal de transporte hasta 1,540 MMscfd (Ver figura 4), arribando a su destino final (City gate), ubicado en el distrito de Lurín, ciudad de Lima, donde se comercializara mediante ductos en toda la ciudad, a través de la empresa Calida.

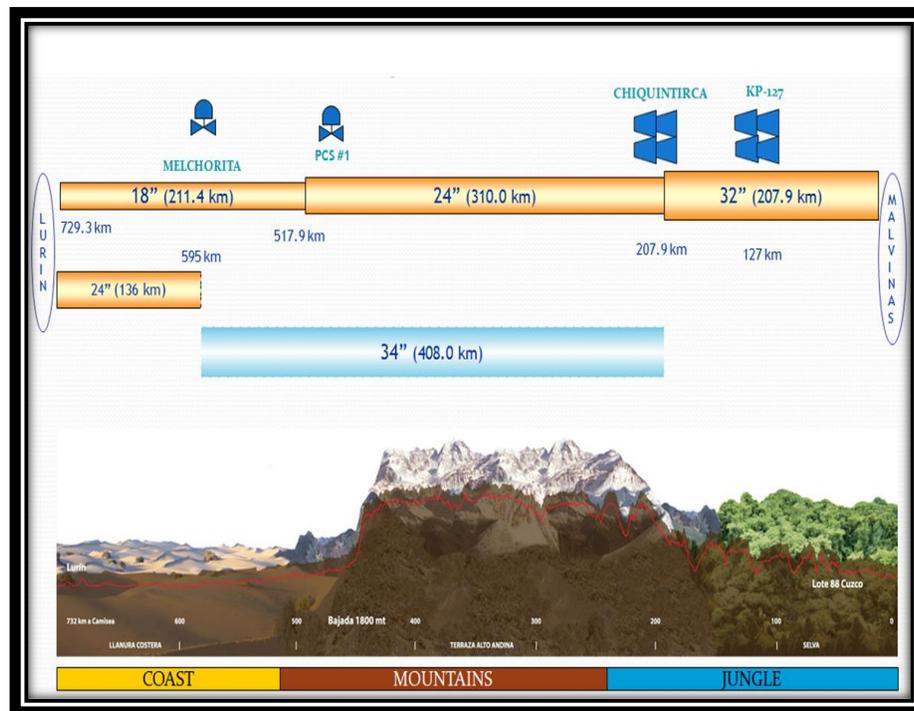


Figura 4: Diagrama recorrido del gasoducto de gas seco - Camisea

Fuente: Osinergmin

Para el caso de los líquidos de gas natural (NGL), el transporte se realiza mediante un poliducto de 14" de diámetro, el cual tiene una extensión de 557 Km hasta la ciudad de Pisco, donde se encuentra la planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural, en ella se producirá combustibles derivados (Nafta, GLP, Diesel), este sistema de transporte cuenta con estaciones de bombeo, que tienen por finalidad desplazar un caudal de hasta 120,000 bbl/día (Barriles por día) En la figura 5, se muestra el diagrama esquemático del recorrido que realiza el poliducto.

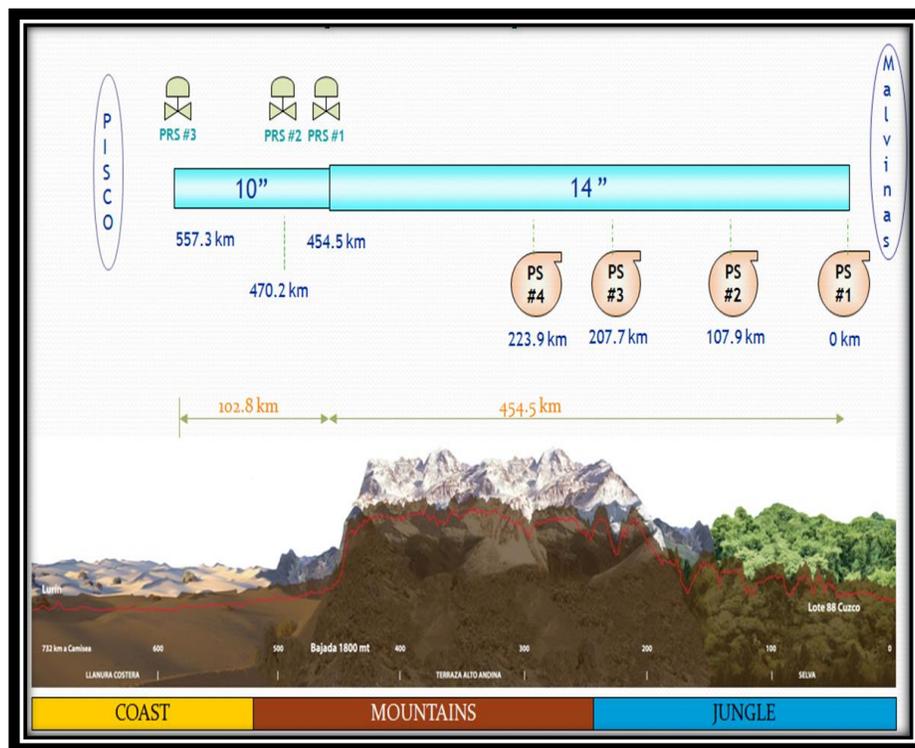


Figura 5: Diagrama recorrido del Poliducto de Líquidos - Camisea

Fuente: Osinergmin

1.2. Justificación

La relevancia de la industria del gas natural en el Perú en los últimos 16 años y, en particular, la trascendencia del Proyecto Camisea para la economía peruana, la cual ha generado regalías por 11,800 millones de dólares desde su puesta en operación en el año 2004, el beneficio de su producción ha impactado directamente en la economía familiar de los peruanos, porque el gas natural es 57% más económico que la gasolina y 50% más que el diésel, generando por consiguiente un cambio en nuestra matriz energética nacional, pues el 49% de la energía eléctrica del Perú, se genera a base del gas de Camisea, así mismo está presente en 700,000 hogares mediante gas domiciliario (Ica, Pisco, Lima, Chimbote, Trujillo, Chiclayo, Piura, Cajamarca) y 120,000 unidades de nuestro parque automotor han sido convertidos a gas natural, lo que ha permitido que dejemos de emitir 50 millones de toneladas de CO₂ al ambiente, por tratarse de un hidrocarburo mucho más limpio que el petróleo (Osinermin, 2019).

El aporte social del proyecto va mucho más allá del monto entregado por regalías o de su producción, el gas de Camisea generó más de 30,000 millones de dólares en ventas, creó 44,000 empleos directos e indirectos e invirtió más de 5,000 millones de dólares, además de la inversión en responsabilidad social empresarial y los programas de desarrollo que benefician a las poblaciones ubicadas en sus zonas de influencia (Osinermin, 2019)

Es por estas razones que el presente trabajo de suficiencia profesional busca; describir el proceso de producción de gas natural y la optimización realizada al proceso, como parte de mis funciones de; supervisor de producción del complejo de gas Malvinas - Camisea, siendo de utilidad para lectores no necesariamente especializados en el sector,

que quieren tener una visión didáctica del proceso utilizado para la obtención del gas natural.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general.

Describir el proceso de producción de gas natural y la optimización realizada al proceso, como parte de mis funciones de; supervisor de producción de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas - Proyecto Camisea, operada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A. Poniendo en práctica los conocimientos adquiridos, como resultado de mi formación universitaria en ingeniería Industrial, egresado de la prestigiosa Universidad Privada del Norte (Sede Trujillo), los cuales me permitieron; analizar, interpretar, comprender, diseñar, programar, operar, controlar sistemas productivos, gestionar, implementar y establecer estrategias de optimización, con el objetivo de lograr el máximo rendimiento de los procesos de extracción y tratamiento de gas natural

1.3.2. Objetivos específicos

- Describir el proceso de producción de gas natural de camisea, desde su extracción, tratamiento y transporte.
- Describir el proceso de optimización de productos químicos, utilizados en el procesamiento de gas natural (Trietilenglicol y Becorin), los cuales implemente como parte de mis funciones de; Supervisor de producción de la planta de procesamiento de gas

natural Malvinas - Proyecto Camisea, operada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Capítulo ii. Marco teórico

2.1 El gas natural

El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos en la que su principal componente es el metano (CH_4), una molécula sencilla formada por 1 átomo de carbono y 4 átomos de hidrógeno. Su composición química, no obstante, varía sensiblemente según su procedencia, ya que acostumbra a ir asociada a otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H_2S), el anhídrido carbónico (CO_2), el nitrógeno (N_2) ó el helio (He), los cuales son removidos en los procesos de tratamiento, para ser posteriormente destinados al uso industrial y doméstico.

El gas natural, es obtenido del subsuelo, existen una variedad de teorías que explican el origen de estos combustibles fósiles no renovables, de las cuales dos tienen mayor aceptación en la comunidad geológica mundial, estas son:

La teoría “Orgánica”, desarrollada por Engler en 1911, ha sido hasta ahora la más reconocida por expertos en el tema, sostiene que debido a procesos de descomposición de materia orgánica animal y vegetal (organismos planctónicos), se han formado los componentes, Hidrógeno y Carbono, los cuales han sufrido transformaciones debido a las altas temperaturas, presiones y la ausencia de oxígeno por la acción bacteriana en el subsuelo a través de un tiempo geológico determinado.

La teoría “Inorgánica”, describe que la formación fue por la interacción química entre el Hidrogeno y el Carbono, debido a las altas presiones en capas de la tierra a grandes profundidades. Esta teoría, se le atribuyo a Berthelot Mendelejev.

En ambas teorías, se explica que, una vez formados los hidrocarburos, estos migran a través del medio poroso o fracturas hacia las zonas de menor presión (arriba) hasta llegar a la superficie o hasta quedar atrapados en los poros de la roca. La figura 6, muestra un diagrama esquemático de cómo se encuentra en el subsuelo los depósitos de gas natural y petróleo

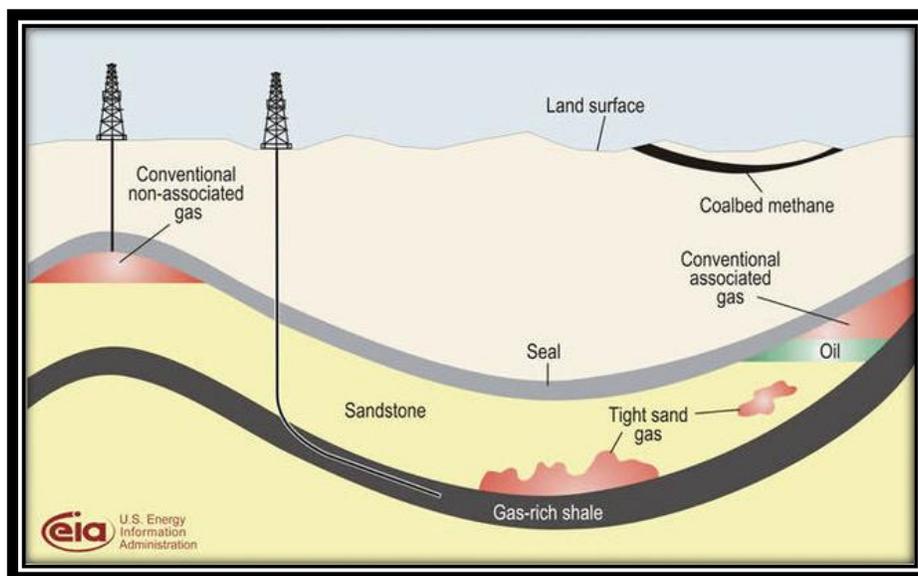


Figura 6: Diagrama esquemático del gas natural y petróleo en el subsuelo

Fuente: U.S Energy Information Administration (EIA)

La búsqueda del gas, inicia determinando geológicamente los tipos de roca, usualmente analógicos a los yacimientos descubiertos, seguido de un estudio sísmico los cuales generan información aproximada de las formaciones subterráneas, a fin de estimar los lugares correctos para perforar. El gas es posible encontrarlo asociada al petróleo y no asociada, por lo que los métodos para su exploración y extracción varían, dependiendo, de la historia del depósito, presión, temperatura y la edad del yacimiento. En el mundo existe una variedad de reservas de gas y se encuentran distribuidas en áreas

más extensas que las del petróleo. En figura N°7, se muestra las reservas probadas en el mundo de gas natural.

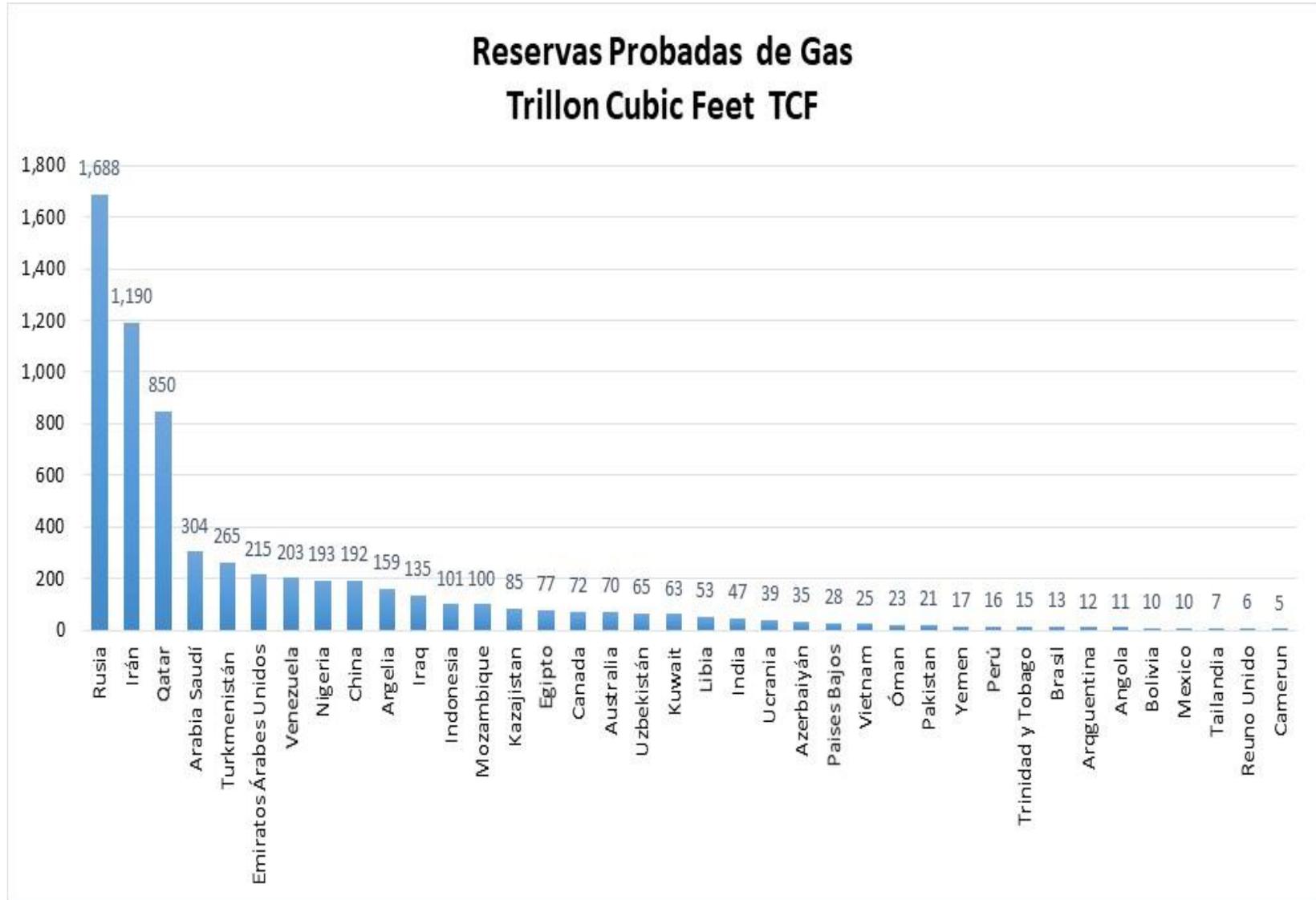


Figura 7: Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo

Fuente: CIA World Factbook, 2019

2.2. Sistema integral de producción

Un sistema integral de producción, es el conjunto de instalaciones, equipos, mecanismos, dispositivos, etc., que de forma integral y secuencial permiten el manejo de la producción de los fluidos del yacimiento a la superficie. Cada elemento que lo conforma, es de suma importancia para llevar a cabo el manejo de los fluidos producidos, por lo que es necesaria una descripción de los siguientes elementos (Urquiza, 2010):

1. Yacimiento.
2. Pozo.
3. Cabezal del Pozo.
4. Tubería de Descarga y colectora de Producción.
5. Separadores.
6. Equipos de procesamiento.
7. Sistema de almacenamiento.
8. Servicios Auxiliares.

Para describir los elementos del sistema integral de producción, se tomará como ejemplo la operación de la planta de procesamiento de gas Malvinas – Camisea. En la figura N°8, se muestra de forma esquemática el proceso de extracción, tratamiento y transporte del gas natural y líquidos asociados.

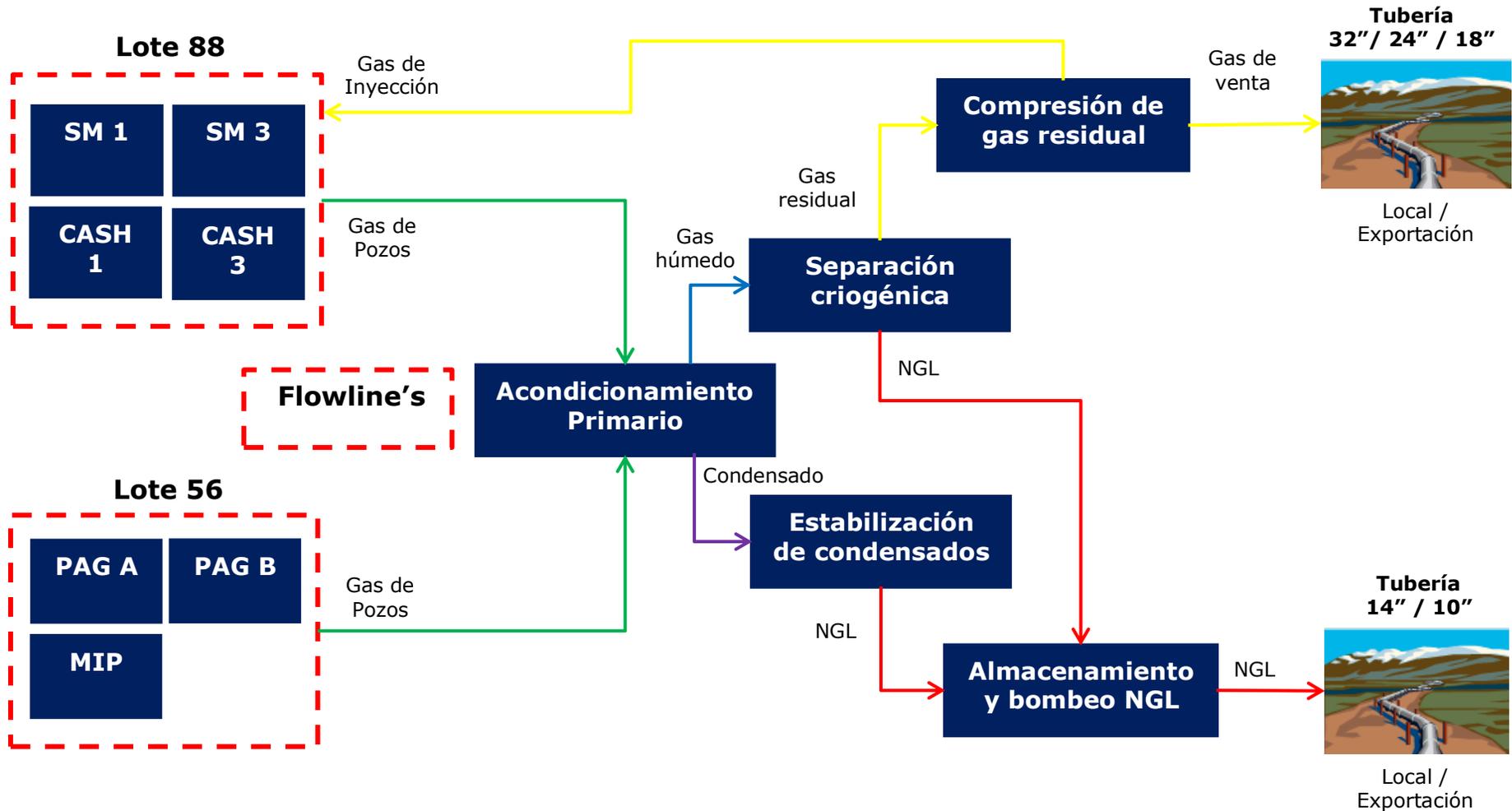


Figura 8: Diagrama esquemático del sistema integral de producción de Camisea

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.1. Yacimiento:

Es la porción de trampa geológica, con porosidad y permeabilidad necesaria para almacenar hidrocarburos.

Los fluidos se encuentran a presiones y temperaturas elevadas, debido a las grandes profundidades.

En referencia a camisea, este cuenta con 04 yacimientos en producción; San Martín, Cashiriari, Pagoreni y Mipaya, el potencial de producción asciende a 1,770 MMscfd (Millones de pies cúbicos estándar por día) y tiene reservas probadas por 16 TCF (Trillones de pies cúbicos de gas, equivalencia de 10^{18}), de acuerdo a la agencia CIA World Factbook. La figura N°9, muestra los yacimientos de Camisea.

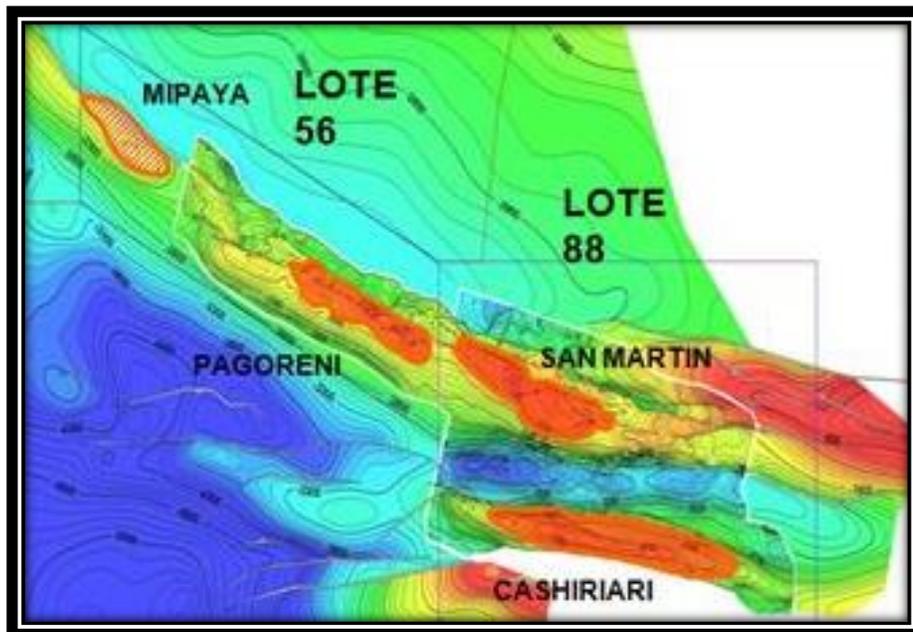


Figura 9: Yacimientos de Camisea

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.2. Pozo

El pozo es un conducto que se hace desde la superficie hasta el yacimiento, por medio de un aparato de producción, el cual consiste en un conjunto de tuberías y elementos conectados entre sí, que permiten que los hidrocarburos presentes en el yacimiento viajen a superficie. La figura N°10, muestra un esquema de la completación realizada a un pozo de gas no asociado.

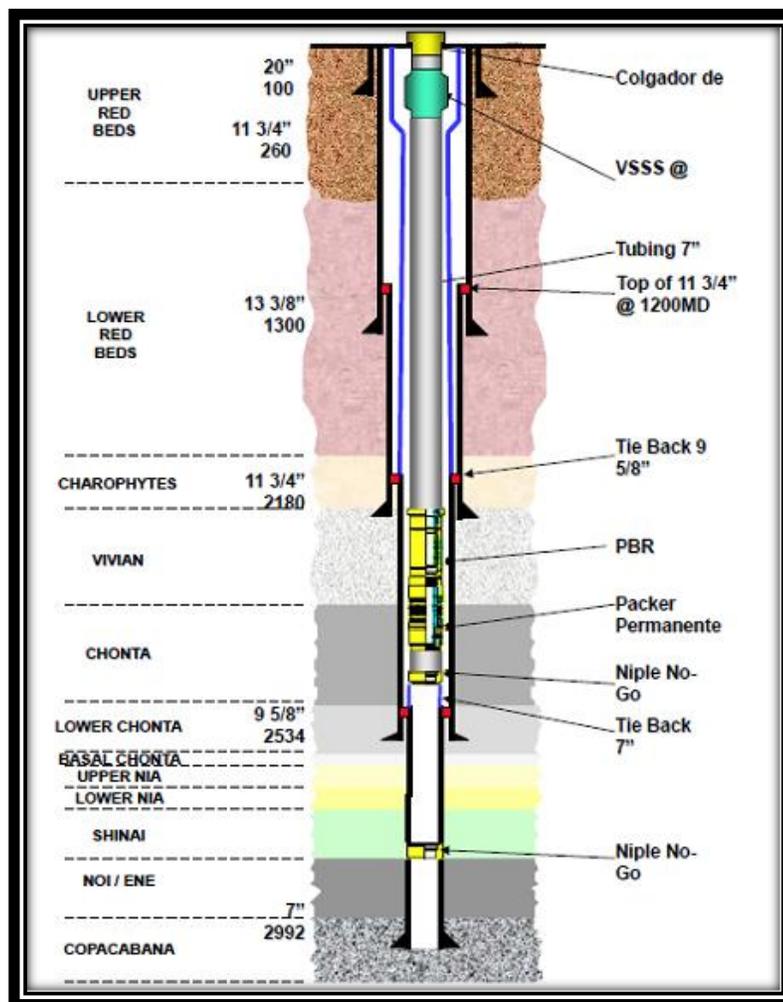


Figura 10: Completación de un Pozo de Gas (Ilustración Referencial)

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.3. Cabezal del pozo

Es un conjunto de válvulas con las cuales se controla el flujo de los fluidos que produce el pozo, está diseñado y construido para soportar presiones elevadas, para el caso de camisea está asciende a 15,000 Psig. La figura N°11, muestra el cabezal de un pozo de gas natural.

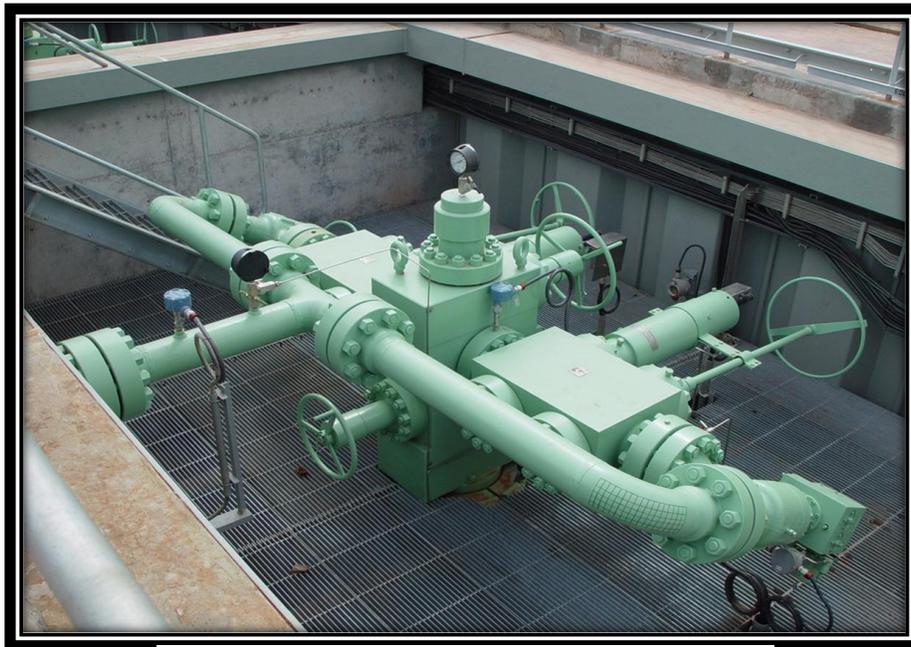


Figura 11: Cabezal de un Pozo de Gas Natural.

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.4. Tubería de descarga – colectora

Es el conjunto de tuberías que tienen como función transportar los fluidos producidos desde el cabezal del pozo hasta la planta de procesamiento. La figura N°12, muestra una foto panorámica de un cluster del proyecto camisea.



Figura 12: Cluster de Camisea

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.5. Sistemas de separación

En la producción del Gas, usualmente se utiliza un equipo separador de fases, llamado comúnmente “Slug Catcher”, diseñado para realizar una expansión de la corriente de gas, provocando que se reduzca la velocidad y suministra un área para la conformación de los líquidos. El principio de funcionamiento consiste en ser un separador primario de las fases líquidas y gaseosas provenientes de los pozos, en el cual se lleva a cabo por

densidad y tiempo de residencia, así mismo permite proteger la producción de abruptas cantidades de gas o líquido. La figura N°13, muestra una foto panorámica del sistema de separación Slug Catcher de la planta de procesamiento de gas natural - Camisea



Figura 13: Slug Catcher – Planta de gas Malvinas

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

2.2.6. Unidades de procesamiento del gas natural

Para la comercialización del Gas, es elemental que este hidrocarburo pase por distintos procesos de tratamiento, a fin de alcanzar las especificaciones necesarias para su venta, esto se lleva a cabo en plantas de Procesamiento de Gas, en donde se cuenta con distintos procesos como; Estabilización de condensado, Deshidratación del gas, Turbo expansión y Compresión del gas, así como instalaciones de entrega. En la figura N°14, se plasma el resumen en bloques del proceso de la planta de procesamiento de Gas Malvinas – Perú. A continuación, describiremos en consiste cada uno de estos procesos.

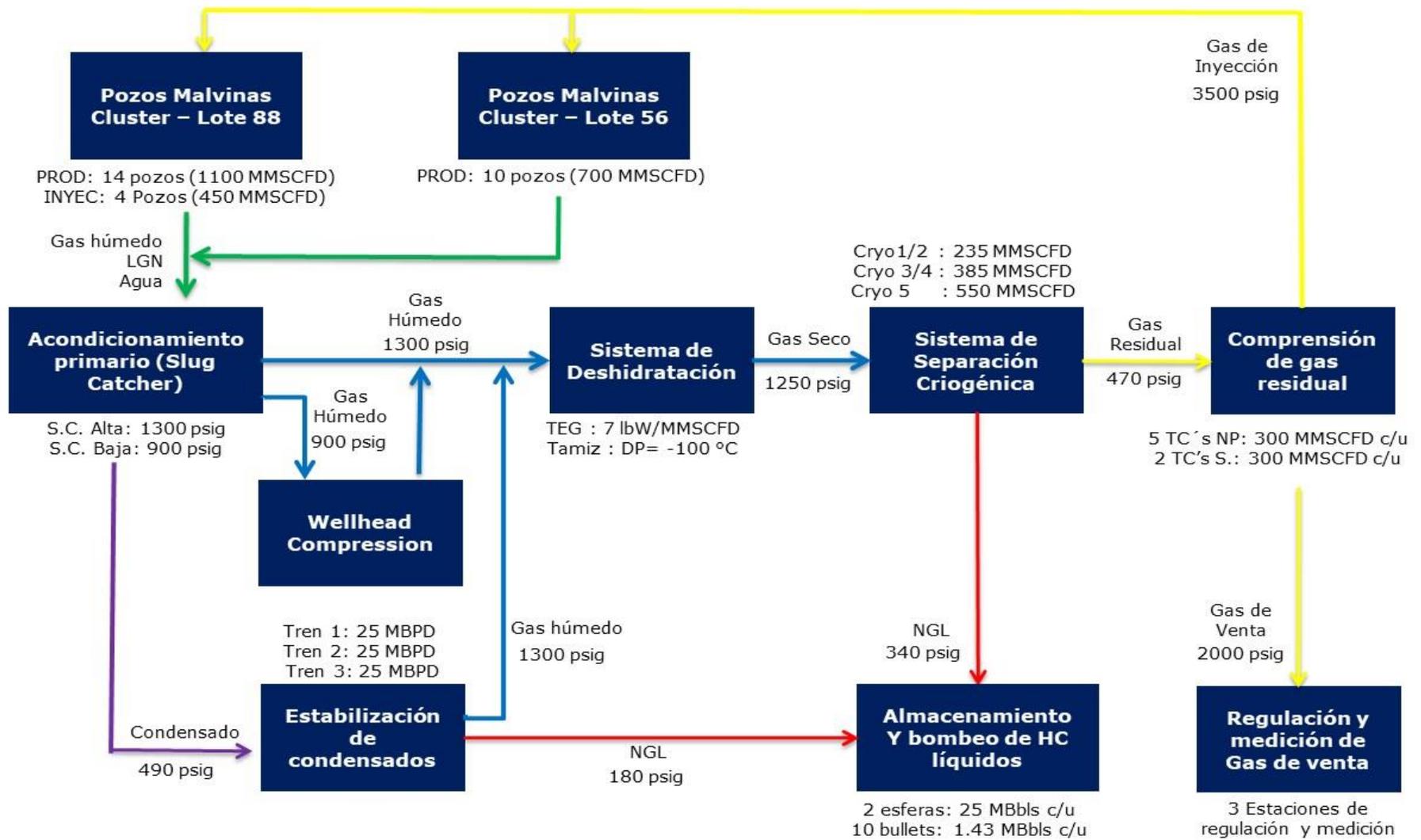


Figura 14: Resumen en bloques del proceso de tratamiento del gas natural – Planta de gas

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Estabilización de condensado.

El gas proveniente de los yacimientos, a través de los gasoductos, separados previamente en un Slug Catcher en donde se realiza una separación primaria, la fase líquida es filtrada para retener partículas sólidas, posteriormente es derivado a las unidades de estabilización de condensado, proceso que tiene por finalidad retirar el agua presente en el hidrocarburo líquido, mediante el uso de equipos separadores y por efecto de reducción de presión entre un equipo a otro, tras remover el agua en fase líquida, el fluido ingresa a una columna de rectificación, donde se dará la separación física de los componentes más ligeros, de los menos volátiles, por vaporización parcial del condensado en las diferentes secciones de la columna de rectificación continua.

El condensado fluye en forma descendente por gravedad, mientras que los gases ascienden por la columna para entrar en contacto con el condensado líquido en cada uno de los platos, intercambiadores de calor adosados a la columna calentaran el condensado que llega al plato inferior de la columna a una temperatura de 350 F°, este calentamiento dará la especificación final al producto, que en adelante será denominado líquidos de gas natural (NGL), los cuales son derivados hacia un sistema de almacenamiento para su posterior bombeo a través de poliductos hasta una planta de fraccionamiento en la cual se obtendrán derivados como; Gasolina, GLP, Diesel, Nafta.

La figura N°15, muestra una planta de estabilizadora de condensado del complejo de procesamiento de gas Malvinas – Camisea



Figura 15: Planta de estabilización de condensado

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Deshidratación del gas:

La deshidratación del gas natural, juega un rol importante en la producción de gas natural, se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas desde el yacimiento, este proceso es necesario para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas y se puede realizar mediante la

combinación del uso de un desecante en procesos de absorción mediante Trietilenglicol (TEG) y mediante adsorción continua en tamices moleculares.

La remoción de vapor de agua, previene la formación de hidratos del gas, la cual puede formarse en el proceso criogénico (son cristales formados por la combinación de agua con hidrocarburos livianos como; butano, propano, etano y metano y/o gases ácidos CO y HS), disminuye la corrosión en las tuberías y mejora la eficiencia en las mismas, ya que reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea. La figura N°16, muestra los procesos de absorción con trietilenglicol y adsorción mediante tamices moleculares, en ellos se despoja del vapor de agua a una concentración del orden de > 0.02 ppm, asegurando la totalidad del despojo de vapor de agua.



Figura 16: Procesos de Deshidratación

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Separación Criogénica del gas:

El gas deshidrato con una concentración ínfima de vapor de agua, no significativa >0.02 ppm, está en condiciones de dirigirse al proceso criogénico en donde se extraerá los líquidos del gas natural, existe una variedad de tecnologías patentadas, sin embargo una de las más eficiente obedece a la patente de Orlof, la cual utiliza un proceso de Turboexpansión criogénica en donde se alcanza temperaturas de -100 °F, la cual consiste en la combinación de enfriamiento y expansión isoentrópica, como resultado se reduce drásticamente la temperatura del gas, favoreciendo así la condensación de los componentes más pesados (trabajo realizado en equipos denominados Turbo Expander), seguidamente en una torre denominada Deetanizadora, se liberan por el tope los componentes más volátiles (metano, etano e inertes), obteniendo como producto de fondo la mezcla de hidrocarburos líquidos denominada C_{3+} (propano, butano y superiores), que posteriormente serán derivados al almacenamiento para su posterior bombeo a través de poliductos hasta una planta de fraccionamiento en la cual se obtendrán derivados como; Gasolina, GLP, Diesel.



Figura 17: Planta Criogénica
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

El Turbo expander, es un equipo rotativo, que emplea la energía potencial del gas y la convierte en energía cinética, este acoplado a un compresor, a fin de aprovechar la liberación de energía producto de la expansión del gas, en estos equipos se alcanza alta velocidades del orden de 15,000 RPM (Revoluciones por minuto). El turbo expander, es el corazón de la tecnología criogénica de recuperación de líquidos del gas natural.



Figura 18: Turbo Expander
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Compresión del gas.

El gas deshidrato y despojado de sus componentes líquidos (propano, butano, pentano y superiores), está en condiciones de ser comercializado en el mercado nacional, siendo transportados mediante gasoductos, usualmente a distancia superiores a los 500 Km, caso del Perú, para tal fin es necesario comprimir el gas a presiones superiores a las 2,000 Psig, la selección de estos equipos estará en función al caudal y presión requerida, los equipos más eficientes, debido a los altos caudales desplazados (250 MMscfd) y elevadas presiones (2,000 Psig), son los Turbocompresores, los cuales poseen compresores centrífugos adosados a un eje el cual recibe energía mecánica de una turbina, requiriendo aire del ambiente, seguidamente lo comprime y lo introduce en una cámara de combustión, allí se le agrega una cierta cantidad de combustible y este se quema,

seguidamente se produce la expansión de los gases la cual genera trabajo, parte se recupera para accionar el compresor axial y otra para activar al compresor centrífugo. La potencia generada por estos equipos varía en función a la presión de descarga requerida y caudal a desplazar, los equipos utilizados en Camisea generan 36,000 Hp de potencia y son de la marca Nuovo Pignone (Fabricación Italiana) y Siemens (Fabricación Alemana – Sueca)



Figura 19: Turbocompresor

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Almacenamiento de NGL.

Los líquidos del gas natural, procedentes de los procesos de rectificado (Unidades estabilizadoras y criogénicos), son almacenados en recipientes esféricos, para su posterior bombeo a través de poliductos hasta una planta de fraccionamiento en la cual se obtendrán derivados como; Gasolina, GLP, Diesel. La capacidad de almacenamiento varía en función a la capacidad de procesamiento de las instalaciones, para el caso de

Camisea el almacenamiento asciende a 50,000 bbl (Barriles de NGL) en dos esferas de 25,000 bbl de capacidad cada una.



*Figura 20: Esferas de almacenamiento de NGL.
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A*

Servicios auxiliares.

Las plantas de procesamiento de gas natural, requiere para su funcionamiento el suministro de; Generación y distribución electricidad, aire de instrumentos, drenajes y flare, gas combustible, generación y distribución de nitrógeno, aceite térmico, tratamiento de agua residual industrial, suministro de agua potable, sistema contra incendios, detectores de mezcla explosiva de gas, sensores de fuego.



Figura 21: Turbogeneradores

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Sistema de control (HMI) y seguridad.

El sistema de control, está compuesto por controladores, estaciones de trabajo (Desktop), servidores e instrumentación de campo, vinculados entre sí, a través de una red de control. Mientras que el sistema de seguridad, se puede definir como el conjunto de sensores, resolutores de lógica, y elementos finales de control combinados con la finalidad de llevar al proceso a un estado seguro, cuando se alcance una condición predefinida. Debido a que el sistema de seguridad, es diferente al sistema de control, las redes de comunicación están separadas entre sí. En las Figuras N° 22 y 23, se muestra las redes de comunicación y elementos de control y seguridad respectivamente.

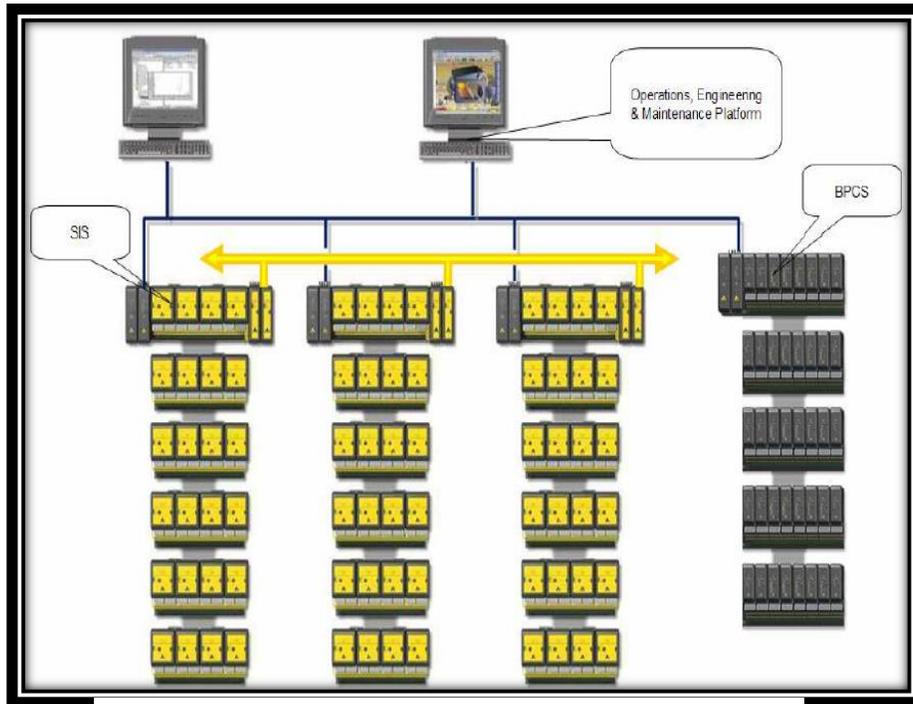


Figura 22: Sistema de Control y Seguridad de Proceso
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

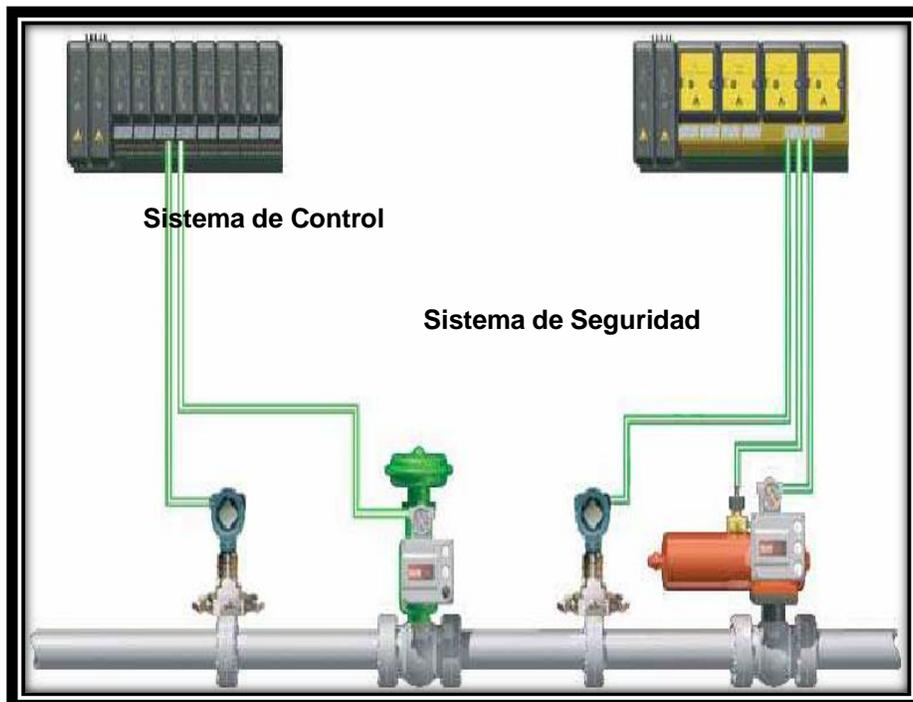


Figura 23: Elementos de Control - Proceso y Seguridad
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

La interface Hombre-Máquina (HMI), es un Software el cual tiene como función principal el monitoreo, supervisión y control del proceso, así mismo contiene herramientas para realizar un control fino del proceso (alarmas, históricos), a continuación, se define dichos términos.

- **Monitoreo;** mediante el cual se puede obtener y mostrar datos de planta en tiempo real, dichos datos se muestran mediante; números, textos, gráficos, los cuales permiten ser interpretados fácilmente.
- **Supervisión;** esta función permite junto con el monitoreo la posibilidad de ajustar las condiciones del proceso directamente desde la computadora (consola de control).
- **Control;** es la capacidad de aplicar cálculos los cuales ajustan los valores del proceso y así mantener las variables del proceso dentro de ciertos límites.
- **Alarmas;** capacidad de reconocer eventos excepcionales dentro del proceso y reportar dichos eventos, Las alarmas son reportadas basadas en límites de control preestablecidos.
- **Históricos;** es la capacidad de mostrar y almacenar datos del proceso a una determinada frecuencia

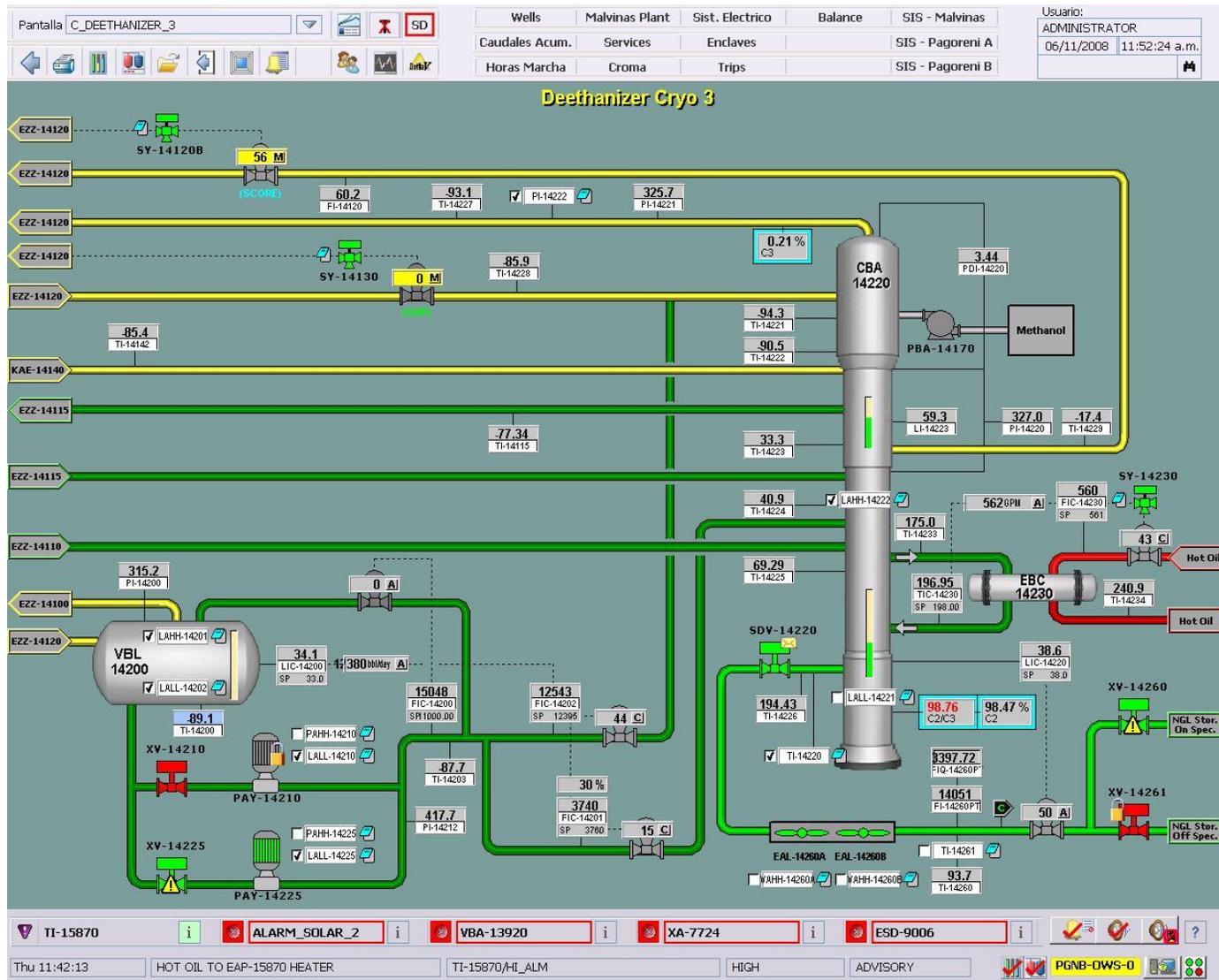


Figura 24: Interface Hombre - Máquina (HMI)

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Capítulo iii. Descripción de la experiencia

Mi ingreso a la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A. se remonta al año 2004, desde entonces me he desempeñado en diversas áreas operativas. Mi experiencia consta de 02 etapas, la 1era como operador de producción con una formación técnica y la 2da como supervisor de producción, mediante una formación universitaria, a continuación, detallo cada una de ellas.

1era etapa (Año 2004 – 2012), se da como egresado del instituto de petróleo y gas natural de la universidad nacional de ingeniería. Desempeñándome como operador de producción, donde pude poner en práctica mis conocimientos técnicos. Mi función recayó en la operación desde campo de los clusters San Martín 1 y 3, correspondiente al yacimiento del lote 88. Entrenamiento y operación de unidades de turbo expansión criogénica, Turbocompresores y generadores a gas, sistema de estabilización de condensado, sistemas auxiliares, tales como; compresores de aire, generadores de nitrógeno, hornos de hot oil, planta de tratamiento de agua residual industrial y tratamiento de Agua Potable. En el año 2008, ascendí a la posición de operador de sala de control; desempeñándome en la operación del complejo, mediante el sistema de control de procesos Delta V-SIS, controlando los procesos de; Extracción (25 pozos productores y 03 pozos re inyectores), Procesamiento de gas (05 trenes criogénicos de 1,769 MMscfd en total, 03 plantas estabilizadoras de condensado de 42,000 bbl/día de capacidad de procesamiento, Compresión de gas (07 Turbocompresores de 36,000 HP), generación de energía eléctrica (07 Turbogeneradores a gas Solar Centauro 50 de 28 MW en total), así como en la operación de equipos auxiliares indispensables para la operación de la planta.

2da Etapa (2012 – Presente), se desarrolla como egresado en Ingeniería industrial de la Universidad Privada del Norte (Sede Trujillo). Desempeñándome como supervisor de producción de pozos (Año 2012 – 2016), desde esta posición pude poner en práctica conocimientos adquiridos como resultado de mi formación universitaria en ingeniería Industrial, los cuales me permitieron; analizar, interpretar, comprender, diseñar, programar, operar, controlar sistemas productivos, gestionar, implementar y establecer estrategias de optimización, con el objetivo de lograr el máximo rendimiento de los procesos de extracción y tratamiento de gas natural. En esta etapa mi función recayó, en la planificación, control de producción, optimización de la extracción de pozos, completación de pozos, pulling, testing, workover y transporte mediante gasoductos (264 km) de los yacimientos de gas del lote 56 y 88. Dirección de personal (24 operadores de campo), cumpliendo las políticas de medio ambiente, seguridad industrial y responsabilidad social empresarial asumidas por la organización.

En la actualidad me desempeño como supervisor de producción procesos (2016 – Presente). Responsable de planificación, optimización, control de la producción del complejo de separación de gas natural de Camisea, mediante el procesamiento de gas natural de los yacimientos del lote 56, 57 y 88, con una producción ascendente a 1,769 MMscfd (Gas Natural) y 92,000 bbl/día (NGL). Dirección de personal (59 operadores de campo y 21 operadores de sala de control). Referente operativo, realice pruebas de aceptación del nuevo sistema de seguridad de procesos HIMA en Mannheim – Alemania (2018). Asistencia de puesta en marcha de la planta de gas “EPF La Calera” en Neuquén – Argentina, yacimiento vaca muerta (2019). Realizó reemplazos a la superintendencia de producción desde el año 2018.

Optimización de los Procesos

La importancia de la optimización de los procesos en la industria del gas natural, radica en la obtención de las mejores condiciones para el manejo del fluido producido, del mismo modo, implica la realización de actividades y trabajos con mayor rapidez y eficacia de manera programada y planificada, en donde, se puedan identificar parámetros, variables y demás problemas, que puedan llegar a afectar el proceso de manejo de la producción, todo lo anterior, con el objetivo de realizar algunas propuestas de intervención o implementar posibles soluciones de manera, eficiente, rápida, sencilla y económicamente rentable, para la maximización de la producción y basados en una disminución de los costos de inversión.

En congruencia con lo anterior, describiré la optimización que realice al proceso de gas natural del complejo de procesamiento Camisea, el cual consistió en la optimización de los productos químicos utilizados en el tratamiento del gas natural el cual se desarrolló en el año 2016 y que, en la actualidad continua en funcionamiento, manteniendo los resultados y beneficios económicos.

3.1 Optimización de producto químico trietilenglicol (TEG)

El trietilenglicol (TEG), es un desecante utilizado para absorber el agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas desde el yacimiento. La remoción de vapor de agua previene la formación de hidratos del gas (son cristales formados por la combinación de agua con hidrocarburos livianos como; butano, propano, etano y metano y/o gases ácidos CO y HS), disminuye la corrosión en las tuberías y mejora la eficiencia en las mismas.

El gas proveniente de los yacimientos de los lotes 56 y 88, presenta un contenido de 55 lb. de H₂O / MMscf (Millón de pie cubico estándar de gas) al ingresar en contracorriente con el trietilenglicol con una concentración de 99.6 % en equipos denominados torres contactoras, removerá dicho contenido de agua hasta obtener valores de 6 lb. de H₂O / MMscfd (Millón de pie cubico estándar de gas por día). En la torre contactora se obtendrá dos productos; por el tope gas semi – seco y por el fondo de la torre se obtendrá glicol rico en contenido de agua, el cual será derivado hacia el sistema de regeneración de glicol. La figura N°25, muestra a la torre contactora de trietilenglicol.

El glicol rico en contenido de agua, procedente de la torre contactora, se derivará a un sistema de regeneración para ser acondicionado recuperando su pureza de 99.6%, mediante filtración y calentamiento en un rehervidor alcanzado temperaturas de 390 °F, evaporando así el agua removida del gas natural. La figura N°26, muestra a una planta de regeneración de Trietilenglicol.



Figura 25: Torre Contactora de Trietilenglicol
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A



Figura 26: Planta de Regeneración de Trietilenglicol
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

El consumo teórico de trietilenglicol (Tecnología Orlof, patente adquirida por Pluspetrol Perú Corporation S.A), asciende a 0.20 Galones/MMscf, las causas del consumo, son las siguientes:

- Arrastre de trietilenglicol por el gas natural húmedo, este efecto se origina en la torre contactora de TEG, donde ambos productos están en contacto.
- Evaporación por calentamiento, esta condición se origina por el calentamiento al que es sometido el trietilenglicol para ser regenerado (390°F), a fin de despojar el agua absorbida en la torre contactora de TEG.

- Lubricación de Bombas Reciprocantes, se genera un goteo de trietilenglicol para lubricar los pistones de la bomba a razón de; 20 gotas / minuto.

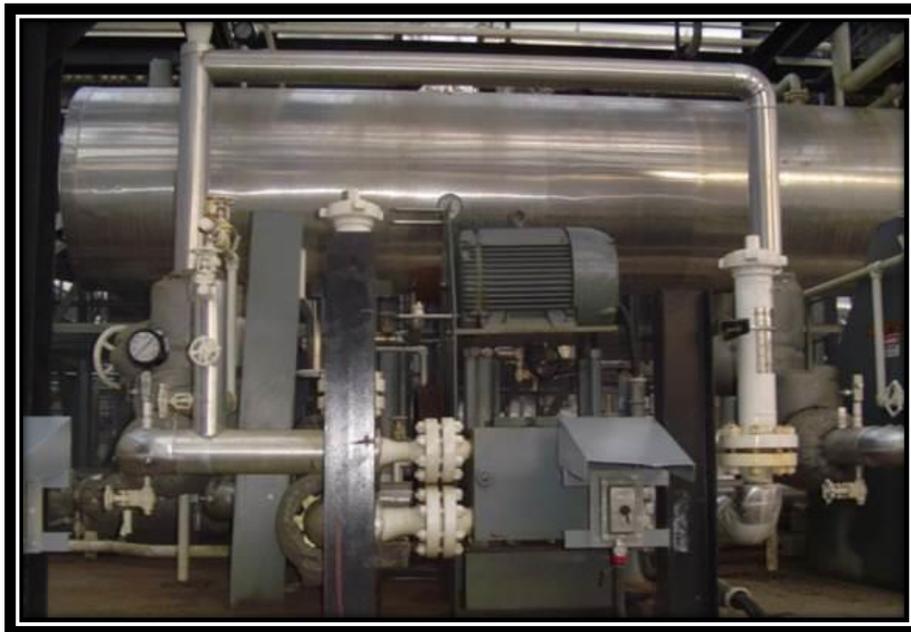
La planta de procesamiento de gas natural Malvinas – Camisea, posee 05 trenes criogénicos con sus respectivos sistemas de regeneración trietilenglicol, el caudal procesado asciende a 1,752 MMscfd, por lo que se requerirá el uso de 350 galones/día de trietilenglicol a un costo de 12.4 \$/Galón. En tabla N°3, se muestra información del consumo real de Trietilenglicol y el costo asociado, correspondiente a los años 2013 al

Año	Consumo TEG (Gal)	Costo (\$)	2019.
2013	130,350	1'616,100	Tabla 3: Consumo y Costo de Trietilenglicol - Año 2013 al 2019
2014	126,060	1'562,912	
2015	113,960	1'412,289	
2016	115,940	1'437,442	
2017	96,000	1'190,400	
2018	94,564	1'172,594	
2019	113,990	1'413,476	
Total	382,813	8'534,213	

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

3.1.1 Análisis de información

En función al conocimiento de las causas del consumo de trietilenglicol y con la finalidad de optimizar el proceso de una manera eficiente, rápida, sencilla y económicamente rentable, se toma acción sobre el trietilenglicol utilizado como lubricante en los pistones de la bomba recíprocante, el cual se colectaba en cilindros y posteriormente se trataba como residuo peligroso, generando gastos por el transporte y tratamiento del residuo peligroso. La figura N° 27, muestra el sistema de bombeo recíprocante el cual utiliza el medio del producto como lubricante para los pistones de la bomba.



*Figura 27: Bomba Recíprocante de Trietilenglicol
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A*

3.1.2. Implementación de recuperación de trietilenglicol residual

La optimización consiste en recuperar el despojo del producto químico, almacenarlo, filtrarlo y regresarlo al proceso para su regeneración y posterior uso, reduciendo así el consumo de nuevo producto al sistema. Para tal fin fue necesario adquirir equipos y accesorios con los que se contaba en el almacén de la compañía. La tabla N°4, detalla la lista de materiales y el costo asociado, así mismo en la figura N° 28, se muestran estos equipos y accesorios utilizados en el proyecto de optimización.

Tabla 4:
Lista de Materiales y costo.

Fuente: Elaboración Propia

Equipos	Costo (\$)
01 Bomba neumática de diafragma de 20 HP	2,500
05 Recipientes de 55 gal	250
01 Filtro “y” de ¾” .	45
Conexiones para colectar despojo de TEG hacia recipiente	150
Conexiones para transferir producto colectado hacia sistema de regeneración de TEG.	100
Total	3,000



Figura 28: Equipos y Accesorios a Utilizar en la Optimización

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

3.1.3 Metodología de recuperación de trietilenglicol residual

Derivar el despojo del producto químico, utilizado como lubricante en los pistones de la bomba reciprocante en cilindros plásticos de 55 galones de capacidad, proveyéndolos de un respiradero para el ingreso de presión positiva, una vez alcanzado el 50% de nivel, realizar el muestreo y posterior análisis de; concentración de glicol (< 85% Vol.), pH (Entre 6 y 9.5), sedimentos, solidos suspendidos a 25 un (>200 mg/l) y sin presencia de hidrocarburo, se procederá a cambiar de cilindro para recuperar el producto a una unidad criogénica, mediante una bomba neumática y las conexiones provistas para su filtración y descarga al sistema de regeneración de TEG de la unidad seleccionada, para ser regenerado en el proceso mediante calentamiento en un rehervidor del propio sistema, despojando la humedad, alcanzando una pureza de 99.5% Vol. de concentración, para

finalmente utilizarlo en el sistema de absorción. La figura N°29, muestra el procedimiento realizado por un operador al recuperar el TEG residual.



Figura 29: Procedimiento de Recuperación de TEG Residual
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

3.2 Optimización de producto químico inhibidor de corrosión (Becorin)

En las instalaciones del complejo de procesamiento de gas natural Malvinas -Camisea (Flow Line, Slug Catcher), se usa un inhibidor de corrosión soluble en agua, de marca; Becorin DGR-1080 (Alquil – Amina), dentro de sus principales características, tienen la propiedad de adherirse sobre las superficies metálicas por adsorción, proporcionando una película protectora que detiene la reacción corrosiva.

El proceso corrosivo, se da por la oxidación del hierro, para tal fin se monitorea la diferencia de hierro disuelto (mg/l) entre el ingreso y la salida del sistema (Slug Catcher – Unidades estabilizadoras), el rango máximo establecido por la corporación, asciende ΔFe

10 mg/l. La figura N°30, muestra el grado de corrosión en una tubería de acero al carbono.

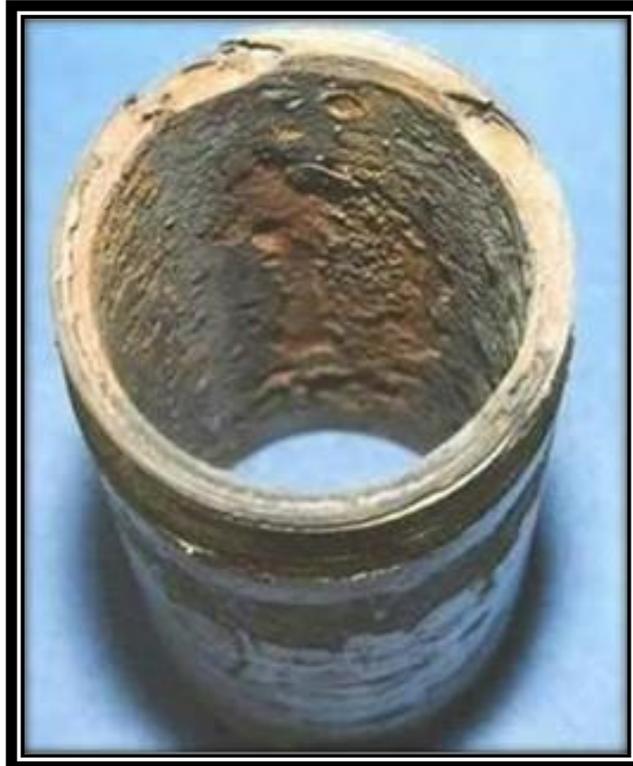


Figura 30: Corrosión en Tubería de Acero al Carbono

Fuente: Internet

La dosificación del inhibidor de corrosión establecida desde el inicio de la operación año 2004 hasta el año 2016, fue de 70 litros/día, el costo de este producto asciende a 5.61 USD/Lt. El gasto por año ascendió a 143,330 USD.

3.2.1 Análisis de información

En función a los límites máximos permisibles de diferencial de Fe, el cual asciende a 10 mg/l, se realizaron monitoreo de la condición actual de la concentración al ingreso de

cada flowline al slug catcher y unidad estabilizadora de condensado, respectivamente, a fin de determinar la posibilidad de reducir la inyección de inhibidor de corrosión, manteniendo el diferencial establecido por el área de integridad. La figura N°32, muestra el sistema de monitoreo de corrosión



Figura 31: Sistema de monitoreo de corrosión

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Los resultados obtenidos por control de calidad, mostraron un promedio en Δ Fe para el Slug C atcher de Δ 4.6 mg/l. La figura N°32, muestra el kit utilizado para determinar la concentración de Fe en las corrientes de ingreso a planta procedente de los yacimientos.



*Figura 32: Kit de Laboratorio Para Determinar la Concentración de Hierro
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A*

3.2.2 Reducción de Inyección de Inhibidor de Corrosión

En función a los resultados obtenidos, se procedió a reducir el régimen de inyección de inhibidor de corrosión en 15%, pasando de 70 litros/día a 60 litros/día, manteniendo el diferencial de Fe en 10 mg/l. Se realizó un 2do muestreo, obteniendo un Δ Fe de 7.5 mg/l. Resultados dentro del rango máximo Δ 10 mg/l.

Estabilizado el sistema, se realizó una 2da reducción de inyección, pasando de 60 litros/día hacia 50 litros/día. obteniendo resultados elevados de Δ Fe de 15 mg/l. Se incrementó dosificación hacia 60 Litros/día, a fin de mantener el rango máximo de Δ Fe en 10 mg/l como máximo, de acuerdo a recomendación del área de integridad.

Capítulo iv. Resultados

La optimización de recuperar el Trietilenglicol residual, se realizó en el mes de julio del año 2016, desde entonces ha permitido un ahorro a la compañía de 2.18 % del presupuesto anual del área de producción en este producto químico, equivalente a 113,282 USD, solo por la no adquisición de este producto químico nuevo, adicionalmente hay una reducción significativa de los costos asociados, por la no disposición del producto residual como residuo peligros. En la Tabla N° 5, se consigna el volumen recuperado y el ahorro obtenido desde la implementación de la optimización.

Tabla 5:
Volumen TEG residual recuperado y ahorro obtenido

Año	TEG Recuperado (Gal)	Ahorro (\$)
2016	2,218	27,499
2017	3,075	38,124
2018	2,484	30,797
2019	1,360	16,861
Total	9,137	113,282

Fuente: Elaboración Propia

La optimización en la reducción de inhibidor de corrosión, manteniendo el máximo diferencial de Fe de 10 mg/l, establecidos por el departamento de integridad de la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, se realizó en el mes de noviembre de año 2016, desde entonces ha permitido un ahorro a la compañía del 14.29 % del presupuesto anual de este producto químico, equivalente a 63,113 USD. En la Tabla N°6, se consigna el volumen y dinero ahorrado, obtenido desde la implementación de la optimización.

Tabla 6:
Volumen de Inhibidor de Corrosión No Utilizado y Ahorro Obtenido

Año	Volumen de Inhibidor no Inyectado (litros)	Ahorro (\$)
2016	310	1,739
2017	3,650	20,477
2018	3,650	20,477
2019	3,650	20,477
Total	11,250	63,113

Fuente: Elaboración Propia

Capítulo v. Conclusiones

El presente informe de suficiencia profesional, ha descrito de una manera didáctica el proceso productivo para la obtención del gas natural, desde su extracción, tratamiento y transporte, con la finalidad de que los lectores, no necesariamente especializados en el sector, puedan tener el conocimiento básico de los procesos utilizados para la obtención del gas natural.

La importancia de la optimización de los procesos de gas natural, radica en la obtención de las mejores condiciones para el manejo del fluido producido, del mismo modo, implica la realización de actividades y trabajos con mayor rapidez, eficacia de manera programada y planificada, en donde, se puedan identificar parámetros, variables y demás problemas, que puedan llegar a afectar el proceso de manejo de la producción, con el objetivo de realizar propuestas de intervención o implementar posibles soluciones de manera; eficiente, rápida, sencilla y económicamente rentable, para la maximización de la producción, basado en una disminución de los costos de inversión.

Mediante la implementación de los procesos de optimización, realizada en la operación de la planta de tratamiento de gas natural Malvinas – Camisea, operada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A. Se obtuvo una reducción de 2.18 % y 14.29% desde el año 2016 al 2019, con respecto al presupuesto anual de producción utilizado para la adquisición de los productos químicos; Trietilenglicol e Inhibidor de Corrosión, equivalente a 113,282 y 63,113 USD, respectivamente. Este ahorro se mantendrá a lo largo de la concesión del proyecto (Año 2040). El costo de los equipos y materiales utilizados para ejecutar la optimización ascendió a 3,000 USD.

Recomendaciones

Se recomienda a la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, a ejecutar el mantenimiento de los equipos utilizados para la optimización referente a la recuperación del trietilenglicol residual, como son; Bomba neumática, filtro “Y”, conectores en general. Así mismo a seguir el procedimiento específico para la recuperación de TEG residual (Anexo N°1).

A la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, a continuar incentivando a sus colaboradores a ejecutar proyectos de optimización de la producción.

A las empresas procesadoras de gas natural, a optimizar el uso de productos químicos.

A las personas interesadas en el proceso productivo del gas natural, revisar el presente trabajo para obtener una visión didáctica del proceso de obtención de gas natural

Referencias

- CIA World Factbook. (2020). Mapa Comparativo de Reservas de Gas Natural- Probadas en el Mundo. Recuperado de <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/fields/273rank.html>
- Energy Information Administration (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Estados Unidos.
- International Energy Agency (2019). Are We Entering a Golden Age of Gas? World Energy Special Report. Recuperado de <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/topics/oil-gas-2018-outlook-asia>
- Osinerghmin. (2019). Libro del Gas Natural en Perú- Camisea. Lima, Perú: Gerencia de Fiscalización de Gas Natural- OSINERGMIN .
- Urquiza, M. e. (2010). *Sistemas Artificiales de Producción, Sistema de Producción*. Tabasco, México: Universidad Olmeca. Recuperado de <http://www.academia.edu/11194653/1>. El Sistema de Producción.

Anexos

Anexo 1. Procedimiento de Recuperación de TEG Residual	65
Anexo 2: Planilla Para Reporte del TEG Residual Recuperado	69

Anexo 1. Procedimiento de Recuperación de TEG Residual

PROCEDIMIENTO OPERATIVO RECUPERACIÓN Y REPOSICIÓN DE TEG RESIDUAL	Fecha de Emisión: 17/ 07/ 2016
	Revisión 1: Página 65 de 69
Pluspetrol Perú Corporation S.A – Planta de Gas Malvinas	Doc.: Procedimiento Operativo

1. OBJETIVOS

- El objetivo de este procedimiento es estandarizar los pasos a seguir, para realizar la reposición de TEG residual al sistema de regeneración.

2. ALCANCE

- Todo el personal involucrado en tareas de operación de la planta de Gas Malvinas

3. RESPONSABILIDADES

- De la Implementación : Supervisores de Producción.
- De la Aplicación : Operadores de Planta asignados a Criogénica

4. ANTECEDENTES

Durante la 1era semana de Abril de 2016, se realizó pruebas de laboratorio, a fin de evaluar la recuperación del TEG residual del skid de bombas del sistema de regeneración de glicol de las unidades criogénicas, obteniendo resultados satisfactorios, así mismo se corrigió la hermeticidad del sistema de drenaje y recolección de glicol residual en los 05 trenes criogénicos.

El TEG a recuperar se realizara mediante un sistema de bombeo adecuado en el skid de regeneración de glicol del tren criogénico N°1 (Bomba de diafragma, línea de succión y descarga, filtro de succión), a través del sumidero de glicol MJB-3280, posteriormente al revoiler de regeneración EBC-3130).

4. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

1:100 Condiciones Previas Requeridas:

Paso	Procedimiento	Riesgo	Precauciones
1	Realizar análisis del TEG residual del tope y fondo del cilindro, el mismo debe realizarse al 6to día de haberse iniciado su recuperación (Conectar cilindro vacío)	Se evidencia incremento de pH y, Humedad al 9no día.	El TEG a recuperar deberá ser analizado bajo los sgtes parámetros: Ph (7-9), Concentración (>94%), Densidad (1-2), Humedad (<9).
2	Evaluar resultados emitidos por Control de Calidad, con la asistencia del supervisor de producción.		
2	Transportar los cilindros con TEG residual hacia el skid de glicol de la unidad criogénica N°1, para su recuperación.	Incremento de pH y humedad del TEG residual al 9no día de exposición. Valores de 9 UpH favorecen la formación de espuma y emulsiones.	

1:200 Recuperación de TEG residual.

Paso	Procedimiento	Riesgo	Precauciones
1	Coordinar con el operador del tren criogénico N°1 , para acopiar el cilindro previamente analizado, en el lugar destinado para su reposición.		

2	La reposición se hará hacia el acumulador MBJ-3280 (glicol drain sump tank).	Sobre llenado	Maximo nivel operativo 50%, de ser necesario coordinar con sala de control para decrementar nivel.
3	Insertar succión de bomba neumática (Instalada en Patín de glicol) dentro del cilindro		
4	Abrir válvula del colector de drenajes de glicol, 1- VT 61(figura1)		
5	Abrir válvula a la descarga de bomba neumática ¾- CBA04 (figura1)		
6	Alinear aire de instrumentos para iniciar con la reposición.		
7	Terminado la reposición cerrar válvula de aire de instrumentos		
8	Coordinar con el operador de criogénica 1, para proceder a transferir glicol desde el acumulador MBJ-3280 hacia el revoiler EBG-3130		
9	Registrar planilla de recuperación de Glicol.		
10	24 horas después de recuperar el TEG al sistema de regeneración, se debe tomar una muestra de TEG pobre y TEG rico.	Evaluar parámetros de TEG.	
11	Verificar frecuentemente saturación de filtro en la succión de la bomba (figura 2-3)	Saturación por sólidos	Limpieza del filtro.

1:300 Anexos:

