

Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo



PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

**“Análisis Funcional de Operatividad y
Adecuaciones de Batería de Producción de
Crudo en Yacimiento Convencional”**

Autores:

Gálvez Aliaga, Natalia Eugenia.

Valdez, Miguel Alejandro.

Tutor: González Esteban

Agradecimientos

A nuestra familia y amigos, que nos han brindado su apoyo incondicional para poder cumplir todos nuestros objetivos personales, académicos y profesionales, impulsándonos a cumplir nuestras metas y siendo nuestro sostén en momentos difíciles.

A Esteban González y todo el equipo docente, quienes con su gran dedicación y pasión nos transmitieron no sólo conocimientos, experiencias y consejos, sino también forjaron en nosotros pensamiento crítico, perseverancia e inspiración.

A la Universidad Nacional del Comahue, especialmente la Facultad de Ingeniería que nos abrió sus puertas y brindó todas las herramientas necesarias para llegar a esta instancia final.

A nuestra ciudad de Salta, que nos vio crecer y emprender nuestro viaje en búsqueda de nuestros sueños.

Natalia y Alejandro.

Resumen

El presente proyecto tiene como objetivo analizar la eficiencia operativa de una batería de producción de hidrocarburos en un yacimiento convencional de la Cuenca Neuquina, y proponer mejoras para optimizar su rendimiento, mediante un análisis funcional de operatividad con el fin de identificar posibles riesgos y peligros en los procesos de producción, producto de desvíos respecto al diseño original de los mismos.

Para ello, se explicará la aplicación de la metodología HAZOP (Hazard and Operability) realizada por un equipo multidisciplinario que incluyó expertos en procesos, seguridad y salud ocupacional, medio ambiente, entre otros. Se expondrá el análisis de los diferentes escenarios posibles en la batería de producción, identificando los nodos críticos y evaluando los posibles riesgos asociados a cada uno.

Como resultado de este trabajo, se citarán diversas áreas de mejora en cuanto a la seguridad de los procesos, y se hará un enfoque en una serie de medidas preventivas y correctivas que se aplicaron en separadores generales y en el sistema de instrumentación de la batería de producción del yacimiento.

Como conclusión del análisis HAZOP, la identificación y evaluación de los riesgos potenciales en la batería, y la propuesta de medidas para prevenir y controlar los riesgos, se presentará el análisis del impacto en la seguridad y eficiencia en los procesos de producción y operación de la planta.

Palabras clave: HAZOP, riesgos, seguridad de procesos, procesos de producción.

Abstract

The objective of this project is to conduct a HAZOP (Hazard and Operability) analysis on a hydrocarbon production battery in a conventional reservoir of the Neuquen Basin in order to identify potential risks and hazards in the production processes due to deviations from the original design. To achieve this, the application of the HAZOP method will be explained, conducted by a multidisciplinary team including experts in processes, occupational health and safety, environment, among others. The analysis of the different possible scenarios in the production battery will be presented, finding critical nodes, and evaluating the potential risks associated with each one.

As a result of this work, various areas for improvement in terms of safety and process efficiency will be cited, with a focus on a series of preventive and corrective measures that were applied in general separators and in the instrumentation system of the production battery of the reservoir.

As a conclusion of the HAZOP analysis, the identification and evaluation of potential risks in the hydrocarbon production battery, and the proposal of measures to prevent and control risks, the impact analysis on the safety and efficiency of the production and operation processes of the plant will be presented.

Keywords: HAZOP, Improvement, process, analysis, simulation, evaluation.

Índice

Table of Contents

Agradecimientos II

Resumen III

Abstract IV

Índice V

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	Tema.....	1
1.2.	Objetivos.....	1
1.3.	Alcance.....	2
2.	METODOLOGÍA HAZOP	3
2.1.	Objetivos y estructura.....	3
2.2.	Definición de términos.....	4
2.3.	Descripción de la metodología	5
3.	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	13
3.1.	Operaciones de producción.....	13
3.2.	Baterías de producción	14
3.3.	Descripción general	15
3.4.	Colectores de producción.....	16
3.5.	Separadores generales.....	17
3.6.	Sistemas de seguridad	19
3.7.	Separadores de control	29
3.8.	Tanques	30
3.9.	Bombas	32
3.10.	Batería Indio Comahue	38
3.11.	Colector de entrada	39
3.12.	Módulo de Separación	39
3.13.	Módulo de Compresión.....	40
3.14.	Módulo de Deshidratación	41
3.15.	Módulo de almacenamiento y bombeos.....	41
3.16.	Sistema de Venteos	42
3.17.	Sistema de Aire de Instrumentos.....	42

3.18.	Sistema de gas combustible	42
3.19.	Sistema de drenajes abiertos	42
4.	DESARROLLO DEL ESTUDIO	43
4.1.	Introducción	43
4.2.	Nodos.....	43
4.3.	Reseña intención de diseño.....	44
4.4.	Aplicación de palabras guía.....	46
4.5.	Resultados y recomendaciones.	56
5.	EJECUCIÓN DE RECOMENDACIONES.....	58
5.1.	Análisis del contexto.....	58
5.2.	Estrategia de adecuación	59
5.3.	Ejecución de obras	59
6.	CONCLUSIONES.....	61
7.	Anexos.....	62
7.1.	Resultados totales	62
8.	Bibliografía	69

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Tema

La producción de hidrocarburos es una actividad industrial compleja que involucra múltiples procesos y equipos interconectados. Cada uno de ellos está diseñado para operar bajo ciertas condiciones particulares, las cuales son parámetros de entrada para la ejecución del diseño de cada instalación.

La implementación de medidas preventivas para evitar situaciones peligrosas y minimizar los riesgos asociados a estas actividades, es fundamental para garantizar la seguridad del personal operativo y la integridad de los procesos.

En este sentido, un Análisis Funcional de Operatividad (HAZOP, por sus siglas en inglés) se convierte en una herramienta muy potente, permitiendo identificar los posibles riesgos asociados a un proceso o un conjunto de ellos, evaluar su severidad y proponer medidas preventivas para controlarlos. Esta técnica se ha utilizado ampliamente en la industria petrolera para analizar y mejorar la seguridad y eficiencia de los procesos.

En la ciudad de Neuquén, Argentina, se encuentra una batería de producción de crudo que tiene como objetivos principales colectar la producción bruta de los yacimientos de la zona, determinar la producción de éstos mediante mediciones físicas, realizar una separación primaria de los mismos y enviar la producción a las correspondientes PTC y PTG.

1.2. Objetivos

Objetivo general

El objetivo que persigue el presente trabajo es el de realizar un estudio para la identificación de peligros basados en desviaciones críticas a las condiciones normales de operación o diseño, semi cuantificado con matriz de riesgos, para las instalaciones asociadas al procesamiento de campo de crudo, en un yacimiento de tipo convencional.

Objetivos específicos

1. Investigar sistemáticamente como los procesos pueden desviarse de su intención de diseño.
2. Detectar riesgos, sus causas, consecuencias, medidas de protección y realizar las recomendaciones pertinentes.
3. Definir prioridad en función de la criticidad y factibilidad para la implementación de modificaciones basadas en resultados del estudio.

1.3. Alcance

En el presente trabajo se realizará una descripción de los equipos asociados a una batería de producción de hidrocarburos, como también una descripción paso a paso de la metodología aplicada.

No se detallará mediante documentos técnicos, como ser hojas de datos, manuales de diseño, filosofía de operación, P&ID ni fotografías, respetando la confidencialidad de información de las organizaciones involucradas.

Posteriormente se enumerarán las recomendaciones finales del estudio y realizará una descripción operativa de la ejecución de algunas de estas recomendaciones.

2. METODOLOGÍA HAZOP

El HAZOP - “Hazard and Operability Study”, en español AFO – “Análisis Funcional de Operatividad”, es una metodología estructurada y sistemática de identificación de los peligros asociados a un proceso y de valoración del orden de magnitud de los riesgos.

El estudio se basa en la premisa de que los riesgos, accidentes o problemas de operatividad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya sea que se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la metodología consiste en evaluar en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso.

El método surgió en 1963 en la compañía Imperial Chemical Industries, que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente, se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

Esta metodología también está recomendada por el CCPS (Center for Chemical Process Safety) del AIChE (American Institute of Chemical Engineers), en la Norma API 750 del American Petroleum Institute. En Argentina, es reconocida como una metodología avalada por la SRT en su resolución 743/2003 "Registro Nacional Para la Prevención de Accidentes Industriales Mayores".

2.1. Objetivos y estructura

El objetivo básico del HAZOP es la conformación de un escenario de pérdidas y daños que amenazan ya sea a las **personas**, el **medio ambiente**, las **instalaciones** y/o la capacidad de **producción**.

Este objetivo básico se complementa con un cierto grado de evaluación de la probabilidad de las **causas** y de la severidad de las **consecuencias**, lo que de hecho es una ayuda para determinar las prioridades y la importancia relativa de los cambios que el equipo pueda recomendar para eliminar las causas, reducir las consecuencias, o proveer protección contra las mismas.

Se procede a identificar riesgos que podrían interferir en la operación eficiente de un proceso, estimulando la imaginación de un equipo multidisciplinario en una forma sistemática.

Este equipo se compone por personal con los siguientes cargos:

- Líder de estudio HAZOP: Se encarga de coordinar y dirigir el estudio HAZOP, asegurando que se siga el procedimiento correctamente y que se alcancen los objetivos del estudio.
- Facilitador: Colabora con el líder del estudio HAZOP en la organización de las reuniones, facilitando la comunicación entre los miembros del equipo y manteniendo el enfoque en el análisis de los riesgos.
- Expertos técnicos: Incluyen ingenieros de diferentes disciplinas (como ingeniería química, mecánica, facilities, etc.) que aportan desde su experiencia específica en el proceso que está siendo evaluado.

- Supervisores y operadores de planta: Tienen experiencia práctica en la operación de la planta y pueden proporcionar información valiosa sobre los posibles riesgos y problemas operativos.
- Especialistas en seguridad y salud ocupacional: Aportan conocimientos sobre normativas de seguridad, procedimientos de emergencia y mejores prácticas en salud ocupacional para garantizar que se aborden adecuadamente los riesgos para la salud y la seguridad de los trabajadores.
- Especialistas en medio ambiente: Ayudan a evaluar los posibles impactos ambientales de los riesgos identificados durante el estudio HAZOP.
- Otros expertos pertinentes: Según sea el tipo de proceso y de los riesgos específicos asociados, pueden requerirse otros expertos, como especialistas en control de procesos, análisis de riesgos, etc.

La descripción de este proyecto se realizó en marco al programa de entrenamiento de jóvenes profesionales de la empresa operadora, desde un punto de vista de ingeniería/supervisión de operaciones de producción.

El sistema de análisis requiere que las instalaciones objeto del estudio sean divididas en “Segmentos” o “Nodos” los cuales deben ser analizados uno por uno.

Para cada uno de ellos, se analizarán todas las desviaciones posibles de las variables de proceso, se investigan las posibles causas y consecuencias de este, se define el nivel de riesgo del evento analizado y se definen las recomendaciones con el objetivo de minimizar el riesgo de la instalación y/o eliminarlo.

2.2. Definición de términos

ALARP (As Low As Reasonably Practicable): Tan bajo como sea razonablemente posible. Para que un riesgo sea ALARP, debe ser posible demostrar que los costos involucrados en una reducción del riesgo adicional son totalmente desproporcionados al beneficio obtenido en caso de aplicarse. Puede interpretarse como un riesgo “tolerable” por la organización.

BPCS: Basic Process Control System, es un sistema de control utilizado en entornos industriales para supervisar y controlar procesos de fabricación y operaciones.

Cambios: Medidas a ser implementadas para controlar los riesgos identificados, eliminando causas o reduciendo las consecuencias.

Causa: Razón directa por la que pueden ocurrir desviaciones. Pueden ser fallos humanos; de equipos o externos al proceso.

Consecuencias: Resultado de las desviaciones, si ocurriesen.

Desviación: Es una de las posibles formas en las que las condiciones de proceso pueden salirse de los límites de operación normal establecidos como intención del diseño/proceso.

Intención de Diseño: Es la forma en la que se espera que opere el nodo, y en la que se indican los rangos operativos normales de los parámetros más significativos (caudal, presión,

temperatura, etc.).

Límites Operativos Seguros: El conjunto de límites y condiciones de los parámetros de proceso dentro de los cuales el diseño de la instalación provee un nivel aceptable de riesgo.

LOPA (Layers of Protection Analysis): es un método utilizado para evaluar escenarios de altas consecuencias, con mayor precisión que la matriz de riesgo.

MOC (Management of Change): es una buena práctica utilizada para asegurar que los nuevos peligros de Salud, Seguridad y Medio Ambiente originados cuando la organización realiza cambios.

Nodo o Segmento: Es una sección específica del proceso en las que se evalúan los desvíos en la intención de diseño.

P&ID (Piping and Instrumentation Diagram): es un diagrama que muestra el flujo del proceso en las tuberías, así como los equipos instalados y el instrumental.

Palabra Guía: Sugiere una modificación simulada de un Parámetro.

Parámetros: Son aquellas magnitudes, funciones, componentes, incluidos en la descripción de la intención de diseño.

Peligros: Fuente, situación o acto con potencial para causar daño o lesiones.

Proceso: Cualquier instalación o actividad que involucre la posibilidad de liberación de una sustancia peligrosa con potencial de dañar a las personas, los activos o el medio ambiente.

PSV: Pressure Safety Valve, tiene como función principal proteger equipos y sistemas de presión contra posibles daños debido a un aumento incontrolado de la presión.

PTC: Planta de tratamiento de crudo, conjunto de instalaciones para tratamiento y acondicionamiento de crudo en función de las especificaciones de venta.

PTG: Planta de tratamiento de gas, conjunto de instalaciones para tratamiento y acondicionamiento de gas en función de las especificaciones de venta.

Riesgo: Combinación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso y la severidad del daño o deterioro de la salud que el mismo puede causar.

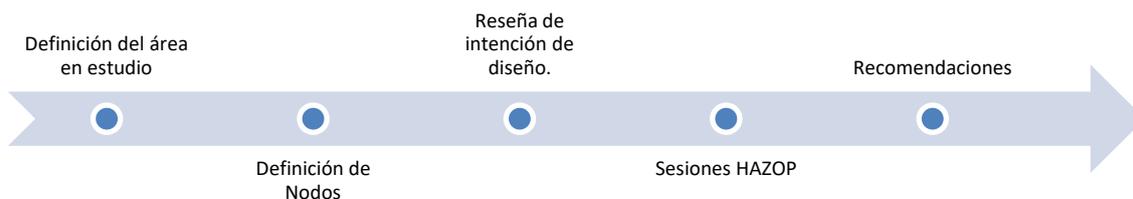
Salvaguardas: Sistema o barrera físico o procedimental, utilizado para prevenir o minimizar los riesgos existentes.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition, sistema utilizado en entornos industriales y de control para supervisar, controlar y adquirir datos en tiempo real de procesos y dispositivos distribuidos.

SRT: Superintendencia de Riesgos del Trabajo, es un organismo que depende del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación Argentina. Tiene como objetivo garantizar el efectivo cumplimiento del derecho a la salud y seguridad de la población cuando trabaja.

2.3. Descripción de la metodología

Un estudio HAZOP cuenta de las siguientes etapas:



Definición del área en estudio

Consiste en delimitar las áreas de aplicación del estudio, tanto de las instalaciones como del personal involucrado.

Para la correcta identificación de escenarios peligrosos se requieren los conocimientos y habilidades combinadas de un equipo multidisciplinar de personas. La participación de las áreas que operaran las instalaciones es fundamental para que el estudio sea productivo y los escenarios creíbles.

Definición de los nodos

En cada uno de estos subsistemas o líneas se deberán identificar una serie de nodos o puntos claramente localizados en el proceso.

Cada nodo deberá ser identificado y numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido del proceso para mejor comprensión y comodidad. La técnica HAZOP se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nodo vendrá caracterizado por variables de proceso: presión, temperatura, caudal, nivel, etc.

La facilidad de utilización de esta técnica requiere reflejar en esquemas simplificados de diagramas de flujo todos los subsistemas considerados y su posición exacta.

Se deberá contar de forma previa al desarrollo del estudio la siguiente documentación:

- Diagramas P&ID.
- Matriz de causa-efecto.
- Layout de instalaciones.
- Diagrama de flujo del proceso.

Reseña de intención de diseño del nodo

El representante del área organizadora o un Ingeniero de Proceso guían al equipo a través del P&ID del nodo seleccionado, describiendo los equipos, el sistema de control y las condiciones para el modo de operación normal. El equipo de HAZOP realiza las preguntas necesarias para asegurar que ha entendido el diseño y la operación del sistema.

Para este paso será muy importante contar con documentación relacionada al diseño, operación y control de los equipos involucrados.

Aplicación de palabras guía

En cada nodo se plantean cada una de las desviaciones aplicables:

N°	Desviaciones	Palabras Guía	Parámetro
1	No/Bajo Caudal	No/bajo	Caudal
2	Mas Caudal	Mas	Caudal
3	Caudal Inverso/ Mal dirigido	Inverso/Mal dirigido	Caudal
4	Alta Presión	Alta	Presión
5	Baja Presión	Baja	Presión
6	Alta Temperatura	Alta	Temperatura
7	Baja Temperatura.	Baja	Temperatura
8	Alto Nivel	Alto	Nivel
9	Bajo Nivel	Bajo	Nivel
10	Otra Composición	Otra	Composición
11	Peligros Operativos	Peligros	Operaciones
12	Peligros en Mantenimiento	Peligros	Mantenimiento
13	Fallo de Servicios Auxiliares	Fallo	Servicios Auxiliares
14	Eventos Externos		

Tabla 1: Desviaciones, palabras guía y parámetros.

Para definir si son aplicables, se realiza una tormenta de ideas o “brainstorming” con el equipo de HAZOP para evaluar si cada una de estas desviaciones aplican al nodo seleccionado.

Se realizará un análisis sistemático de las desviaciones posibles en todas y cada una de las variables de proceso, respecto de los valores de diseño que se consideran como de operación normal.

Identificar las causas de la desviación

Establecida la desviación, se investigan inductivamente las causas posibles de dicha desviación. Las causas o eventos iniciadores preceden inmediatamente a los efectos o consecuencias. Se deben considerar tres tipos de causas:

- Fallos humanos.
- Fallos de equipos.
- Eventos externos al proceso.

El grupo de HAZOP, utilizando una “tormenta de ideas”, desarrolla una lista de causas creíbles para la desviación que se está analizando.

Se recorre el nodo sobre el diagrama de flujo y documentan las causas en la secuencia establecida.

Si la causa proviene de la falla de un equipo, su descripción debe contener un único evento iniciador e incluir el nombre y el tag del equipo.

Identificar las consecuencias para cada causa.

Se investigan deductivamente las consecuencias posibles de la desviación, desarrollando una lista de consecuencias potenciales adversas para cada causa, asumiendo que puede haber personas en el área y que no están presentes las salvaguardas existentes.

Se registra la peor consecuencia creíble para las personas, los activos y el medio ambiente establecido por consenso del equipo de HAZOP.

La descripción de la consecuencia potencial debe indicar si se afectará a un ámbito (personas, activos y medio ambiente) a varios o a todos ellos. Por ejemplo:

- “fuego/explosión; quemaduras de 2° grado al operador”;
- “fuego/explosión; daño a los activos por 50k U\$S”;
- “fuego/explosión; impacto significativo al medio ambiente”.

Aquellas consecuencias que no representan riesgos se descartan de la consideración de esta desviación.

Estimar la frecuencia del escenario sin salvaguardas.

El grupo de HAZOP asigna y registra la frecuencia de la causa sin salvaguardas, semi-cuantificando en niveles según la frecuencia de ocurrencias en la operación.

	Frecuencia (1/año)					
	$10^{-6} - 10^{-5}$	$10^{-5} - 10^{-4}$	$10^{-4} - 10^{-3}$	$10^{-3} - 10^{-2}$	$10^{-2} - 10^{-1}$	$10^{-1} - 10^0$
Referencia	No ha ocurrido en la compañía.	Es muy improbable, pero ha ocurrido en la compañía	Improbable que ocurra en la vida de la instalación.	Puede ocurrir una vez en la vida la instalación	Ocurre pocas veces en la vida de la instalación	Ocurre frecuentemente durante la vida de la instalación
Nivel	0	2	3	4	5	6

Tabla 2: Nivel de frecuencia según probabilidad de ocurrencia.

Estimar la severidad de las consecuencias sin salvaguardas.

El grupo de HAZOP asigna un valor de severidad creíble para las consecuencias de cada ámbito, asumiendo que puede haber personas en el área y que no están presentes las salvaguardas existentes.

	Nivel	Personas	Ambiente	Activos
NINGUNA	0	Sin efecto en la salud. Sin lesión a las personas.	Impacto insignificante.	Sin daños.
MENOR	1	Lesiones sin pérdida de días ni trabajo restringido. Efecto leve / menor en la salud.	Impacto leve / menor, no significativo. Pérdida contenida y/o; Costo de remediación < U\$S 25K. Sin exposición externa.	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante menor o igual a U\$S 25K. Fugas hasta 5kg/min.
SERIO	2	Lesiones menores con trabajo restringido o pérdidas de hasta 10 días. Efecto mayor en la salud.	Impacto significativo. Costo de remediación entre U\$S 25.K y U\$S 250.K y/o; Afectación localizada. Posible exposición externa.	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 25K y menor a 250K U\$S. Fugas entre 5 y 35kg/min.
GRAVE	3	Lesiones graves con más de 10 días de pérdida	Impacto muy significativo, y/o Costo de remediación mayor a U\$S 250 K y menor a U\$S 2.5 M. Afectación extendida. Exposición externa local	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 250K y menor a U\$S 2.5 M. Fugas entre 35 y 350 kg/min.
MUY GRAVE	4	Una fatalidad	Impacto muy significativo Costo de remediación mayor a U\$S 2.5M y menor a 25M U\$S Afectación extendida. Exposición externa nacional.	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 2.5 M y menor a U\$S 25M. Fugas entre 350 y 3500 kg/min.
CATASTRÓFICA	5	Múltiples fatalidades.	Impacto muy significativo en Áreas Sensibles, y/o Costo de remediación mayor a U\$S 25M. Afectación muy extendida. Exposición externa internacional.	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 25 M. Fugas > 3500 kg/min.

Tabla 3: Nivel de severidad según consecuencias a personas, medio ambiente e instalaciones.

Evaluar el riesgo de cada escenario sin salvaguardas.

Para estimar el riesgo del escenario (binomio causa /consecuencia) sin salvaguardas, el equipo de HAZOP toma la frecuencia y la severidad de las consecuencias sin salvaguardas y ubica el valor estimado del riesgo del escenario en la Matriz de Riesgo de Proceso.

Para realizar una clasificación de las recomendaciones surgidas durante el HAZOP se ha utilizado un Análisis Semi-Cuantitativo de Riesgo según el cual se aplica un índice de frecuencia y uno de severidad que se traducen en una calificación del Riesgo, de la siguiente forma:

$$\text{Riesgo (R)} = \text{Frecuencia (F)} \times \text{Severidad (S)}$$

La determinación de estos índices de riesgo se realiza en base a la siguiente matriz:

NIVEL DE LAS CONSECUENCIAS					FRECUENCIA (1/año)					
	Personas	Ambiente	Activos	Nivel	10 ⁻⁶ - 10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 10 ⁻¹	10 ⁻¹ - 10 ⁰
					No ha ocurrido en el E&P	Es muy improbable pero a ocurrido en el E&P	Improbable que ocurra en la vida de la instalación	Puede ocurrir una vez en la vida de la instalación	Ocurre pocas veces en la vida de una instalación	Ocurre frecuentemente durante la vida de la instalación
					0	2	3	4	5	6
NINGUNA	-Sin efecto en la salud. -Sin lesión a las personas	-Impacto insignificante	-Sin daños	0	0	0	0	0	0	0
MENOR	-Lesión sin pérdida de días ni trabajo restringido. -Efecto leve/menor en la salud.	-Impacto leve/menor, no significativo. -Pérdida contenida y/o; -Costo de remediación menor o igual a USD 25k. -Sin exposición externa.	-Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante menor o igual a USD 25k. (1) Fugas hasta 5 kg/min.	1	0	2	3	4	5	6
SERIO	-Lesiones menores con trabajo restringido o pérdidas de hasta 10 días. -Efecto mayor en la salud.	-Impacto significativo. -Costo de remediación entre USD 25k. y USD 250k. y/o; -Afectación localizada -Posible exposición externa.	-Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a USD 25k. Y menor a USD 250k. (1) Fugas entre 5 y 35 kg/min.	2	0	4	6	8	10	12
GRAVE	-Lesiones graves con más de 10 días de pérdida.	-Impacto muy significativo, y/o -Costo de remediación mayor a USD 250k y menor a USD 2.5 M. -Afectación extendida. -Exposición externa local.	-Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a USD 250k y menor a USD 2.5M. (1) Fugas entre 35 y 350 kg/min.	3	0	6	9	12	15	18
MUY GRAVE	-Una fatalidad	-Impacto muy significativo, y/o -Costo de remediación mayor a USD 2.5M y menor a USD 25M; -Afectación extendida -Exposición externa nacional.	-Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a USD 2.5M y menor a USD 25M. (1) Fugas entre 350 y 3500 kg/min.	4	0	8	12	16	20	24
CATASTRÓFICA	-Múltiples fatalidades	-Impacto muy significativo en áreas sensibles y/o; -Costo de remediación mayor a USD 25M. -Afectación muy extendida. -Exposición externa internacional.	-Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a USD 25M. (1) Fugas > 3500 kg/min.	5	0	10	15	20	25	30

Tabla 4: Matriz de Riesgo utilizada en el estudio.

Identificar las salvaguardas para cada escenario.

El grupo de HAZOP identifica todas las barreras que pueden prevenir las consecuencias.

Las salvaguardas se deben registrar de modo tal que se evidencie el ámbito (personas, activos, medio ambiente) de las consecuencias y toda la cadena de acción, desde la medición de la desviación en el proceso hasta el actuador final. La descripción de la salvaguarda debe referir los equipos con el número de tag.

Si la salvaguarda actuando en demanda puede crear peligros adicionales, entonces debería ser documentado y estudiado como una consecuencia separada.

Para asegurar que la presencia de las salvaguardas reduzca efectivamente la frecuencia del escenario, se deber cumplir los siguientes criterios:

Efectividad

La salvaguarda debe ser efectiva en prevenir las consecuencias cuando funciona como fue diseñada. Para ello debería:

- Detectar la condición peligrosa, tomar la decisión para actuar y llevar a cabo la acción correctiva.
- Tener la capacidad y resistencia adecuada para tomar la acción requerida dentro del margen de tiempo necesario requerido para prevenir las consecuencias indeseadas.

Independencia

Asegura que no hay una causa común de falla entre la causa del escenario peligroso y cada una de las salvaguardas del evento. Una salvaguarda debe ser independiente de:

- La causa del escenario peligroso.
- Cualquier otra salvaguarda a la que se le de crédito en este escenario.
- Debe ser auditable para poder validar que es efectiva cuando funciona como fue diseñada.

Se muestra en la tabla siguiente alguna de las salvaguardas más utilizadas y los valores típicos de crédito que se les otorgan. Estos créditos son valores máximos y deben utilizarse de acuerdo con el criterio y experiencia del equipo de HAZOP.

La tabla incluye salvaguardas preventivas y de mitigación.

Tipo	Salvaguarda	Confiabilidad	Crédito típico
Operador	Respuesta del operador a una observación	90%	1
	Respuesta del operador a una muestra	90%	1
	Revisión redundante del operador (para procedimientos críticos, permisos de trabajo en caliente, etc.)	90%	1
	Respuesta del operador a una alarma	90%	1
	Detector personal de gases (válido para pequeñas fugas)	≤90%	0 - 1
	Diluvios / Sistema de Protección contra incendio.	< 90%	0
Instrumentadas	Shutdown de proceso a través de un PLC/DCS.	90%	1
	Shutdown a través de Sistema Instrumentado de Seg (SIS).	90% - 99.9%	1 - 3
	Detección de gas y shutdown.	≤90%	0 - 1
	Detección de fuego y shutdown	90%	0
Mecánicas	PSV en un servicio limpio	99%	2
	PSV en un servicio sucio o corrosivo sin disco de ruptura	90%	1
	Disco de ruptura	99%	2
	Válvula de retención doble (similares o no)	90%	1
	Válvula de retención simple	<90%	0
Físicas	Contención secundaria	99%	2
	Sistema de drenaje subterráneo	99%	2

Tabla 5: Salvaguardas preventivas y de mitigación.

Reducir la frecuencia del escenario mediante salvaguardas.

Para obtener la frecuencia del escenario reducida por las salvaguardas, el equipo tomará la frecuencia del escenario sin salvaguardas y la reducirá por el número de órdenes de magnitud numéricamente igual al crédito que se le asigne a cada salvaguarda identificada en el eje de frecuencia de la Matriz de Riesgo.

El equipo de HAZOP debe evaluar la confiabilidad de cada una de las salvaguardas identificadas.

Evaluar el riesgo del escenario con salvaguardas.

Para estimar el riesgo del escenario (binomio causa /consecuencia) con salvaguardas, el equipo de HAZOP debe tomar la frecuencia del escenario con salvaguardas y la severidad de las consecuencias sin salvaguardas y ubica el valor estimado del riesgo del escenario en la Matriz de Riesgo de Proceso.

Definir las recomendaciones para mejorar cada escenario

El equipo de HAZOP desarrollará recomendaciones para **todos los escenarios que resulten con riesgo 10 o mayor después de aplicar las salvaguardas**. Si el equipo considera que ese riesgo es ALARP la recomendación debe incluir realizar LOPA a dichos escenarios y una vez reevaluado una opción para que la Dirección tome conocimiento y acepte el riesgo residual.

Los escenarios con un riesgo menor a 10 podrán tener también recomendaciones de acuerdo con la elección del equipo de HAZOP.

Todas las recomendaciones se registrarán de modo tal que la intención de esta quede clara en el texto sin necesidad de referirse a la planilla de HAZOP.

Dado que el objetivo del HAZOP no es realizar el diseño, y también las implicancias legales que podrían generar el estudio, las recomendaciones se deben redactar como “propuestas”.

La redacción de la recomendación debe tener la forma, “Evaluar modificar X para prevenir Y”
Por ejemplo:

“Evaluar el agregado de una PSV a V-101 para prevenir sobrepresión en Scrubber V-101.”

Asignar la responsabilidad del cierre para cada recomendación.

La responsabilidad para el cierre de las acciones y recomendaciones se asigna a cada persona/sector.

Las acciones son de carácter obligatorio, incluyen un documento de cierre y su implantación en la ingeniería.

Las recomendaciones dependen de una evaluación posterior, ej: "evaluar si las válvulas de PoVo cumplen". Se ejecutará como acción de acuerdo con el resultado de dicha evaluación.

Estudio LOPA.

Los escenarios que resulten con riesgo 10 o mayor después de aplicar las salvaguardas podrán ser sometidos a un análisis LOPA que confirme o corrija los valores de riesgo residual.

Revisión de las recomendaciones

Se debe realizar una revisión de todas las acciones recomendadas antes de cerrar el estudio para asegurar que son claras y concisas y completar la redacción en el documento final de cierre.

3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

3.1. Operaciones de producción

El proceso de producción de hidrocarburos implica la interacción de diversos sistemas interconectados, que incluyen:

- El **reservorio**, fuente de los fluidos a producir.
- El **pozo**, canalizando la extracción de hidrocarburos desde el subsuelo hacia la superficie.
- Las **instalaciones de superficie**, encargadas de captar, separar, tratar, almacenar, medir y transportar los fluidos producidos hasta los puntos de venta o entrega.

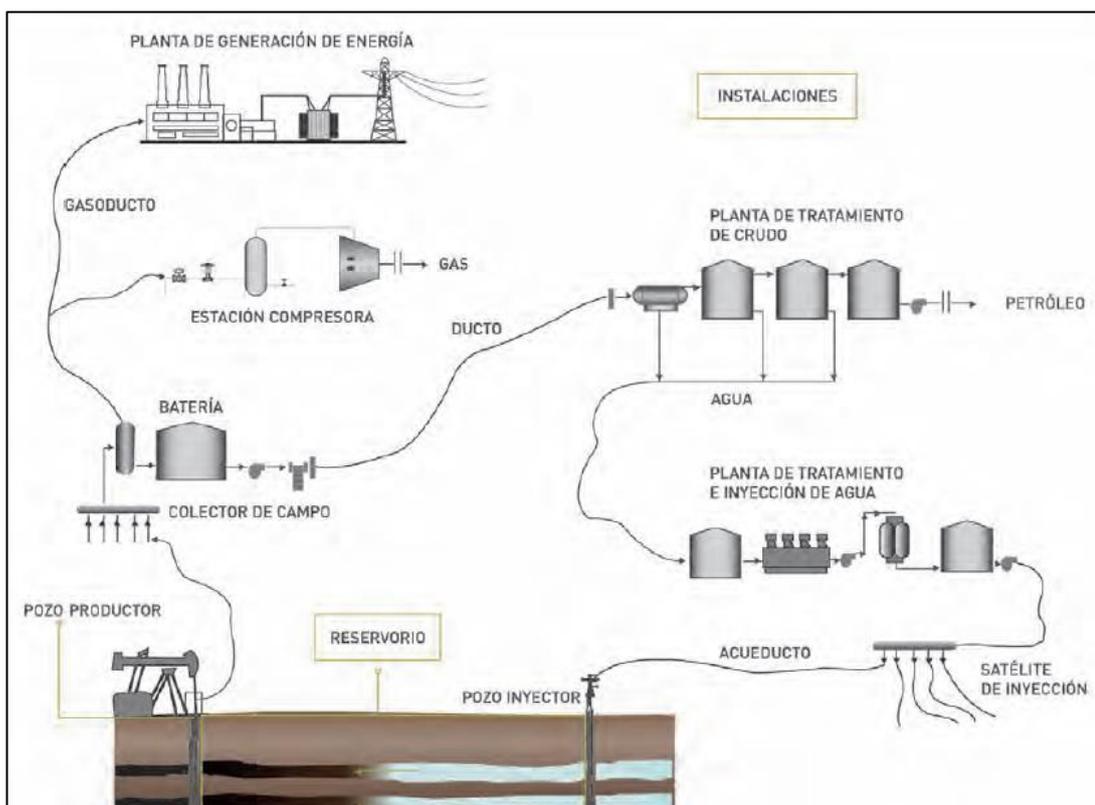


Imagen 1: Esquema de producción - Manual de Upstream YPF.

Uno de los principales objetivos de la Ingeniería de Producción, Operaciones de Producción e Ingeniería de Reservorios es optimizar la productividad de los yacimientos, mientras se garantiza la seguridad de los procesos, personal, instalaciones y medio ambiente.

El procesamiento de campo de los hidrocarburos abarca procesos vitales para la venta, transporte, reinyección o disposición final, como la separación, deshidratación, desalado, endulzamiento y estabilización, cada uno con su nivel de complejidad según las necesidades y características de los fluidos producidos.

Algunos de estos procesos pueden ser:

- Separación.

- Deshidratación.
- Desalado.
- Endulzamiento.
- Estabilización.

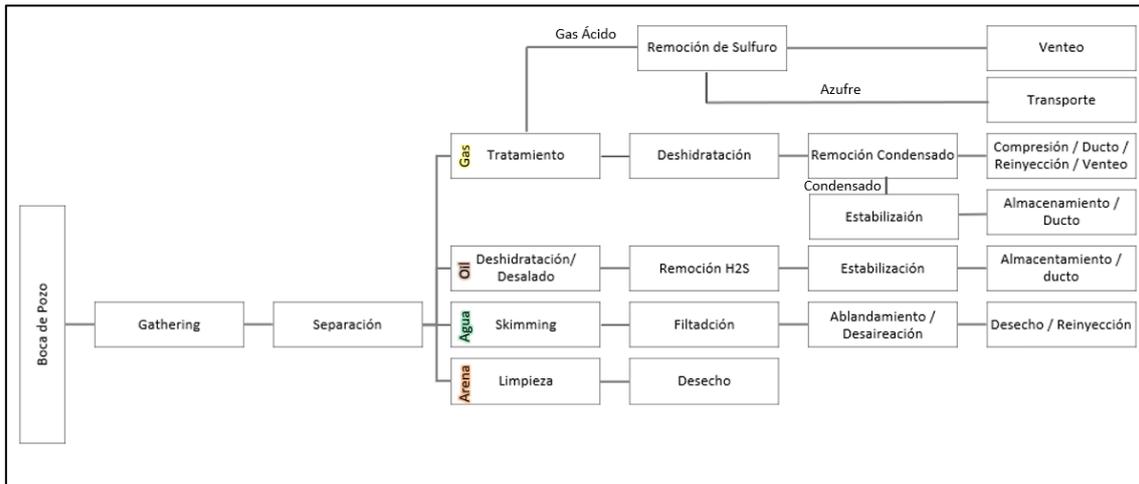


Imagen 2: Procesamiento de campo - Cátedra Producción UNCo.

3.2. Baterías de producción

Las baterías de producción son instalaciones destinadas a recibir el flujo de varios pozos, realizar una separación primaria, registrar mediciones de producción y, posiblemente, adecuar los fluidos.

Estas instalaciones proporcionan información esencial para la operación de los campos y transfieren los fluidos a las plantas de tratamiento de crudo y gas mediante ductos y, si es necesario, bombeo o compresión.

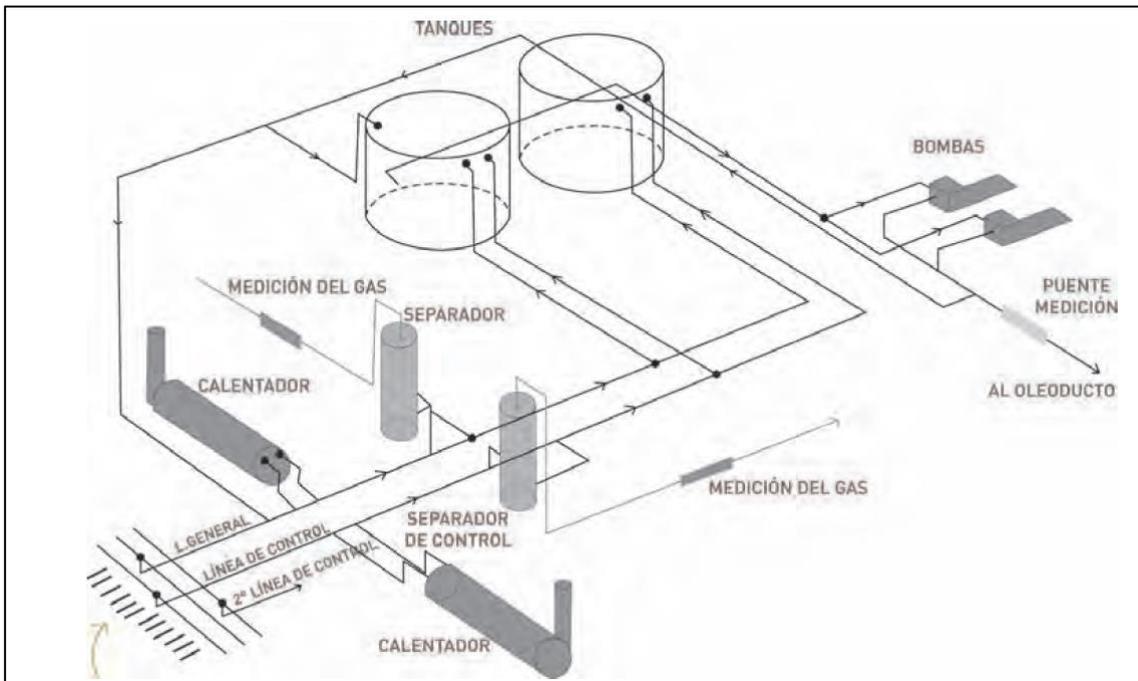


Imagen 3: Diagrama de flujo de batería estándar - Manual Upstream YPF

3.3. Descripción general

En una batería típica como se muestra en la Imagen 3, el fluido de cada pozo se transporta a través de una línea de conducción al manifold colector, que dirige el flujo al tren de control o producción.

Luego, se lleva a cabo la separación primaria de los fluidos en los separadores generales, donde el gas se acondiciona para su uso o transporte, y el líquido se bombea hacia el oleoducto después de pasar por un puente de medición.

Lo descrito puede considerarse el pasaje normal del fluido por todo el sistema, sin embargo, cada equipo tiene alternativas.

3.4. Colectores de producción

Un módulo colector se compone de varias bocas de entrada y está diseñado para derivar el fluido del pozo a una o más líneas generales o líneas de control, imagen 4.

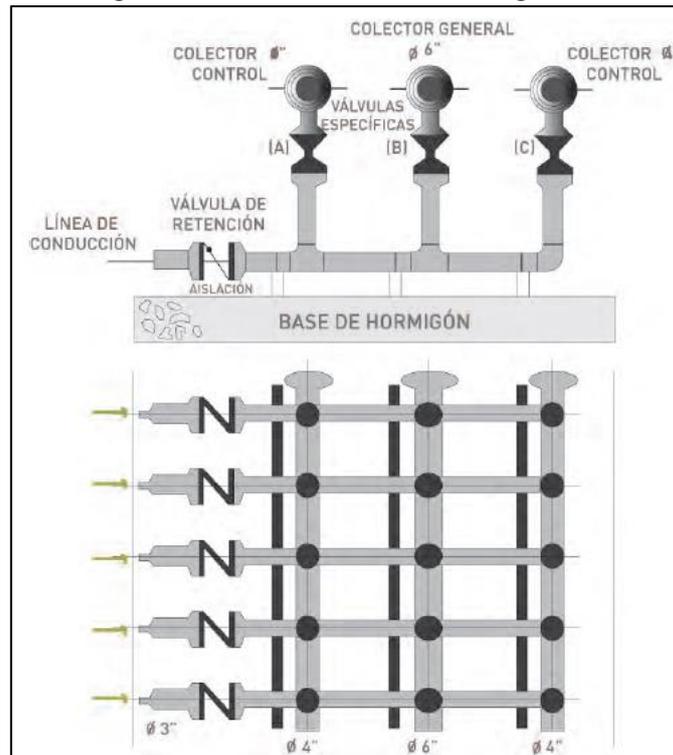


Imagen 4: Módulo colector de batería. Manual Upstream YPF.

Los colectores de producción, compuestos por varias bocas de entrada, derivan el flujo del pozo a líneas generales o de control.

En una configuración estándar, la línea de conducción se conecta a una válvula de retención para asegurar un flujo unidireccional.

Se utilizan válvulas esféricas para operaciones y maniobras, y el colector puede contar con conexiones para instrumentos como manómetros, transmisores y sistemas de inyección de químicos. Se requiere un doble control, o verificación, en la operación del colector para evitar errores que puedan provocar aumentos de presión indebidos en la línea.

3.5. Separadores generales.

La función principal de los separadores es separar los componentes líquidos y gaseosos bajo condiciones específicas de temperatura y presión, para su posterior procesamiento en productos comercializables.

Estos pueden ser bifásicos, separando líquido y gas, o trifásicos, separando agua, petróleo y gas.

Se clasifican en verticales y horizontales según su disposición geométrica, siendo ambos cilindros metálicos cerrados con casquetes en los extremos.

Separadores verticales

Los separadores verticales se utilizan para tratar relaciones gas-petróleo medianas a bajas. Aunque existen varios tipos, los principios físicos de separación son dos en la primera etapa y uno en la segunda, ambas dentro del mismo separador.

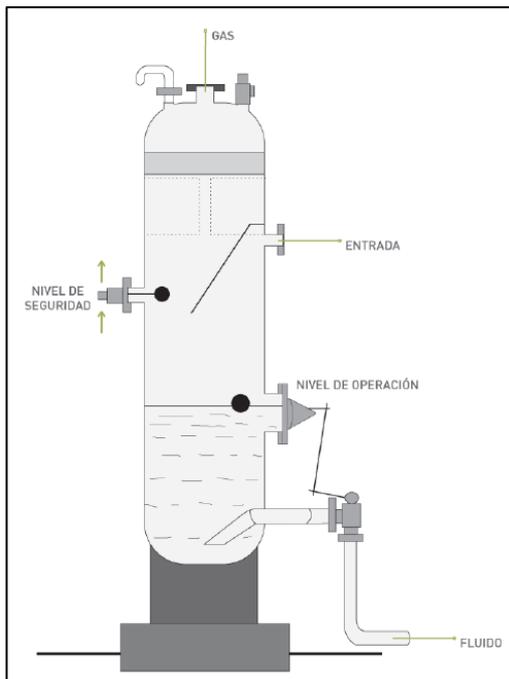


Imagen 5: Separador vertical. Manual Upstream YPF.

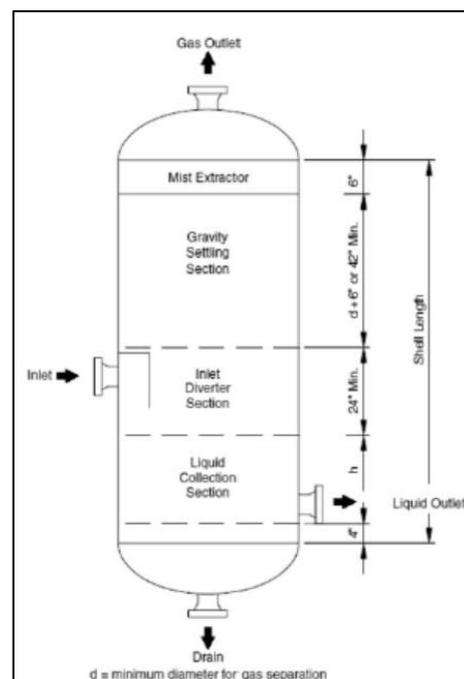


Imagen 6: Separador vertical - Francis Manning Vol 2.

El principio fundamental es la disminución brusca de la velocidad y la liberación del gas debido a diferencias de densidad. Esto se favorece mediante dos partes en el separador: el efecto ciclónico, donde la entrada del fluido es tangencial, generando una fuerza centrífuga adicional, y la entrada con deflector, donde el fluido choca y se produce un retroceso que ayuda a la separación del gas.

La segunda etapa implica el uso de baffles y mallas metálicas finas para capturar las partículas líquidas de la niebla generada por el gas. Los separadores varían en tamaño, con diámetros convencionales de 18" a 60", alturas variables y presiones de trabajo de 3 kg/cm² a 300 kg/cm².

Separadores horizontales

En comparación, los separadores horizontales tienen un rendimiento superior debido a una

mayor superficie de interfaz gas-líquido, lo que aumenta el área de desprendimiento del gas.

En la figura se aprecian diferentes diseños interiores. Los conceptos observados para los separadores verticales son válidos para estos también.

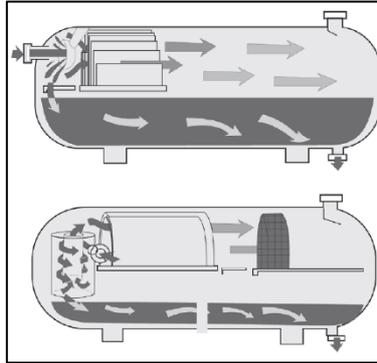


Imagen 7: Separador horizontal. Manual Upstream YPF.

A igual tamaño, la velocidad del gas es mayor en los horizontales, lo que puede ser desfavorable si el equipo está en el límite de su capacidad, ya que puede causar atomización del líquido y reducir la eficiencia del equipo.

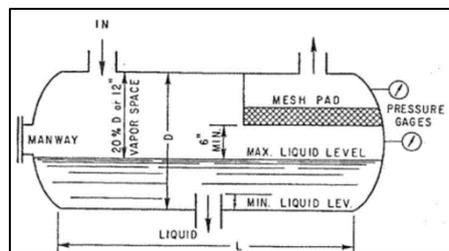


Imagen 8: Separador horizontal. Oilfield Processing Petroleum-Tomo 2 - Francis Manning.

Consideraciones para ambos tipos

Consideraciones para ambos tipos de separadores incluyen el sistema de válvulas, donde una menor presión de trabajo conlleva a una mejor separación, aunque debe equilibrarse con la capacidad de descarga para evitar problemas como el llenado y desbordamiento del líquido.

3.6. Sistemas de seguridad

Los sistemas de seguridad tienen como objetivo principal:

- Prevenir eventos indeseables que puedan resultar en la liberación de hidrocarburos
- Cerrar el proceso en caso de fuga o desbordamiento.
- Acumular y recuperar líquidos.
- Prevenir la ignición de hidrocarburos liberados.
- Cerrar el proceso en caso de incendio.

Cada sistema debe ser diseñado en particular para cada instalación, considerando los riesgos inherentes a la operación de estos.

Es de gran ayuda para establecer un lineamiento de los elementos necesarios para cada tipo de equipamiento, la API RP 14C brinda una guía para el análisis, diseño, instalación y prueba de sistemas de seguridad en plataformas de producción.

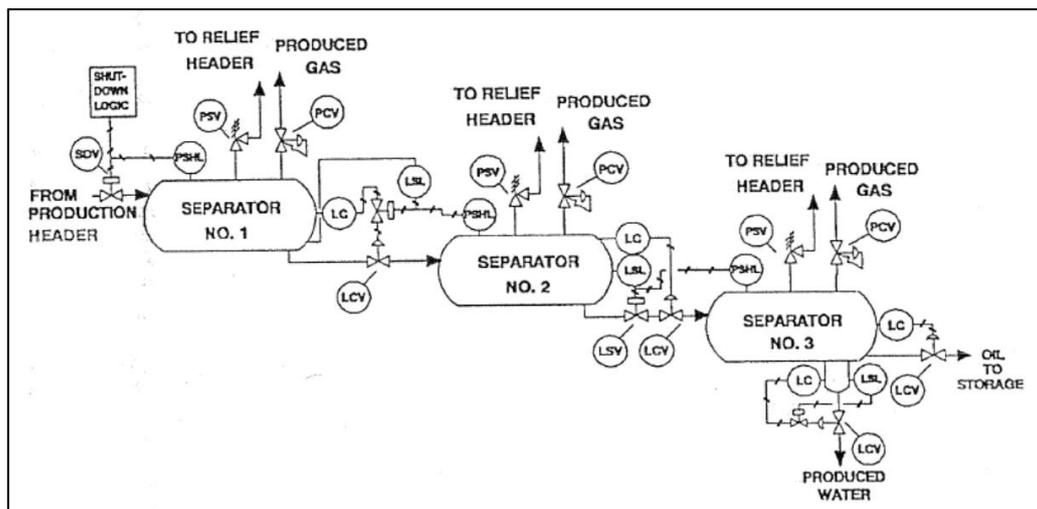


Imagen 9: Sistemas de seguridad- Francis Manning Vol.2

En la Imagen 9 se muestra a modo de ejemplo los elementos de seguridad correspondientes a un tren de separación de hidrocarburos.

A continuación, se presentan para cada variable de proceso, los instrumentos de seguridad asociados y sus correspondientes símbolos.

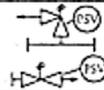
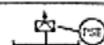
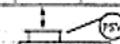
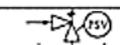
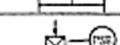
SENSING AND SELF-ACTING DEVICES				
VARIABLE	SAFETY DEVICE DESIGNATION		SYMBOL	
	COMMON	INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA)	SINGLE DEVICE	COMBINATION DEVICE
BACKFLOW	CHECK VALVE	FLOW SAFETY VALVE		
BURNER FLAME	BURNER FLAME DETECTOR	BURNER SAFETY LOW		
COMBUSTIBLE GAS CONCENTRATION	COMBUSTIBLE GAS DETECTOR	ANALYZER SAFETY HIGH		
FLOW	HIGH FLOW SENSOR	FLOW SAFETY HIGH		
	LOW FLOW SENSOR	FLOW SAFETY LOW		
LEVEL	HIGH LEVEL SENSOR	LEVEL SAFETY HIGH		
	LOW LEVEL SENSOR	LEVEL SAFETY LOW		
PRESSURE	HIGH PRESSURE SENSOR	PRESSURE SAFETY HIGH		
	LOW PRESSURE SENSOR	PRESSURE SAFETY LOW		
	PRESSURE RELIEF OR SAFETY VALVE	PRESSURE SAFETY VALVE		
	RUPTURE DISC OR SAFETY HEAD	PRESSURE SAFETY ELEMENT		
PRESSURE OR VACUUM	PRESSURE-VACUUM RELIEF VALVE	PRESSURE SAFETY VALVE		
	PRESSURE-VACUUM RELIEF MANHOLE COVER	PRESSURE SAFETY VALVE		
	VENT	NONE		
VACUUM	VACUUM RELIEF VALVE	PRESSURE SAFETY VALVE		
	RUPTURE DISC OR SAFETY HEAD	PRESSURE SAFETY ELEMENT		
TEMPERATURE	FUSIBLE MATERIAL	TEMPERATURE SAFETY ELEMENT		
	HIGH TEMPERATURE SENSOR	TEMPERATURE SAFETY HIGH		
	LOW TEMPERATURE SENSOR	TEMPERATURE SAFETY LOW		
FLAME	FLAME OR STACK ARRESTOR	NONE		

Tabla 6: Símbolos de dispositivos de seguridad. API RP 14 C.

Las recomendaciones que establece el API RP 14C, depende de cada tipo de equipo, como ser:

1. Boca de pozo y flowline.
2. Líneas de inyección.
3. Colectores.
4. Recipientes a presión.
5. Recipientes atmosféricos.
6. Bombas.
7. Compresores.
8. Intercambiadores de calor.

En general, se establecen dos niveles de protección; pudiendo ser el medio principal un sistema de cierre, configurado para operar a un nivel inferior al del medio secundario, que generalmente es una válvula de alivio. Ambos niveles deben ser independientes entre sí.

Esta práctica recomendada enumera los eventos indeseables de la siguiente manera:

- Sobrepresión.
- Fugas.
- Desbordamiento de líquido.
- Gas Blow By.
- Baja presión.

- Temperatura excesiva.

En la siguiente imagen, se pueden observar los elementos de seguridad recomendados por API RP 14C para recipientes a presión, como ser separadores:

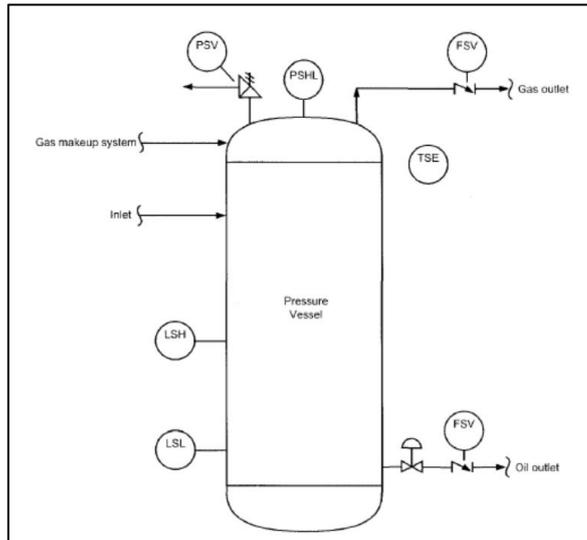


Imagen 6: Dispositivos de seguridad recomendados para recipientes a presión. API RP 14C.

Instrumentos de medición

En la industria del petróleo, la instrumentación y control son fundamentales para garantizar la seguridad y eficiencia de los procesos. A continuación, se describen algunos de los dispositivos y sistemas más utilizados:

Señal	Sensores	Transmisores	Indicadores locales
Presión	Fuelles Diafragmas	Presión de equilibrio de fuerzas Resistencia de una galga extensiométrica Capacitancia, inductancia eléctrica.	Manómetro Bourdon
Nivel	Presión diferencial Flotantes Desplazador por torque Medidor de rayos gamma	Ídem a presión " " Amplificador/detector Radón	Indicador de vidrio Flotantes Desplazador por torque
Temperatura	Termocupla RTD Bulbo lleno	Potenciometro Punte de Wheatstone Ídem a presión	Termómetro de Mercurio Termómetro de elemento bimetálico
Flujo	Placa orificio Medidor turbina Medidor Vortex Ultrasónico	Ídem a presión Captador Magnético Piezoeléctrico "	Desplazamiento positivo
Composición	Cromatógrafo	Amplificador Electrónico	

Tabla 7: Sensores típicos usados en control de procesos. Francis Manning Vol.2

Válvulas antirretornos (FSV)

También conocidas como válvulas de retención o check valves, se utilizan para asegurar el flujo unidireccional de los fluidos.

Operan sin la intervención de procesos de automatización, ya que su proceso está ligado a los cambios de los fluidos para abrir y cerrar.

El tipo más usado en la industria de proceso la de clapeta oscilante. Se trata de una clapeta que

funciona como obturador y cierra el paso cuando el fluido circula en dirección no deseada.

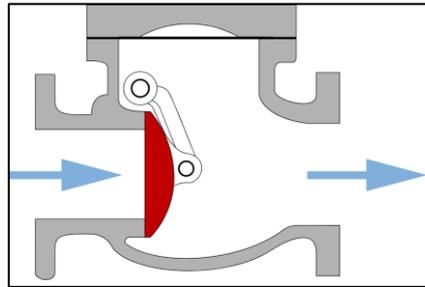


Imagen 7: Válvula de retención. Wikimedia.

Válvulas de seguridad (PSV)

Diseñadas para aliviar el exceso de presión en los equipos y protegerlos de posibles daños. Se dividen en convencionales, balanceadas, y pilotadas.

Válvula de seguridad Convencional

Básicamente, consta de un resorte que cede conforme aumenta la presión configurada. Esto permite el movimiento del vástago, habilitando el flujo hasta liberar la presión necesaria.

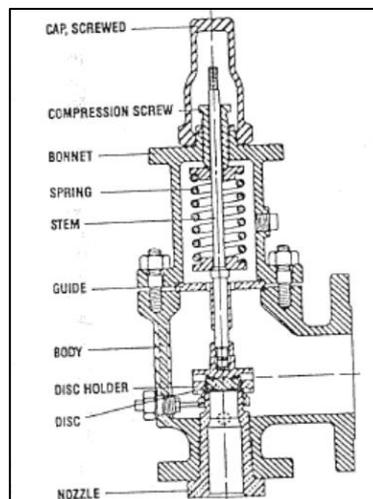


Imagen 8: PSV Convencional - Anderson, Greenwood & Co. - Francis Manning Vol.2

Válvulas de seguridad balanceadas

Se instalan si la contrapresión en la descarga no permite la instalación de una válvula convencional. De todas formas, la suma de contrapresión de ambas no debe superar el 50% de la presión de tarado, aun si se instalaran válvulas balanceadas.

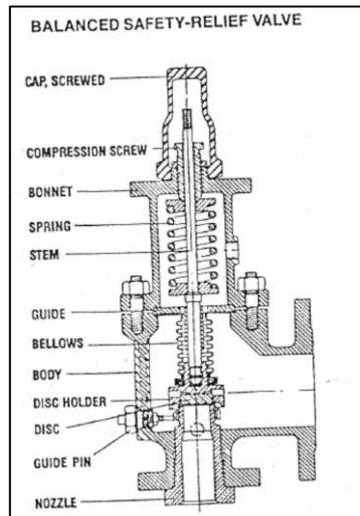


Imagen 9: PSV Balanceada- Anderson, Greenwood & Co. - Francis Manning Vol.2

Válvulas de seguridad pilotadas

Éstas se emplean cuando la pérdida de carga en la línea de entrada de la PSV supera el 3% de la presión de tarado, cuando se tienen problemas de fugas, cuando se esperan elevadas contrapresiones. Éstas son el tipo de PSV más efectivo.

Deben ser instaladas en servicios limpios donde se pueda garantizar una operación apropiada del piloto, en donde, por ejemplo, no exista la posibilidad de bloqueo por hidratos, sólidos, etc.

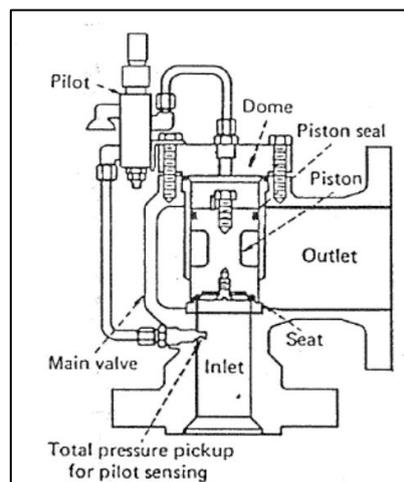


Imagen 10: PSV Pilotada. Emerson 1985 - Francis Manning Vol.2.

Discos de ruptura (PRD)

Dispositivos de alivio de presión no mecánicos utilizados para proteger recipientes y tuberías contra presiones excesivas.

Al no tener piezas móviles es muy confiable, además de que se activan más rápido que otros dispositivos de seguridad. Aún así, algunos factores como la temperatura, el tipo de fluido y la instalación adecuada del disco, pueden afectar su operación.

Una vez activado, el disco luego debe reemplazarse.

Regulación de presión

Los reguladores de presión se utilizan para mantener la presión constante en los equipos.

Pueden ser mecánicos o neumáticos.

Reguladora de gas tipo 630

Es una autorreguladora que regulará la presión necesaria aguas debajo de las válvulas.

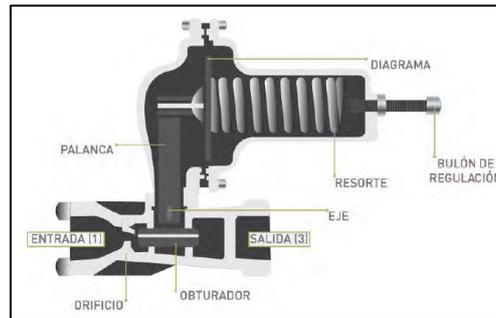


Imagen 11: Válvula reguladora de gas tipo 630 - Manual Upstream YPF.

Habitualmente se usa con diafragma de 5”.

Su capacidad de trabajo será para la entrada de hasta 1.500 PSI y para la regulación de salida, según el resorte instalado, será de 5 a 10 PSI, de 8 a 20 PSI, de 17 a 30 PSI y de 27 a 40 PSI.

Para el modelo con diafragma de 2 1/2”, la regulación de salida será más alta: 27 a 50 PSI, 46 a 95 PSI y 50 a 200 PSI.

La presión aguas abajo se ajusta con un bulón regulador en el caso de tener 20 PSI de presión. Si se requiere aumentarla, el bulón regulador deberá atornillarse para comprimir el resorte tal que transmita su fuerza al diafragma y éste mueva la palanca que, pivoteando en el eje, separará el obturador del orificio, permitiendo de esta manera el ingreso de gas con mayor presión.

La suba de presión en la cámara empujará el diafragma contra el resorte y nuevamente pivotará la palanca, pero inversamente, moviendo el obturador hasta bloquear el orificio.

El rendimiento de esta válvula, con el orificio y el resorte adecuado, es excelente.

Reguladores con filtro

La Imagen 12 muestra el gráfico de un regulador de baja presión, aguas abajo.

El mismo fue diseñado para bajos caudales de gas, para alimentación de válvulas motoras y automáticas que operan en circuitos cerrados o con escapes restringidos.

La válvula reguladora 67 se diferencia de la 67 FR (*Filter Regulator*) porque ésta última está equipada con un alojamiento para acumular condensados y un filtro.

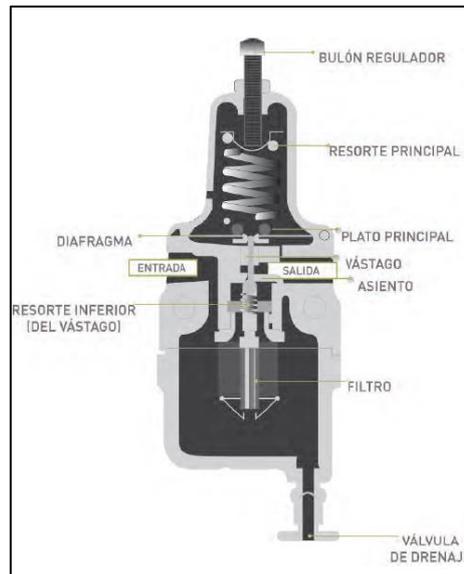


Imagen 12: Válvula reguladora con filtro - Manual Upstream YPF.

El funcionamiento es simple y la regulación se comanda por el resorte que actúa sobre el diagrama. El resorte es presionado o aflojado por un bulón de regulación.

Control de nivel: descarga de líquidos para separadores.

Se utilizan para regular el nivel de los fluidos en los equipos, como los separadores.

Pueden ser de accionamiento mecánico o neumático.

El accionamiento mecánico se ve en la Imagen 13 en donde se observa un flotante (esfera metálica) ubicado dentro del separador, solidario a un eje que acciona el brazo de un sistema de palancas y opera la válvula de doble asiento.

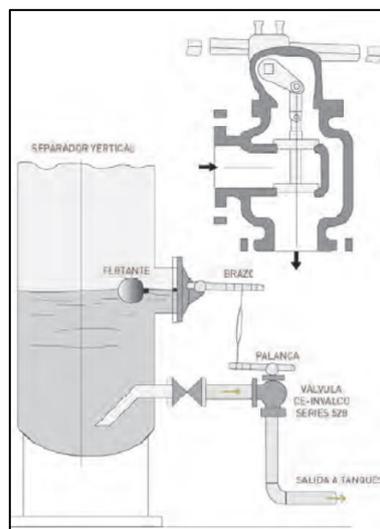


Imagen 13: Descarga mecánica de líquido en separadores. Manual Upstream YPF.

Para el sistema neumático será necesario el mismo conjunto: flotante, brida, eje, palancas, con la diferencia de que invierte el movimiento de la palanca para accionar el conjunto de válvulas automáticas. Estas comandarán la válvula motora de descarga tipo Fisher-Doma.

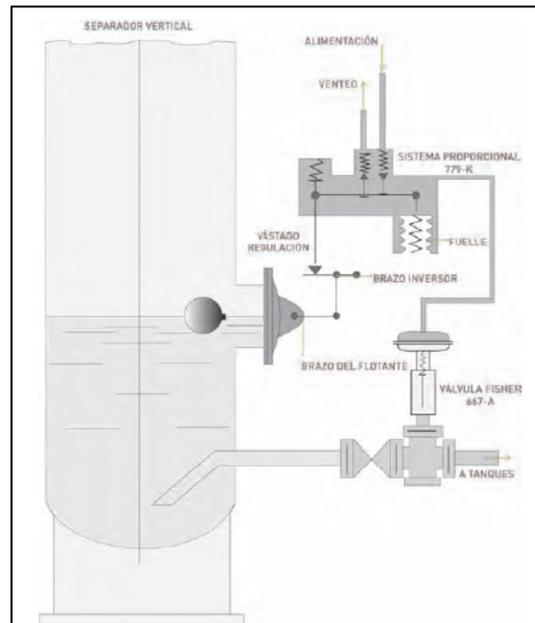


Imagen 14: Descarga neumática en separadores. Manual Upstream YPF.

El sistema Fisher-Doma opera en el momento que el nivel sube, la palanca principal baja y el brazo inversor sube en un extremo, esto empuja hacia arriba al vástago de regulación que a su vez acciona la varilla principal, cierra la pequeña válvula de venteo y abre la de alimentación, de esta forma la presión es transmitida a la válvula motora (normalmente cerrada) y ésta se abre. Puede una válvula tipo normalmente abierta invirtiendo el sistema alimentación-venteo en el conjunto.

La secuencia del movimiento inicia cuando el nivel baja dentro del separador, el brazo del flotante sube el vástago, baja impulsado por el resorte, cierra la válvula de alimentación y abre la válvula de venteo. Al disminuir la presión sobre el diafragma de la válvula motora, la misma se cierra.

Si existe alguna falla que aumente la presión en la cámara de la válvula, un fuelle elástico se comprimirá y hará abrir la válvula de venteo hasta alcanzar los 5 kg/cm².

Los separadores generales normalmente cuentan con un sistema de seguridad que acciona si el sistema principal de drenaje falla, este se compone de un control de nivel tipo si/no, instalado en la parte media del separador que opera una válvula normalmente cerrada, haciéndola abrir para drenar el fluido.

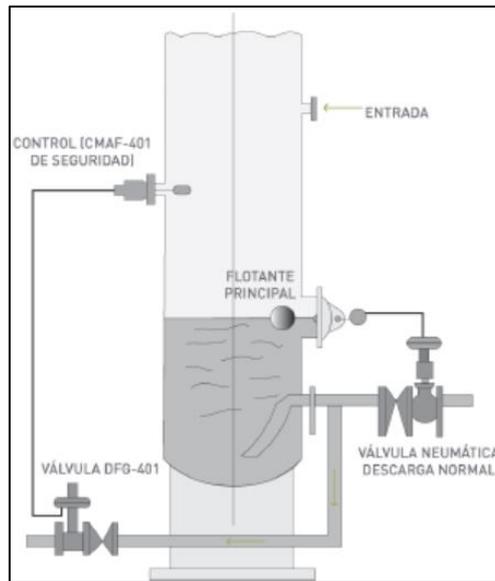


Imagen 15: Descarga de seguridad. Manual Upstream YPF.

Válvula motora a diafragma tipo Fisher 657 A

Los cabezales de las válvulas motoras no son todos iguales, existen dos clases que se identifican como 657 A y 667 A:



Imagen 16: Válvulas de control de nivel. Manual Upstream YPF.

El modelo 657 A tiene un resorte que empuja el plato del diafragma hacia arriba y como es solidario al vástago, lo mantiene levantado sin presión. La presión para actuar se aplica en la parte superior.

El modelo 667 tiene otra disposición: el resorte empuja al vástago hacia abajo y la presión se aplica en la parte inferior del diafragma.

La apertura o cierre con aplicación de presión no se debe a la diferencia en los cabezales. Esa situación se determina por la posición del obturador y los asientos. Según la posición del obturador una válvula 657 A podrá estar normalmente abierta o cerrada.

A continuación, se observa una misma válvula con el obturador y los asientos cambiados de posición.

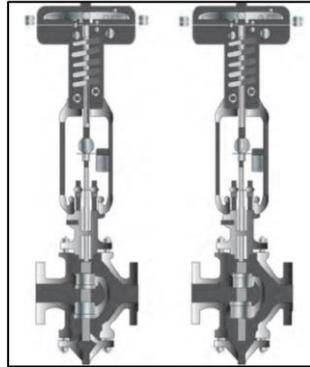


Imagen 17: Válvulas de control de nivel. Manual Upstream YPF.

Controladores pilotos de presión

Utilizados para controlar las presiones tanto aguas arriba como aguas abajo.

El controlador Wizard es un ejemplo común, ofreciendo versatilidad y control eficaz.

La operación de este instrumento se describe en dos etapas:

- Punto de control y transmisión al tubo de Bourdon.
- Accionamiento de la válvula motora.
-

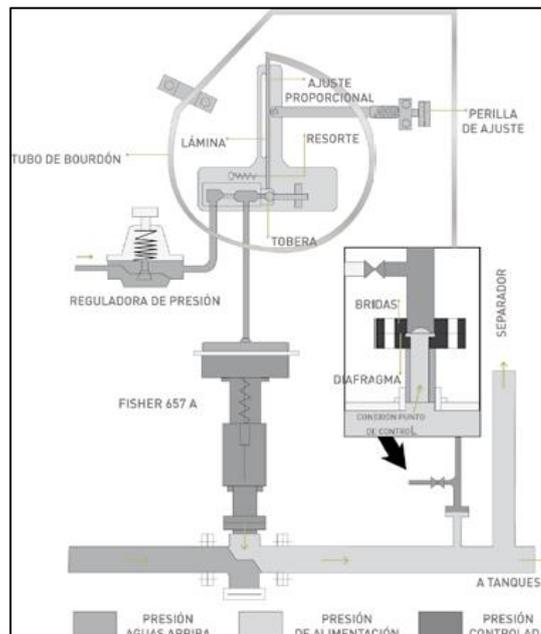


Imagen 18: Controlador Wizard. Manual Upstream YPF.

El controlador Wizard es de acción directa y mantiene el sistema neumático de la válvula con presión, cuando acciona deja escapar el gas o aire.

En la Imagen 18 se ilustra el funcionamiento.

Una vez conectado todo el sistema y con la conexión del tubo de Bourdon llena, se debe aflojar la perilla de control hasta que escape gas y luego debe ajustarse suavemente hasta que deje escapar. Así el diafragma tendrá presión y la válvula permanecerá cerrada. Cuando aumente la presión en el punto de control, esta será transmitida al tubo Bourdon que, al expandirse, impulsará la lámina provocando la separación de la tobera.

Esto libera presión del diafragma y permite la apertura de la válvula. Al aliviar la presión se producirá el proceso inverso en el sistema y la válvula 657 cerrará.

El sistema es adecuado para regular la caída de presión de un pozo gasífero, en varias etapas. También se considera válido para sistemas de derivación, por diferencias de presiones, tanto aguas arriba como aguas abajo.

3.7. Separadores de control

Los separadores de control, ya sean horizontales o verticales, operan bajo los mismos principios de separación que los separadores generales. La diferencia principal radica en los métodos de medición empleados.

Medición de líquidos

En ambos tipos de separadores, se pueden instalar flotantes tipo SI-NO (CMAF 401) para activar una válvula motora (DFG 401), seguida de una turbina de medición electrónica o un caudalímetro de medición mecánica en la salida.

Para mediciones electrónicas, se debe controlar el caudal mínimo para evitar lecturas incorrectas, mientras que los caudalímetros mecánicos pueden usar un control de nivel tipo proporcional (231 C y 779 K).

Una opción avanzada es el uso de un net oil computer para una medición completa de caudal y porcentaje, que emplea un caudalímetro coriolis y un sensor de corte de agua.

Otro método consiste en la medición por unidad calibrada, utilizando válvulas de tres vías para controlar el flujo hacia el tanque de medición. Periódicamente se realiza una calibración para garantizar la precisión.

Operando en condiciones normales, la válvula de tres vías cerrará la conexión con el tanque y mantendrá comunicado el separador con el recipiente de medición. Esto ocurrirá hasta que el flotante, que trabaja dentro del medidor, llegue al nivel, previamente seteado. Se envía una señal neumática a la válvula de tres vías y esta desplaza el obturador cerrando la conexión del separador y abriendo la comunicación del recipiente medidor al tanque.

Así se vacía el medidor y vuelve a enviar la señal neumática accionando un contador neumático y un registro gráfico. En todos los casos debe efectuarse una calibración, cada seis meses como mínimo. Se mide con cinta en el tanque lo que descarga el separador y se compara con lo que indican los contadores y registradores.

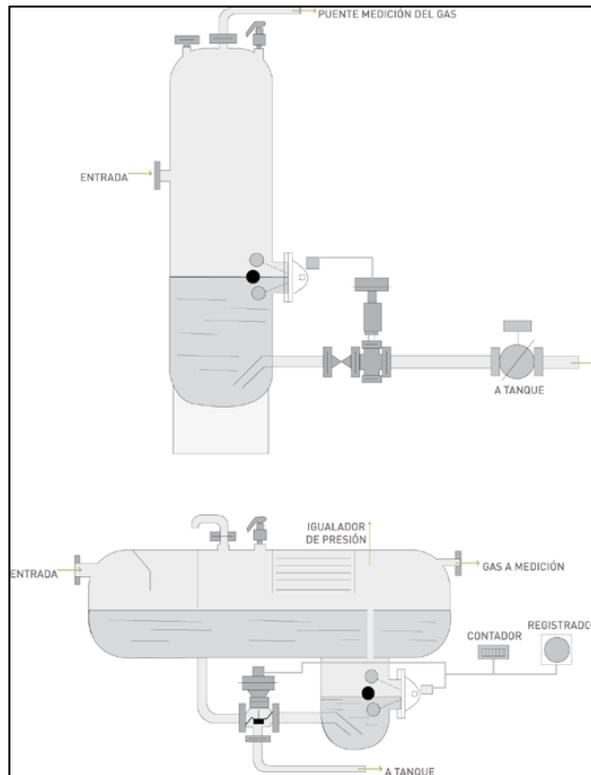


Imagen 19: Separadores de control. Manual Upstream YPF.

Los flotantes se pueden calibrar aumentando o disminuyendo la altura de accionamiento del flotante. Por ejemplo, en el caso de CMAF 401 se regula la abertura de los brazos que accionan la micro válvula y/o se cambia el vástago para incrementar el radio de acción del flotante.

En cualquier caso, la calibración se realiza para facilitar cálculos de volumen total ya que, si se logra que por cada descarga tenga, por ejemplo, 100 litros, la operación será sencilla.

Conviene que los separadores de control tengan funcionando su sistema de medición porque de esta manera se elimina la medición de tanques y se obtiene mayor precisión en los controles. Esto significa un menor uso del tiempo y mayor calidad de datos.

3.8. Tanques

Los tanques actúan como intermediarios entre la separación y el bombeo, y su capacidad debe estar en función del volumen total de fluido manejado por la instalación.

Es común instalar suficiente capacidad de almacenamiento para 12 horas de producción mínima, con tanques de tamaño adecuado para controlar pozos y recibir descargas de separadores de control. Por ejemplo, si el fluido total que bombea determinada batería es de 1.000 m³/día, para operar con un mínimo de seguridad, deberá estar equipada con 3 tanques de 160 m³.

Los tanques pueden ser de tipo alto o chato, con diferentes diámetros y alturas según las

necesidades.

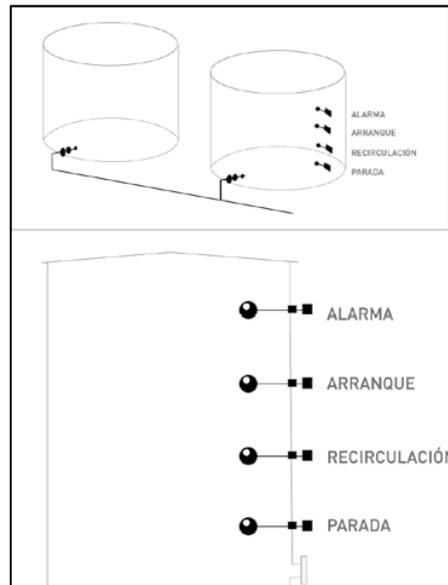


Imagen 20: Esquema de comandos para control de tanques. Manual Upstream YPF.

Las fundaciones de los tanques, son preferiblemente de aro de hormigón con colchón de arena, y deben evitar acumulaciones de agua que puedan dañar por corrosión el fondo del tanque.

Como no se puede soldar en las proximidades de los tanques, todas sus conexiones deben ser totalmente desmontables, por lo que cada una de ellas estará equipada con una brida.

En una batería, los tanques estarán interconectados en su parte inferior, aunque se usen separados. En general, esto se cumple en las conexiones de succión de las bombas.

Instrumentos de control

Los flotantes se utilizan para controlar diversas funciones, como la recirculación, la parada y el arranque de bombas, y la detección de niveles altos como medida de seguridad.

Los sistemas de control pueden variar desde flotantes mecánicos hasta sistemas electrónicos más avanzados, como transmisores de nivel ultrasónicos o de radar, con lógica de control programada y sistemas de seguridad independientes.

Flotante para control de recirculación

Para operar la válvula de recirculación el sistema de flotante se instala a 20 cm por arriba de la conexión de succión y la válvula motora tipo 657 A. Para mayor facilidad de operación y adecuado control, se instala lo más cerca posible del flotante comando.

Para ello, por ejemplo, el sistema tipo Si-No (CMAF 401) regulado con los brazos de ajuste lo más abiertos posible ofrece un servicio sencillo y efectivo.

Flotante de parada de bombas

Si bien los tanques se encuentran equipados con recirculación, si se instala un flotante con interruptor eléctrico al nivel de la succión, se accionará la caja de maniobras del motor de la bomba y ésta se detendrá. Así, en caso de fallar la recirculación, las bombas estarán protegidas.

En algunos casos se utiliza por razones económicas, principalmente, el método de parada y arranque, sin usar recirculación.

Flotante de arranque de bombas

El flotante que controla el arranque de las bombas se instala en la media altura del tanque lo que hace que el rango de operación sea desde este lugar hasta la succión.

El flotante o sensor superior en los tanques es el que opera el transmisor de radio frecuencia. Éste envía la señal a interpretar por los sistemas como un alto nivel.

La ubicación se calcula tal que exista tiempo suficiente entre el estado de alarma y la solución del problema.

3.9. Bombas

Bomba de transferencia

En el contexto de las bombas a pistón de doble efecto, se emplean principios y conceptos generales aplicables a todas, con especial énfasis en aquellas adoptadas como estándar.

Su funcionamiento básico implica la transmisión del movimiento rotativo de un motor a una caja de engranajes, que lo convierte en movimiento alternativo aplicado a pistones que desplazan fluido en ambas direcciones.

Estas bombas se complementan con un doble juego de válvulas de admisión y descarga.

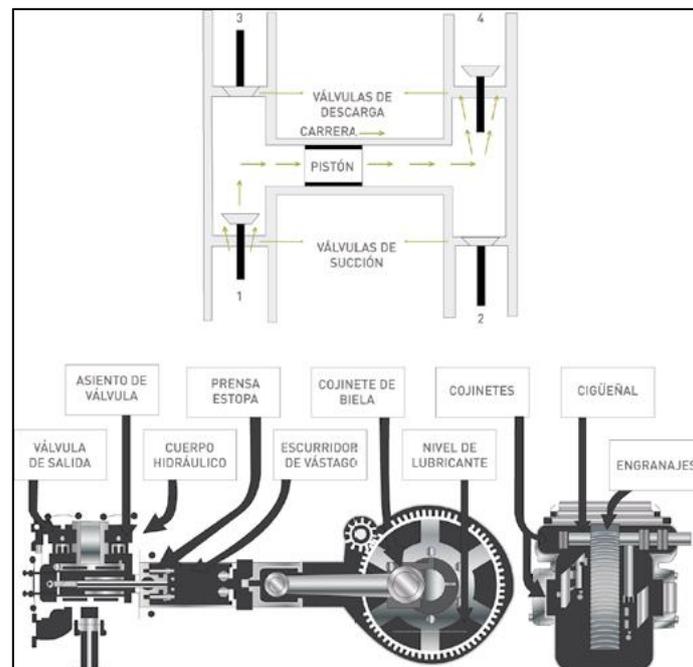


Imagen 21: Bombas de transferencia. Manual Upstream YPF.

Como se puede observar en la Imagen 21, el ciclo se inicia cuando el pistón desplaza fluido hacia

fuera, a través de la válvula de descarga, mientras que en la cámara opuesta se produce una disminución de presión, abriendo la válvula de admisión y permitiendo el ingreso de fluido.

Al invertir el movimiento del pistón, se invierte el proceso, desplazando fluido en sentido contrario. La capacidad de desplazamiento de la bomba se calcula considerando la carrera, el diámetro de la camisa y el del vástago del pistón.

Es crucial instalar las bombas de forma que se minimice la distancia desde el tanque de succión y evitar elementos innecesarios en la línea de succión para mantener un rendimiento óptimo.

La formación de vacío durante el ciclo de bombeo puede disminuir el rendimiento y causar daños, por lo que se debe asegurar una carga positiva en la succión.

Si se tiene la posibilidad topográfica de instalar cualquier bomba con desnivel, se asegura un excelente trabajo hidráulico.

Generalmente, la deficiencia en la carga de las bombas se debe a la rotura frecuente de resortes y asientos de las válvulas.

Es muy importante el diseño de la succión de cualquier bomba a pistón.

En la operación, la peor bomba del yacimiento funcionará muy bien si su carga es siempre positiva y, por el contrario, la mejor bomba no rendirá si sus camisas no se llenan totalmente de líquido.

El bloqueo de las bombas no es otra cosa que la consecuencia de una situación de vacío dentro de la bomba ya que, al producirse vacío, se libera gas contenido en el petróleo que se comprime y se expande manteniendo las válvulas cerradas por falta de un diferencial adecuado de presión.

Estas recomendaciones son válidas para la descarga de las bombas, aunque disminuyen las exigencias al contar con mayor presión.

Un sistema hidráulico ideal se completa con la instalación de amortiguadores, tanto en la descarga como en la succión.

Válvula de alivio

Para prevenir daños por presión excesiva, se recomienda instalar una válvula de alivio en la descarga de la bomba.

Esta válvula se activa cuando la presión excede los límites establecidos, liberando el exceso de fluido y protegiendo así la integridad de la bomba. Para ello se corta el clavo por la presión y se

desplaza el obturador y el vástago hacia arriba, abriendo la salida del líquido.

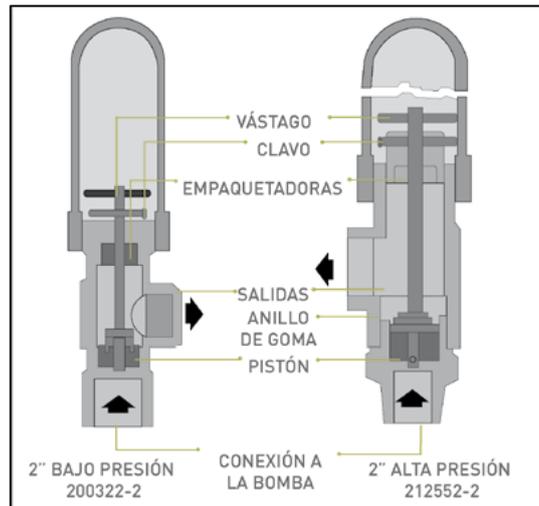


Imagen 22: Válvula de alivio- Manual Upstream YPF.

La válvula se coloca en servicio nuevamente al detener la bomba, bajar el vástago hasta que el obturador empaquete y en esta posición, reinstalar el clavo común del diámetro correspondiente a la presión máxima.

Bomba Wheatley

Ofrecen un excelente rendimiento y capacidad en relación con su tamaño, siempre y cuando se sigan las recomendaciones de mantenimiento y se utilicen repuestos de calidad.

El siguiente cuadro, extraído de la placa adherida a la bomba, ofrece los datos necesarios para observar los límites de capacidad y rendimiento.

BOMBA WHEATLEY					
N° 2150B			Medida 3" a 5" x 10/8" de recorrido		
Potencia a 70 RPM (emboladas) 100 HP			Máxima presión (3") 1768 PSI = 120 kg/cm		
Velocidad normal 70 RPM (emboladas)			Máxima velocidad = 90 RPM (emboladas)		
Carga máxima 12.500 libras			Capacidad de lubricante = 30 galones = 113,5 lts.		
Relación de caja 5,64 = 1			*Óptimas condiciones de succión		
DIÁMETRO PISTÓN	PRESIÓN MÁXIMA		DESPLAZAMIENTO A 70 EMBOLADAS		POTENCIA HP
	P.S.I.	kg/cm ²	BARRILES/HORA	m ³ /HORA	A 70 EMBOLADAS
3	1768	120	108	17.17	92.9
3 1/4	1507	102	130	20.6	93.8
3 1/2	1299	88	153	24.3	95.4
3 3/4	1132	77	178	28.3	96.7
4	995	68	205	32.6	97.7
4 1/4	881	60	233	37.0	95.5
4 1/2	786	53	263	41.8	99.2
4 3/4	705	48	295	46.9	99.7
5	637	43	328	52.1	100.4

Imagen 23: Características Bombas Wheatley.

En la Imagen 24 se pueden ver los cortes la bomba y sus componentes.

Toda bomba debe estar equipada con la goma limpiadora de vástagos ya que el petróleo forma una película sobre el vástago que, de no existir la goma ajustada al vástago, se desplazaría hacia la caja y contaminaría el aceite del reductor

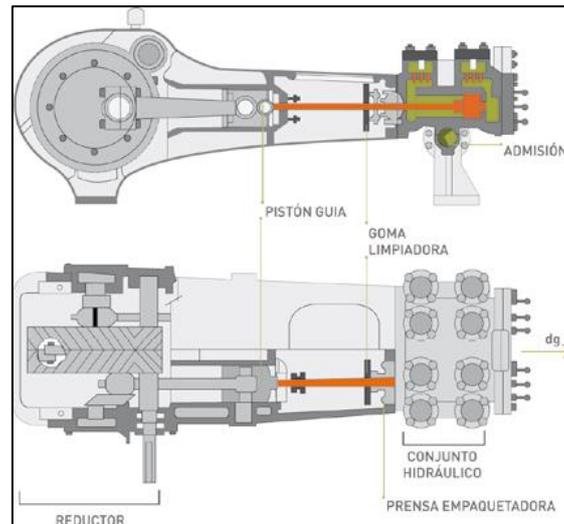


Imagen 24: Bomba Wheatley. Modelo 2150B.

El la Imagen 25, el gráfico permite seleccionar el pistón adecuado a los caudales y presiones de operación según diámetro de pistón. Se toma como régimen óptimo entre 40 y 60 emboladas por minuto. La velocidad mínima para una lubricación adecuada es de 30 emboladas por minuto.

Para superar las 70 emboladas es necesario asegurar de que la presión (ANPA - altura neta positiva en la aspiración) en la cámara de succión de la bomba, es positiva.

Los volúmenes de desplazamiento se calcularon al 100% de eficiencia, pero un valor aceptable para la selección de régimen o diámetros se debe tomar al 80% de eficiencia.

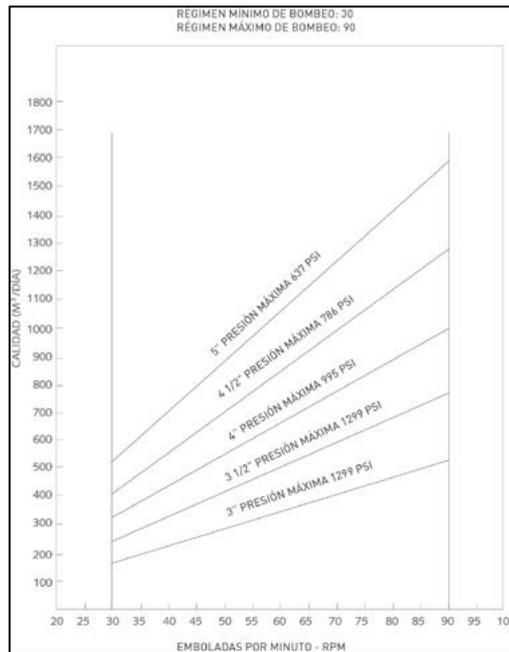


Imagen 25: Selección de diámetro Bomba Wheatley.

Bombas Stork

Ampliamente utilizadas en yacimientos, estas bombas, de sistema convencional de capas de engranajes, requieren cuidados similares a otras bombas a pistón.

Bombas tipos Econolift o Moyno

Diseñadas con un sistema de desplazamiento positivo, estas bombas son ideales para fluidos sucios y ofrecen buen rendimiento en un diseño compacto y liviano.

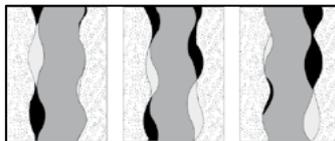


Imagen 26: Bombas tipo Econolift. Manual Producción Upstream.

Tipo a tornillo - IMO - De laval

Aunque ofrecen un excelente rendimiento, su eficiencia disminuye con el aumento del contenido de agua en el fluido bombeado, por lo que se recomienda su uso para petróleo con bajo contenido de agua.

Debe instalarse bajo nivel ya que en la succión opera con carga positiva.

Bombas horizontales de transferencia

Impulsadas con motores eléctricos, estas bombas han avanzado considerablemente, ofreciendo un servicio amplio con cualquier tipo de fluido a un costo menor que otras opciones.

Estas bombas, junto con sus características y recomendaciones específicas, son fundamentales para el funcionamiento eficiente de las operaciones en la industria petrolera.

En la Imagen 27 se puede observar una bomba de transferencia horizontal Centrilift, que opera desde 200 a 2.400 m³/día y desde 500 a 3.000 psi, con un mínimo de 30 psi en la succión.

Si por las condiciones de instalación la carga es insuficiente, se requiere instalar una bomba auxiliar de carga (Bomba Booster).

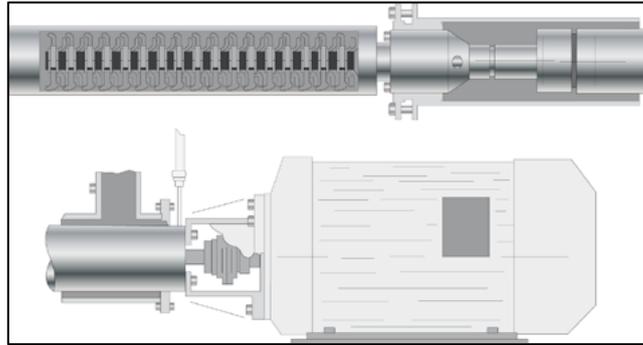


Imagen 27: Bomba Centrilift.

3.10. Batería Indio Comahue

La batería objeto de estudio se encuentra ubicada unos 100 km hacia el norte de la ciudad de Neuquén, operando en un área convencional desde 1990.

Las condiciones climáticas promedio son:

Descripción	Valor
Característica climática	Desértico (semiárido o árido de estepa)
Temperatura ambiente máxima media	28,8°C
Temperatura ambiente mínima media	-14°C
Temperatura ambiente máxima de diseño	35°C
Precipitación media anual	176 mm
Humedad relativa promedio	35%

Tabla 8: Condiciones climáticas del área.

La batería procesa la producción de 54 pozos activos en la actualidad, tanto en baja, media y alta presión, llegando a caudales de 400 m³/d de petróleo y 1000 Mm³/d de gas.

De manera general, el diagrama de proceso de la batería sigue los siguientes lineamientos:

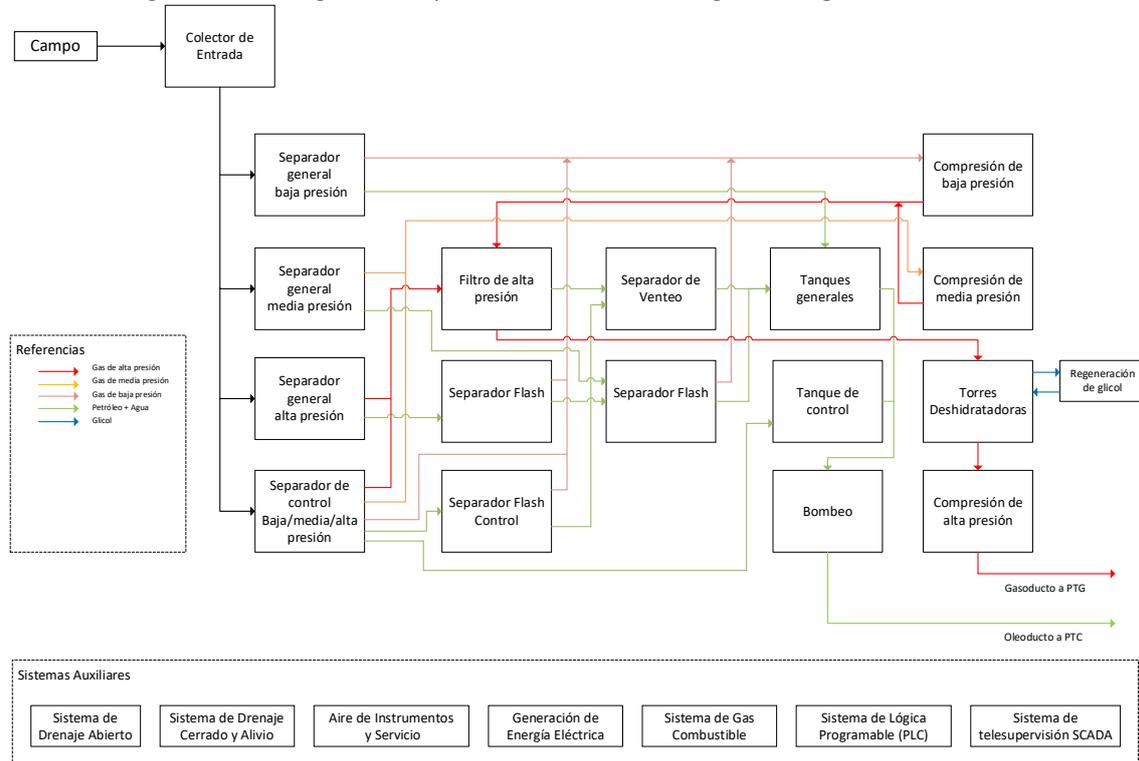


Imagen 28: Diagrama de proceso batería Indio Comahue – Autoría propia.

Los equipos que conforman la batería son:

Equipo	Tipo	Descripción	Parámetros	TAG
Separador	General	Alta Presión	500 Mm3/d @ 55 kg/cm2	SG-A
Separador	General	Media Presión	200 Mm3/d @ 25 kg/cm2	SG-M
Separador	General	Baja Presión	500 Mm3/d @ 2 kg/cm2	SG-B1
Separador	General	Baja Presión	150 Mm3/d @ 2 kg/cm2	SG-B2
Separador	Control	Alta-Media-Baja	1 a 500 Mm3/d	SC-1
Separador	Flash	General	100 Mm3/d	SF-G1
Separador	Flash	General	100 Mm3/d	SF-G2
Separador	Flash	Control	80 Mm3/d @ 5 kg/cm2	SF-C
Compresor	Motocompresor	Baja Presión	P descarga: 60 kg/cm2.	C-B1, C-B-2, C-B3
Compresor	Motocompresor	Media Presión	P descarga: 65 kg/cm2.	C-M
Compresor	Booster	Alta Presión	P descarga: 80 kg/cm2.	C-A
Filtro	Coalescente	Alta Presión	1000 Mm3/d @ 65 kg/cm2.	FC-1
Deshidratadora	TEG	Alta presión	65 kg/cm2	DES-1
Tanque	General		320 m3	TK-G1
Tanque	General		160 m3	TK-G2
Tanque	Control		80 m3	TK-C
Bomba	Centrífuga	Oleoducto		BO-1 y BO-2
Bomba	Centrífuga	Booster		BO-1B y BO-2B
Separador	Venteo		Gas 1000 Mm3/d, Líquido 500 m3/d	KOD-1 y KOD-2
Antorcha	Venteo	Flare	500 Mm3/d	FL-1 y FL-2
Separador	Skid	Gas Combustible	20 Mm3/d	SK-1
Trampa	Lanzadora	Scrapeo ducto		TS-1, TS-2, TS-3
Cámaras	Drenaje			
Compresor	Aire	Aire de servicio	Caudal 5,28 m3/min	CA-1 y CA-2
Tanque	Pulmón Aire	Pulmón Aire	14.3 m3.	PA-1

Tabla 9: Equipos instalados en Batería Indio Comahue.

3.11. Colector de entrada

La producción proveniente de los colectores de campo y de los pozos que ingresan a la batería puede enviarse a los colectores generales o los colectores de control. Se cuenta con 4 colectores:

- 1 colector de control de alta/media/baja presión de 6" #600.
- 1 colector general de alta presión de 8" #600.
- 1 colector general de media presión de 6" #300.
- 1 colector general de baja presión de 10" #150.

3.12. Módulo de Separación

Los separadores generales y de control, que reciben la producción de los pozos, tienen como función principal la separación de las 2 fases presentes en la corriente de ingreso.

El separador general bifásico de alta presión **SG-A**, recibe la producción de pozos de alta presión del colector de 8", el gas separado es enviado al filtro coalescente FC-1 previo al colector de succión de compresión. La salida de líquido presurizado es enviada al separador Flash SF-G1.

El separador general bifásico de media presión **SG-M**, recibe producción de pozos de media presión del colector de 6", el gas separado es enviado al compresor C-M de media presión,

mientras que la salida de líquido presurizado es enviada al separador Flash SF-G2.

El separador general bifásico de baja presión **SG-B1**, recibe producción de pozo de baja presión del colector de 10" y de 2 gasolinoductos de 6", el gas separado es enviado a los compresores C-B1/2/3. La salida de líquido es enviada al tanque TK-G2.

El separador general bifásico de baja presión **SG-B2**, recibe producción de pozo de baja presión del colector de 8, el gas separado es enviado a los compresores C-B1/2/3. La salida de líquido tiene la posibilidad de ser enviada al tanque TK-G1 o al TK-G2 mediante maniobras de válvulas manuales.

Por otro lado, la instalación cuenta con el separador de control bifásico de alta, media y baja presión **SC-1**. Cuando se desea controlar algún pozo, la producción es derivada a este equipo, que tiene la capacidad de trabajar en alta, media y baja presión desde el colector de control de 6". La salida de condensado tiene la posibilidad de dirigirse a los tanques TK-G1/G2 o al separador flash de control SF-C1 dependiendo de la presión en la que se esté trabajando, mediante maniobras de válvulas manuales. La salida de gas de baja y media se dirigen a los compresores C-B1, C-B2, C-B3 o C-M y el gas de alta al filtro coalescente FC-1.

Para protección mecánica por sobrepresión, los separadores generales y de control disponen de válvulas de seguridad PSV. La descarga de dicho dispositivo se encuentra direccionada al colector de venteo de la planta.

La instalación cuenta con 3 separadores flash, SF-G1, SF-G2 y SF-C.

El separador Flash SF-G1, recibe la corriente de condensado desde el separador SG-A, su función es separar del líquido los componentes más livianos para enviarlos a los compresores C-B1, C-B2, C-B3, mientras que el condensado es enviado al separador Flash SF-G2.

El separador Flash SF-G2, recibe las corrientes de condensado desde los separadores SF-G1 y SG-M. Su función es separar del líquido los componentes más livianos para enviarlos a los compresores C-B1, C-B2, C-B3, mientras que el condensado es enviado a los tanques TK-G1 o TK-G2.

El separador Flash SF-C, recibe la corriente de condensado desde el separador de control SC-1, su función es separar del líquido los componentes más livianos y enviarlo al equipo compresor correspondiente, mientras que el condensado es enviado al tanque TK-G1.

3.13. Módulo de Compresión

El sistema de compresión cuenta con los compresores de baja presión C-B1, C-B2 y C-B3, compresor de media presión C-M y compresor de alta presión C-A.

El compresor **C-M** recibe el gas desde el separador general SG-M y del separador de control SC-1, lo comprime y lo envía hacia el filtro FC-1. Este compresor tiene la capacidad de trabajar con una presión de entrada de 20 kg/cm² y una presión de impulsión de 65 kg/cm²g. Los líquidos separados en el Scrubber de ingreso al compresor son direccionados al colector de condensados hacia el separador KOD-1.

Los compresores **C-B1**, **C-B2**, y **C-B3** reciben el gas desde los separadores SG-B1, SG-B2, SF-G1, SF-G2 y del separador de control SC-1. Estos compresores tienen la capacidad de trabajar con

un caudal aproximado de 150.000 Sm³/d de gas cada uno, una presión de entrada de 2,5 kg/cm²g y una presión de impulsión de 60 kg/cm²g.

El gas comprimido de salida de estos compresores es enviado al filtro **FC-1**, junto con el gas del separador **SG-A**, en donde es despojado de gotas de líquidos que pudieron ser generados durante la compresión y retener partículas de aceite de compresores.

Luego, el gas es enviado a la Torre Contactora de Glicol **DES-1** para su deshidratación, mientras que el líquido acumulado en el fondo es enviado al sistema de venteos **KOD-1**. La función del equipo es realizar la separación por coalescencia de las gotas de líquido que arrastradas pueden provocar interferencias con el funcionamiento de la torre contactora.

3.14. Módulo de Deshidratación

El sistema de deshidratación está compuesto por una torre contactora de glicol **DES-1**, regenerador de glicol **R-1**, bombas de recirculación de Glicol **B-1 A/B**, separador flash **S-1**, tanque surge, Filtros **F-1 A/B/C** y un tanque de reposición de Glicol **TK-1**.

El glicol es utilizado en un circuito cerrado por las torres contactoras para la deshidratación del gas de salida y es regenerado en el módulo de regeneración de glicol. Sin embargo, se producen pérdidas y debe ser repuesto. Para esto se dispone de un tanque de almacenamiento de glicol.

En las torres el gas entra en contacto con el TEG pobre que absorbe la humedad en la corriente. El gas en especificación (<65 mg/Sm³) abandona las torres y es enviado hacia la salida de la batería. En ambos equipos la absorción de agua se realiza con Trietilenglicol (TEG), el cual es regenerado, luego de la absorción.

El gas de alta desde la torre contactora, alimenta al compresor **C-A**. El gas de salida se dirige a las trampas de Scrapeo **TS-1**, **TS-2** y **TS-3** y sistema de venteos **KOD-1** y **KOD-2**.

El gas proveniente de la torre tiene la posibilidad de ser enviado a la Planta de Tratamiento de Gas o bien a un Punto de Medición Fiscal para su comercialización.

Ambas salidas se encuentran conectadas mediante líneas con válvulas manuales, una de las cuales posee un lazo de control para venteo controlado, conformado por el controlador **PC-01 A** que comanda a la válvula **PV-01A A** regulando la salida de gas hacia colector de venteos de la batería.

3.15. Módulo de almacenamiento y bombeos

Para el despacho del hidrocarburo, almacenado en los tanques **TK-G1** y **TK-G2**, se dispone de 2 bombas centrífugas **BO-1** y **BO-2** con capacidad evacuar 720 m³/d, una de ellas en Stand By.

Cada bomba de despacho posee una bomba booster para aumentar su presión de succión y no generar problemas operativos, **BO-B** que opera junto con la bomba **BO-1** y **BO-2B** que opera con la Bomba **BO-2**.

3.16. Sistema de Venteos

El sistema de venteos de la Planta tiene capacidad para operar con un caudal de 1.000.000 Sm³/d y está compuesto por:

- Colector de venteos
- 2 KOD (KOD-1 y KOD-2).
- 2 antorchas (FL-1 y FL-2).

El KOD-1 opera en paralelo con el KOD-2, con una capacidad para trabajar de 1.000.000 Nm³/d de gas, repartido entre los dos KOD, y 500 m³/d de líquido a presión atmosférica.

Estos equipos separan el gas del líquido, el gas es enviado a las antorchas FL-1 y FL-2, respectivamente, y el líquido es almacenado en el barril inferior de cada KOD. Y bombeado mediante bombas neumáticas a los tanques de almacenamiento TK-G1 y/o TK-G2.

3.17. Sistema de Aire de Instrumentos

El sistema de aire de instrumentos para alimentar los consumos de la planta está conformado por:

- 2 compresores de aire (CA-1 y CA-2), trabajando a demanda según la presión indicada en el pulmón de aire. Los mismos tienen un caudal de salida de 5.28 m³/min.
- Unidad filtradora + secadora. (S-1).
- Pulmón de aire de 14.3 m³.

3.18. Sistema de gas combustible

El sistema de gas combustible está formado por:

- 1 separador de gas combustible SK-106.
- 2 filtros (uno fuera de servicio)
- 2 cuadros de regulación (uno fuera de servicio).

Parte del gas del colector de salida de planta en alta presión es derivado hacia el separador de gas combustible SK-1. El gas ingresa al separador vertical SK-1 donde se separan las gotas de líquido que pueden haber condensado por la despresurización del gas, que luego son enviados al KOD-1.

El gas libre de líquidos se alimenta a todos los consumos mediante un colector:

- Gas combustible a regeneradora de glicol de torre DES-1
- Piloto y purga de antorchas FL-1 y FL-2.
- Gas combustible para compresores de planta C-B1, C-B2, C-B3, C-M y C-A.

3.19. Sistema de drenajes abiertos

Se dispone de una red de colectores enterrados y cámaras intermedias para distribuir los drenajes abiertos de los distintos equipos hasta la cámara de drenajes CD-1. Los drenajes se transfieren por gravedad, favorecidos por la pendiente de los colectores de drenajes. Los drenajes son evacuados hacia los tanques TK-G1 o TK-G2 mediante la bomba neumática.

4. DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1. Introducción

En este apartado se describirá el paso a paso ejecutado por el equipo HAZOP para la realización del estudio. El mismo se desarrolla con la metodología explicada en el Capítulo 2 y contempla los equipos descriptos en el Capítulo 3. Se hará foco en 2 nodos particulares a fines de representar la profundidad a la cual se ejecutan este tipo de análisis.

Cabe destacar que para la realización del estudio se contó con información técnica que no podrá ser adjunta al presente trabajo por cuestiones de confidencialidad y derechos de autoría.

La ejecución del estudio se llevó a cabo mediante el software libre Open PHA.

4.2. Nodos

Los mismos fueron definidos previamente a la sesión de HAZOP; se establecieron 23 nodos que se presentan a continuación:

#	Nodo	Descripción
1	Separador General Alta Presión SG-A	Condiciones de diseño: Caudal gas = 500.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 500 m ³ /d.
2	Separador General Media Presión SG-M	Condiciones de diseño: Caudal gas = 200.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 100 m ³ /d; presión dis. = 45 kg/cm ² g; temperatura dis. = 60 °C
3*	Separador General Baja Presión SG-B2	Condiciones de diseño: Caudal gas = 50.000 - 150.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 800 - 1.500 m ³ /d; presión dis. = 12 kg/cm ² g
4	Separador General Baja Presión SG-B1	Condiciones de diseño: Caudal gas = 500.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 500 m ³ /d; presión dis = 19 kg/cm ² g; temperatura dis. = 50 °C
5*	Separador General Muy Alta Presión SG-MA	Condiciones de diseño: Caudal gas = 1.000.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 500 m ³ /d; presión dis. = 98 kg/cm ² g; temperatura dis. = 50 °C
6	Separador Control Alta y Baja Presión SC-1	Condiciones de diseño: Diámetro externo: 914.4 mm; largo entre costuras: 3200 mm
7	Separador Flash de Media Presión SF-G1	Caudal gas = 40.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 400 m ³ /d; presión dis. = 28 kg/cm ² g; temperatura dis. = 50 °C
8	Separador Flash de Baja Presión SF-G2	Condiciones de diseño: Caudal gas = 40.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 400 m ³ /d; presión dis = 9 kg/cm ² g; temperatura dis. = 50 °C
9	Separador Flash de control SF-C	Condiciones de diseño: Caudal gas = 222.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 200 m ³ /d; presión dis = 7 kg/cm ² g; temperatura dis. = 65 °C
10*	Compresor Media Presión C-M	Compresor Media / alta. Condiciones de diseño: Tipo = a pistón.
11	Compresores Baja Presión C-B1, C-B-2, C-B3.	Condiciones de diseño: Tipo = a pistón; caudal gas = 150.000 Sm ³ /d;
12	Filtro Coalescente FC-1	Filtro coalescente. Condiciones de diseño: Caudal gas = 1.000.000 Sm ³ /d; caudal líquido = 0.2 m ³ /d; presión dis. = 95 kg/cm ² g; temperatura dis = 50 °C. Diámetro de gota > 0.3 micrones
13*	Torres Deshidratadora Muy Alta P. DES-2	Torre contactora de glicol. Condiciones de diseño: Caudal gas = 650.000 Sm ³ /d; presión dis. = 101 kg/cm ² g; temperatura dis. = 75 °C; agua a la salida < 65 mg/Sm ³ .
14	Torre Deshidratadora Alta P. DES-1	Torre contactora de glicol. Condiciones de diseño: Temperatura dis. = 75 °C; agua a la salida < 65 mg/Sm ³
15	Regeneradoras de glicol R-01	Regeneradoras de glicol

#	Nodo	Descripción
16	Compresor Alta Presión C-A	Compresor booster. Condiciones de diseño: Tipo = a pistón; Caudal gas = 1.000.000 Sm ³ /d
17	Separador Gas combustible SK-1	Separador de gas combustible. Condiciones de diseño: Caudal gas = 20.000 Sm ³ /d
18	Ventoeo de emergencia KOD-1	Colectores de venteos, separador KOD y antorcha. Condiciones de diseño: Caudal gas = 500.000 Sm ³ /d; Caudal de líquido = 50 m ³ /d; presión dis. = 7 / 15 kg/cm ² g; temperatura dis = 60 °C. FL-1: Caudal gas = 500.000 Nm ³ /d; Diám antorcha = 20 in; diám. pico = 0.25 m; altura = 15 m.
19	Ventoeo de emergencia KOD-2	Colectores de venteos, separador KOD y antorcha. Condiciones de diseño: Caudal gas = 500.000 Sm ³ /d; Caudal de líquido = 50 m ³ /d; presión dis. = 7 / 15 kg/cm ² g; temperatura dis = 60 °C. FL-2: Caudal gas = 500.000 Nm ³ /d; Diám antorcha = 20 in; diám. pico = 0.25 m; altura = 15 m.
20	Tanque TK-G1	Tanque de almacenamiento general y bombas de oleoducto. Condiciones de diseño: Capacidad = 320 m ³ . BO-1 A/B: Caudal de líquido = 500 m ³ /d, presión de descarga máxima = 60 kg/cm ² g
21	Tanque TK-G2	Tanque de almacenaje. Condiciones de diseño: Capacidad = 160 m ³
22	Tanque TK-C	Tanque de control. Condiciones de diseño: Capacidad = 80 m ³
23	Drenajes	Circuito de cañerías y cámaras de drenajes.

Tabla 10: Nodos seleccionados para estudio HAZOP.

(*): Equipos en stand by.

Se resaltan aquellos nodos seleccionados para el desarrollo del presente proyecto.

4.3. Reseña intención de diseño

Separador general de Alta Presión SG-A

Se trata de un separador general bifásico, de 1115 mm de diámetro y 4400 mm de longitud, y capacidad para procesar un caudal de gas de 500.000 Sm³/d y 500 m³/d de líquido con una presión operativa de 55 kg/cm²g y una temperatura entre 5°C y 40°C.

Este separador recibe la producción de pozos de alta presión del colector de 8”, y tiene como función principal la separación de las 2 fases presentes en la corriente de ingreso.

- El gas separado es enviado al filtro coalescente FC-1, previo al colector de succión de compresor de alta presión o Booster.
- La salida de líquido presurizado es enviada al separador Flash SF-G1.

La presión en el separador general SG-A se indica con el indicador local de presión PI-SG-A y se informa en el sistema de control BPCS mediante el transmisor PIT-SG-A generando alarmas que se reportan en el sistema SCADA, por baja, alta y muy alta presión: PAL-SG-A, PAH- SG-A y PAHH-SG-A.

El nivel en el separador SG-A se mantiene en un 30%, mediante el lazo de control formado por el transmisor de nivel LIT-SG-A, el controlador LC-SG-A, y la válvula de control LV- SG-A. Por otro lado, el equipo cuenta un transmisor de nivel LIT-SG-A con alarmas que se reportan al sistema de seguridad SIS con transmisión al SCADA, por muy bajo y por muy alto nivel. LALL- SG-A y

LAHH- SG-A.

Adicionalmente, el SG-A cuenta con un transmisor de temperatura TT-SG-A.

Para protección mecánica por sobrepresión, el separador SG-A, dispone de una válvula de seguridad PSV-SG-A, la descarga de dicho dispositivo se encuentra direccionada al colector de venteo de la planta.

Separador General de Baja Presión SG-B1

La instalación cuenta con el separador general bifásico de baja presión SG-B1, de 1850 mm de diámetro y 4500 mm de longitud, y capacidad para procesar un caudal de gas de 500.000 Sm³/d y 500 m³/d de líquido a una presión operativa de 2 kg/cm²g y una temperatura entre 5°C y 40°C.

Este separador recibe producción de pozo de baja presión del colector de 10" y de 2 gasolinoductos de 6". Este equipo tiene como función principal la separación de las 2 fases presentes en la corriente de ingreso.

- El gas separado es enviado a los compresores C-B1, C-B2 y C-B3 de baja presión.
- La salida de líquido es enviada al tanque TK-G1.

La presión en el separador general SG-B1 se indica con el indicador local de presión PI- SG-B1 y se informa en el sistema de seguridad SIS mediante el transmisor PIT-SG-B1 generando alarmas que se transmiten en el sistema SCADA, por alta, muy alta y baja presión: PAH-SG-B1, PAHH-SG-B1 y PAL-SG-B1.

El nivel en el separador SG-SG-B1 se mide mediante el transmisor LIT-SG-B1 con alarmas de alto (LAH-SG-B1) y bajo nivel (LAL-SG-B1) que se reportan en el sistema de control BPCS con transmisión en el sistema SCADA. El nivel del equipo es controlado mediante el lazo de control formado por el controlador LC-SG-B1, y la válvula de control LV- SG-B1. Por otro lado, el equipo cuenta un transmisor de nivel LIT-SG-B1-B con alarmas que se reportan al sistema de seguridad SIS con transmisión al SCADA. Adicionalmente, el SG-B1 cuenta con un transmisor de temperatura TT-SG-B1 y un indicador local de nivel total LG-SG-B1.

En la línea de venteo, hacia KOD-1, se cuenta con el lazo de control formado por la válvula PV-SG-B1-A y el controlador PC-SG-B1-A.

Para protección mecánica por sobrepresión, el separador SG-B1, dispone de dos válvulas de seguridad PSV-SG-B1 A/B, la descarga de dichos dispositivos se encuentran direccionadas al colector de venteo de la planta, KOD-1.

4.4. Aplicación de palabras guía

Las palabras guías a ejecutar para ambos nodos son:

Desviación	Palabra Guía	Parámetro
Alta Presión	Alta	Presión
Baja Presión	Baja	Presión
Alto Caudal	Más	Caudal
Bajo Caudal	Bajo	Caudal
Caudal Inverso / mal dirigido	Inverso / mal dirigido	Caudal
Alto nivel	Alto	Nivel
Bajo nivel	Bajo	Nivel
Alta temperatura	Alta	Temperatura
Baja temperatura	Baja	Temperatura
Alta Corrosión / Erosión	Alta	Corrosión / Erosión
Riesgos de Arranque / Parada	Riesgos	Arranque / Parada
Eventos externos		

Tabla 11: Palabras Guías.

Causas y consecuencias

Tal como se mencionó en el Capítulo 2, se procede a identificar para cada nodo las posibles causas y consecuencias de cada una de las desviaciones planteadas.

Separador General Alta Presión SG-A

Desviación	Causa	Consecuencia
1.1 Alta presión	1.1.1 Paro de compresor booster C-A.	1.1.1.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos. 1.1.1.2 Paro de compresores de baja presión. Pérdidas económicas.
	1.1.2 Cierre indebido de válvulas en la salida del separador.	1.1.2.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos. Posible fuga por juntas, posibilidad de incendio. Lesiones graves a las personas.
	1.1.3 Paro de compresor C-A y falla de PV.	1.1.3.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos.
1.2 Baja presión	1.2.1 Cierre de pozo	1.2.1.1 Pérdida económica.
	1.2.2 Cierre indebido de la válvula de ingreso al separador.	1.2.2.1 Pérdida económica.
1.3 Más caudal	1.3.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada.	1.3.1.1 Separación ineficiente. Posible arrastre de líquido en corriente de gas, daños en succión del compresor.
		1.3.1.2 Presurización del sistema. Posible soplado de juntas. Fuga de gas, posibilidad de incendio. Lesiones graves a las personas.
1.4 Bajo caudal	1.4.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada.	1.4.1.1 Problemas operativos, pérdida de producción.
	1.4.2 Rotura de líneas aguas arriba del separador.	1.4.2.1 Problemas operativos, pérdida de producción.
		1.4.2.2 Posible incendio con lesiones graves a los operadores.
		1.4.2.3 Derrame, afectación al medio ambiente.
1.5 Caudal Inverso / mal dirigido	1.5.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada.	1.5.1.1 Analizado en Más caudal.
1.6 Alto nivel	1.6.1 Falla cerrado del lazo de control de la LV.	1.6.1.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro coalescente. Problemas operativos.
	1.6.2 Taponamiento de línea de	1.6.2.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro

	salida de líquidos y/o filtro Y (arena, sedimentos)	coalescente. Problemas operativos.
	1.6.3 Error de maniobra en cuadro de la LV.	1.6.3.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro coalescente. Problemas operativos.
	1.6.4 Falla cerrada de la Pressure Valve.	1.6.4.1 Inundación del separador, arrastre de líquido filtro coalescente. Problemas operativos.
1.7 Bajo nivel	1.7.1 Falla abierta del lazo de control Level Valve.	1.7.1.1 Gas blow by al SF-G1. Posible rotura del separador flash. Posible fatalidad.
	1.7.2 Error de maniobra en cuadro de la Level Valve.	1.7.2.1 Gas blow by al SF-G1. Posible rotura del separador flash. Posible fatalidad.
	1.7.3 Fuga por válvula de purga.	1.7.3.1 Rebalse de cámaras, derrame con posibilidad de incendio. Lesiones a las personas. Afectación a medio ambiente.
1.7.3.2 Rebalse de cámaras, derrame y contaminación.		
1.8 Alta temperatura	1.8.1 No se observan.	1.8.1.1
1.9 Baja temperatura	1.9.1 Condiciones ambientales.	1.9.1.1 Taponamiento de líneas por hidratos y/o deposición de parafinas. Arrastre de líquido hacia C-A, daños en máquina.
1.10 Alta Corrosión / Erosión	1.10.1 Incremento de la presencia de arena en el crudo.	1.10.1.1 Posibles daños en separador y líneas asociadas. Fugas, derrame. Problemas operativos.
1.11 Riesgos de Arranque / Parada	1.11.1 Maniobras de puesta a punto del compresor C-A luego de una parada.	1.11.1.1 Inundación del separador. Arrastre de líquido a la succión de los compresores. Daños en máquinas.
1.12 Eventos externos	1.12.1 Fuego	1.12.1.1 Sobrepresión y eventual rotura de recipiente y líneas. Lesiones a las personas. Fatalidad.
	1.12.2 Inundación	1.12.2.1 Electrificación por inundación de cámaras. Fatalidad.
	1.12.3 Descargas atmosféricas	1.12.3.1 No se observan.

Tabla 12: Causas y consecuencias de cada una de las desviaciones del separador SG-A.

Separador General Baja Presión SG-B1

Desviación	Causa	Consecuencia
4.1 Alta presión	4.1.1 Paro de compresores.	4.1.1.1 Pérdida de producción.
	4.1.2 Error de maniobra en colector.	4.1.2.1 Sobre presión del separador, posible soplado de juntas. Fuga, incendio. Lesiones a las personas.
4.2 Baja presión	4.2.1 Falla abierta de la Pressure Valve.	4.2.1.1 Pérdida de producción.
	4.2.2 Fuga por válvula de descarga.	4.2.2.1 Pérdida de producción.
	4.2.3 Baterías cercanas, fuera de servicio.	4.2.3.1 Pérdida de producción.
4.3 Más caudal	4.3.1 Error de maniobra en colector.	4.3.1.1 Separación ineficiente. Posible arrastre de líquido en corriente de gas, daños en succión del compresor.
4.4 Bajo caudal	4.4.1 Baterías cercanas, fuera de servicio.	4.4.1.1 Pérdida de producción.
4.5 Caudal Inverso / mal dirigido	4.5.1 Ingreso de gas desde separador flash, con separador fuera de servicio.	4.5.1.1 No se observan.
4.6 Alto nivel	4.6.1 Falla cerrada del lazo de la LV.	4.6.1.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia succión de compresores. Daños en máquinas.
		4.6.1.2 Posible descarga de líquidos al sistema de venteos a través de la PV. Impacto ambiental con pérdida económica.

	4.6.2 Taponamiento de línea de salida de líquidos.	4.6.2.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia succión de compresores. Daños en máquinas. 4.6.2.2 Posible descarga de líquidos al sistema de venteos a través de la PV. Impacto ambiental con pérdida económica.
	4.6.3 Error de maniobra del cuadro de la LV	4.6.3.1 Analizado en 4.6.2
	4.6.4 Error de maniobra en cuadro de tanques.	4.6.4.1 Analizado en 4.6.2
4.7 Bajo nivel	4.7.1 Falla abierta del lazo de la LV.	4.7.1.1 Gas blow by en tanque TK-G1. Colapso del tanque, derrame, incendio. Lesiones graves a las personas. Posible fatalidad.
	4.7.2 Fuga por válvula de by-pass descarga de líquidos.	4.7.2.1 Gas blow by en tanque TK-G1. Colapso del tanque, derrame, incendio. Lesiones graves a las personas.
	4.7.3 Fuga por válvula de purga.	4.7.3.1 Rebalse de cámaras, derrame con posibilidad de incendio. Lesiones a las personas.
4.7.3.2 Rebalse de cámaras, derrame y contaminación.		
4.8 Alta temperatura	4.8.1 No se observan	4.8.1.1
4.9 Baja temperatura	4.9.1 Condiciones ambientales.	4.9.1.1 Taponamiento de línea. Arrastre de líquido hacia compresores. Daños en máquinas.
4.10 Alta Corrosión / Erosión	4.10.1 No se observan.	4.10.1.1
4.11 Riesgos de Arranque / Parada	4.11.1 No se observan.	4.11.1.1

Tabla 13: Causas y consecuencias de cada una de las desviaciones del separador SG-B1.

Frecuencia y severidad sin salvaguardas

La determinación de la frecuencia y severidad se realizó siguiendo los lineamientos explicados en Capítulo 2.

Las categorías de severidad de las consecuencias:

Code	Description	TMEL
0	NINGUNA - Sin efecto en la salud. Sin lesión a las personas.	
1	MENOR - Lesiones sin pérdida de días ni trabajo restringido. Efecto leve / menor en la salud.	
2	SERIO - Lesiones menores con trabajo restringido o pérdidas de hasta 10 días. Efecto mayor en la salud.	
3	GRAVE - Lesiones graves con más de 10 días de pérdida	
4	MUY GRAVE - Una fatalidad	
5	CATASTRÓFICA - Múltiples fatalidades.	

Tabla 14: Categorías de Severidad.

Las categorías de frecuencia:

Code	Description	Frequency
1	No ha ocurrido en el E&P.	1E-6 - 1E-5
2	Es muy improbable pero ha ocurrido en el E&P.	1E-5 - 1E-4
3	Improbable que ocurra en la vida de la instalación.	1E-4 - 1E-3
4	Puede ocurrir una vez en la vida la instalación.	1E-3 - 1E-2
5	Ocurre pocas veces en la vida de la instalación.	1E-2 - 1E-1
6	Ocurre frecuentemente durante la vida de la instalación.	1E-1 - 1E+0

Tabla 15: Categorías de Frecuencia.

Para definir las frecuencias de las causas determinadas durante las sesiones de HAZOP se aplicaron las siguientes frecuencias típicas:

Desviación	Causa	Frecuencia típica
1. No/Bajo Caudal	Válvula de control falla cerrada (2)	1/9 año
	Válvula manual se dejó cerrada	Ver Error Humano
	Válvula de Shutdown falla cerrada (2)	1/9 año
	Formación de hidratos	Depende del Servicio
	Fallo de bomba/compresor	1/10 año
	Filtro/tamiz/intercambiador tapado	Depende del Servicio
2. Mas/ Alto Caudal	Válvula de control falla abierta (2)	1/9 año
	Rotura de la instalación por impacto externo (excavadora, vehículo, etc.)	1/10 año
	Incremento caudal desde la fuente	Depende de la instalación
3. Caudal inverso/mal dirigido	Válvula manual se dejó abierta	Ver Error Humano
	Válvula PSV falla abierta.	1/100 año
	Válvula Blow down falla abierta (2)	1/9 año
	Falla sello de bomba/compresor	1/10 año
	Fuga tubería de proceso (10% sección)	1/10 año
	Falla catastrófica tubería de proceso	1/10000 año
4. Alta Presión	Fuga intercambiador - serpentín	1/1000 año
	Ver causas de No/Bajo Caudal	
5. Baja Presión (vacío)	Ver causas Mas/ Alto Caudal	

Desviación	Causa	Frecuencia típica
6. Alta Temperatura	Falla válvula de control de temperatura (1)	1/9 año
	Pérdida de medio refrigerante	Depende del Servicio
	Tubos de intercambio tapados	Depende del Servicio
	Fuego externo pequeño	1/10 año
	Fuego externo grande	Depende de la instalación
	Temperatura ambiente	Depende del lugar
	Alta temperatura desde la fuente	Depende de la instalación
7. Baja Temperatura	Falla válvula de control de temperatura (2)	1/9 año
	Pérdida de medio refrigerante	Depende del Servicio
	Tubos de intercambio tapados	Depende del Servicio
	Temperatura ambiente	Depende del lugar
	Falla del sistema de tracing	Depende de la instalación
8. Alto Nivel	Fallo de válvula de nivel cerrado (2)	1/9 año
	Válvula manual se dejó cerrada	Ver Error Humano
	Válvula de Shutdown falla cerrada (2)	1/9 año
	Fallo de bomba/compresor	1/10 año
	Cisterna de descarga no llega	Ver Error Humano
9. Bajo Nivel	Falla de válvula de nivel abierta (2)	1/9 año
10. Otra Composición	Cambio en la composición desde la Fuente.	Depende de la instalación
11. Corrosión/Erosión	Ver causas de caudal inverso/mal dirigido	
12. Peligros de arranque / parada	Peligros específicos no cubiertos en los Estándares Operacionales Críticos y Análisis de Trabajo Seguro.	
13. Peligros Mantenimiento	Peligros específicos no cubiertos en los EOC y ATS. Opciones de aislamiento inadecuadas, drenajes, opciones de limpieza recipientes, accesos y anclajes para mantenimiento, etc.	
14. Falla de servicios	Fallo de aire de instrumentos	1/año
	Fallo de electricidad	1/10 año
	Fallo de Fuel Gas	1/15 año
15. Eventos Externos	Fuego externo pequeño	1/10 año
	Fuego externo grande	1/100 año
	Descarga atmosférica peligrosa	1/100 año

Tabla 5: Frecuencias típicas de causas de desviaciones.

Error Humano

Error Humano	Frecuencia Típica Numérica
Tarea rutinaria una vez al día o más	$1 \times 10^{-3} \times N^\circ$ pasos críticos tarea x N° de ejecuciones de la tarea / 6
Tarea rutinaria una vez al mes	$1 \times 10^{-2} \times N^\circ$ pasos críticos tarea x N° de ejecuciones de la tarea / 5
Tarea no rutinaria, stress bajo	$1 \times 10^{-2} \times N^\circ$ pasos críticos tarea x N° de ejecuciones de la tarea / 5
Tarea no rutinaria, stress alto	$1 \times 10^{-1} \times N^\circ$ pasos críticos tarea x N° de ejecuciones de la tarea / 6

Tabla 6: Frecuencia típica errores humanos.

Salvaguardas

En lo referente a las barreras, se utilizó criterios estándares en la industria:

Tipo	Salvaguarda	Confiabilidad
Operador	Respuesta del operador a una observación	90%
	Respuesta del operador a una muestra	90%
	Revisión redundante del operador (para procedimientos críticos, permisos de trabajo en caliente, etc.)	90%
	Respuesta del operador a una alarma.	90%
	Detector personal de gases (Valido para pequeñas fugas)	≤ 90%
	Diluvios / Sistema de Protección contra Incendio	<90%
Instrumentados	Shutdown de proceso a través de un PLC/DCS.	90%
	Shutdown a través de Sistema Instrumentado de Seg. (SIS)	90% - 99.9%
	Detección de gas y Shutdown.	≤ 90%
	Detección de fuego y Shutdown.	90%
Mecánicas	PSV en un servicio limpio	99%
	PSV en un servicio sucio o corrosivo sin disco de ruptura	90%
	Disco de ruptura	99%
	Válvula de retención doble (similares o no)	90%
	Válvula de retención simple	<90%
Físicas	Contención secundaria	99%
	Sistema de drenaje subterráneo	99%

Tabla 7: Confiabilidad de salvaguardas.

Análisis Funcional de Operatividad y Adecuaciones de Batería de Producción de Crudo en Yacimiento Convencional – Ingeniería en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue

Evaluación de riesgos con y sin salvaguardas: Separador General de Alta Presión SG-A

Se presenta a continuación los valores asignados de severidad, frecuencia y riesgo para cada una de las consecuencias analizadas previamente, sus respectivas salvaguardas y riesgos residuales.

Desviación	Causa	Consecuencia	S	F	R	Salvaguarda	SR	FR	RR	
1.1 Alta presión	1.1.1 Paro de compresor booster C-A.	1.1.1.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos.	1	6	6	Pressure Valve.	1	5	5	
		1.1.1.2 Paro de compresores de baja presión. Pérdidas económicas.	1	6	6	Pressure Valve.				1
	1.1.2 Cierre indebido de válvula en la salida del separador.	1.1.2.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos. Posibles fugas por juntas, posibilidad de incendio. Lesiones graves a las personas.	1.1.2.1.1 Incremento de presión en separador, problemas operativos.	3	5	15	Pressure Safety Valve.	3	2	6
			Cierre de pozos por alta presión (VSS): set = 85 kg/cm2				Alarma por alta presión con señal en sala de control.			
1.1.3 Paro de compresor C-A y falla de PV.	1.1.3.1 Analizado en punto 1.1.1									
1.2 Baja presión	1.2.1 Cierre de pozo	1.2.1.1 Pérdida económica.	1	5	5	Alarma de baja presión en sala.	1	2	2	
	1.2.2 Cierre indebido de la válvula de ingreso al separador	1.2.2.1 Pérdida económica	1	5	5	Aviso de cierre de pozo en sala de control.				Alarma de baja presión en sala.
1.3 Más caudal	1.3.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada	1.3.1.1 Posible arrastre de líquido en corriente de gas, daños en succión del compresor.	2	5	10	Protecciones propias del compresor C-A	2	4	8	
		1.3.1.2 Presurización del sistema. Posible soplado de juntas. Fuga de gas, posibilidad de incendio. Lesiones graves a las personas.	3	5	15	Pressure Safety Valve.	3	2	6	
1.4 Bajo caudal	1.4.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada.	1.4.1.1 Problemas operativos, pérdida de producción.	1	5	5	Aviso de cierre de pozo en sala de control.				1
		1.4.2.1 Problemas operativos, pérdida de producción.	1	4	4					
	1.4.2 Rotura de líneas aguas arriba del separador.	1.4.2.2 Posible incendio con lesiones graves a los operadores.	1.4.2.2.1 Posible incendio con lesiones graves a los operadores.	3	4	12	Control de permiso de trabajo en campo.	3	3	9
			Control de tráfico de vehículos dentro de las instalaciones.	Cierre de pozos por baja presión (VSS)						
1.4.2.3 Derrame, contaminación.		2	4	8	Cierre de pozos por baja presión (VSS)					
1.5 Caudal Inverso / mal dirigido	1.5.1 Error de maniobra en válvulas de colector de entrada	1.5.1.1 Analizado en Más caudal.								
1.6 Alto nivel	1.6.1 Falla cerrado del lazo de control de la LV.	1.6.1.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro coalescente. Problemas operativos.	4	5	20	Válvula by-pass manual	4	4	16	
						Recorrida del operador.				

Análisis Funcional de Operatividad y Adecuaciones de Batería de Producción de Crudo en Yacimiento Convencional – Ingeniería en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue

Desviación	Causa	Consecuencia	S	F	R	Salvaguarda	SR	FR	RR
	1.6.2 Taponamiento de línea de salida de líquidos y/o filtro Y (arena, sedimentos)	1.6.2.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro coalescente. Problemas operativos.	4	5	20				
	1.6.3 Error de maniobra en cuadro de la LV.	1.6.3.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia filtro coalescente. Problemas operativos.	4	5	20	Procedimiento Operativo. Alarma por alto nivel			16
	1.6.4 Falla cerrada de la LV.	1.6.4.1 Inundación del separador, arrastre de líquido filtro coalescente. Problemas operativos.	4	4	16	Procedimiento Operativo Alarma por alto nivel	4	3	12
1.7 Bajo nivel	1.7.1 Falla abierta del lazo de control LV.	1.7.1.1 Gas blow by al SF-G1. Posible rotura del separador flash. Posible fatalidad.	4	6	24	Pressure Safety Valve.	4	2	8
						Alarma por alta presión.			
						Disco de ruptura			
	1.7.2 Error de maniobra en cuadro de la LV.	1.7.2.1 Gas blow by al SF-G1. Posible rotura del separador flash. Posible fatalidad.	4	5	20	Pressure Safety Valve.	4	1	0
Disco de ruptura. Alarma por alta presión.									
1.7.3 Fuga por válvula de purga.	1.7.3.1 Rebalse de cámaras, derrame con posibilidad de incendio. Lesiones a las personas.	3	5	15	No se observan.	3	5	15	
					1.7.3.2 Rebalse de cámaras, derrame y contaminación.				2
1.8 Alta temperatura	1.8.1 No se observan.	1.8.1.1							
1.9 Baja temperatura	1.9.1 Condiciones ambientales.	1.9.1.1 Taponamiento de líneas por hidratos y/o deposición de parafinas. Arrastre de líquido hacia C-A, daños en máquina.	2	6	12	Aislación térmica y tracing.	2	4	8
						Protecciones propias del compresor C-A.			
1.10 Alta Corrosión / Erosión	1.10.1 Incremento de la presencia de arena.	1.10.1.1 Posibles daños en separador y líneas asociadas. Fugas, derrame.	1	6	6	Desarenadores	1	4	4
						Control visual de chokes en pozos.			
1.11 Riesgos de Arranque / Parada	1.11.1 Maniobras de puesta a punto del compresor C-A luego de una parada.	1.11.1.1 Inundación del separador. Arrastre de líquido a la succión de los compresores. Daños en máquinas.	2	6	12	Consigna operativa.	2	6	12
1.12 Eventos externos	1.12.1 Fuego	1.12.1.1 Sobrepresión y eventual rotura de recipiente y líneas. Lesiones a las personas. Fatalidad.	4	4	16	Pressure Safety Valve	4	4	16
	1.12.2 Inundación	1.12.2.1 Electrificación por inundación de cámaras. Fatalidad.	4	6	24	PAT Sistemas de protecciones eléctricas	4	2	8
	1.12.3 Descargas atmosféricas	1.12.3.1 No se observan.							

Tabla 19: Evaluación de riesgos con y sin salvaguardas: Separador SG-A.

Análisis Funcional de Operatividad y Adecuaciones de Batería de Producción de Crudo en Yacimiento Convencional – Ingeniería en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue

Evaluación de riesgos con y sin salvaguardas: Separador General de Baja Presión SG-B1

Así mismo se presentan los valores asignados para el nodo N°4:

Desviación	Causa	Consecuencia	S	F	R	Salvaguarda	SR	FR	RR
4.1 Alta presión	4.1.1 Paro de compresores.	4.1.1.1 Pérdida de producción.							
	4.1.2 Error de maniobra en colector.	4.1.2.1 Sobre presión del separador, posible soplado de juntas. Fuga, incendio. Lesiones a las personas.	3	5	15	Pressure Control Valve Pressure Safety Valve. Alarma por alta presión.	3	1	3
4.2 Baja presión	4.2.1 Falla abierta de la PV	4.2.1.1 Pérdida de producción.							
	4.2.2 Fuga por válvula	4.2.2.1 Pérdida de producción.	2	5	10	Alarma por baja presión. Alarmas de baja presión en compresores. Visualización de llama en antorcha CCTV	2	4	8
4.3 Más caudal	4.3.1 Error de maniobra en colector.	4.3.1.1 No se observan.							
4.4 Bajo caudal	4.4.1 Cierre de pozos.	4.4.1.1 Pérdida de producción.	1	4	4	Recorrido de rutina de operadores.	1	2	2
4.5 Caudal Inverso / mal dirigido	4.5.1 Ingreso de gas desde separador flash, con separador SG-B1 fuera de servicio.	4.5.1.1 No se observan.							
4.6 Alto nivel	4.6.1 Falla cerrada del lazo de la LV.	4.6.1.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia succión de compresores. Daños en máquinas.	3	6	18	Protecciones propias de los compresores de baja. Alarma por alto nivel. Switch de alto nivel.	3	4	12
		4.6.1.2 Posible descarga de líquidos al sistema de venteos a través de la PV. Impacto ambiental con pérdida económica.	2	6	12	Alarma por alto nivel. Switch de alto nivel. KOD-1	2	5	10
	4.6.2 Taponamiento de línea de salida de líquidos	4.6.2.1 Inundación del separador, arrastre de líquido hacia succión de compresores. Daños en máquinas.	3	5	15	Alarma por alto nivel. Switch de alto nivel. Inyección de químicos	3	4	12
		4.6.2.2 Posible descarga de líquidos al sistema de venteos a través de la PV. Impacto ambiental con pérdida económica.	2	5	10	Alarma por alto nivel. Switch de alto nivel. Inyección de químicos	2	4	8
	4.6.3 Error de maniobra del cuadro de la LV.	4.6.3.1 Analizado en 4.6.2							
	4.6.4 Error de maniobra en cuadro de tanques.	4.6.4.1 Analizado en 4.6.2							
4.7 Bajo nivel	4.7.1 Falla abierta del lazo de la LV	4.7.1.1 Gas blow by en tanque TK-G1. Colapso del tanque, derrame, incendio. Lesiones graves a las personas. Posible fatalidad.	4	6	24	Alarma por bajo nivel. Switch de bajo nivel. Disco de ruptura.	4	4	16
		4.7.2 Fuga por válvula drenaje cerrado.	4.7.2.1 Gas blow by en tanque TK-G2. Colapso del tanque, derrame, incendio. Lesiones graves a las personas.	3	5	15	Alarma por bajo nivel. Switch de bajo nivel.	3	3

Análisis Funcional de Operatividad y Adecuaciones de Batería de Producción de Crudo en Yacimiento Convencional – Ingeniería en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue

Desviación	Causa	Consecuencia	S	F	R	Salvaguarda	SR	FR	RR
						Disco de ruptura.			
	4.7.3 Fuga por válvula de drenaje abierto.	4.7.3.1 Rebalse de cámaras, derrame con posibilidad de incendio. Lesiones a las personas.	3	5	15	No se observan.	3	5	15
		4.7.3.2 Rebalse de cámaras, derrame y contaminación.	2	5	10	Recorrida del operador. CCTV	2	5	10
4.8 Alta temperatura	4.8.1 No se observan	4.8.1.1							
4.9 Baja temperatura	4.9.1 Condiciones ambientales.	4.9.1.1 Taponamiento de línea. Arrastre de líquido hacia compresores. Daños en máquinas.	3	6	18	Aislación térmica y tracing. Inyección de químicos Protecciones propias de los compresores de baja	3	3	9
4.10 Alta Corrosión / Erosión	4.10.1 No se observan.	4.10.1.1							
4.11 Riesgos de Arranque / Parada	4.11.1 No se observan.	4.11.1.1							

Tabla 20: Evaluación de riesgos con y sin salvaguardas: Separador SG-B1.

4.5. Resultados y recomendaciones.

Durante las sesiones de HAZOP surgieron 192 recomendaciones de distintos tipos, las cuales buscan reducir los riesgos determinados en cada uno de los nodos.

Hubo recomendaciones que no se calificaron respecto al riesgo, en algunos casos porque no ameritaba (según la decisión del grupo) y en otros, como en el caso concreto de las regeneradoras y el circuito de drenaje, por falta de información mínima necesaria que permitiera su estudio.

Se presentan a continuación las recomendaciones correspondientes a los 2 nodos seleccionados:

SG-A

Recomendaciones	Referencia	RR
1. Verificar Presión Máxima Admisible de Operación (MAPO) del separador SG-A. Eventualmente, realizar ensayos. Hacer extensiva, si corresponde, a los demás separadores.	1.1.1.1	5
2 Adecuar los cuadros de alivio de presión de todos los recipientes con un esquema de doble válvula con candado y drip ring.	1.1.1.1	5
3 Verificar capacidad de PSV instalada.	1.1.2.1	6
4 Solicitar al proveedor de compresión que envíe el plan de integridad y mantenimiento de todas las protecciones e informe mensualmente el avance.	1.3.1.2	6
5 Instalar indicación de nivel independiente, con alarmas de alta y baja, con señal en sala de control.	1.6.1.1	16
	1.6.3.1	16
	1.6.4.1	12
6 Analizar la colocación de la válvula SDV en la entrada al separador.	1.6.1.1	16
7 Actualizar los sistemas de control de planta a la tecnología vigente.	1.6.1.1	16
	1.6.4.1	12
8 Redactar procedimiento para la operación del separador, y del cuadro de maniobras de válvulas. Taggear válvulas en campo.	1.6.3.1	
	1.7.2.1	0
9 Colocar doble válvula y regulación (esférica y globo) en by pass de cuadros de control (todos los equipos).	1.7.2.1	0
10 Adecuar la capacidad de la válvula controladora de nivel y analizar un sistema alternativo de evacuación de líquidos en separador, para rango de caudal mínimo y el máximo de arranque del compresor.	1.6.3.1	12
	1.11.1.1	12
11 Colocar doble válvula en líneas de drenaje de equipos.	1.7.3.1	15
12 Revisar escenario de derrame de cámaras de drenaje y plan de contingencia de la planta. Analizar pendiente del terreno y destino final de un eventual derrame.	1.7.3.2	10
	21.7.2.1	10
13 Revisar y completar el sistema de aislación térmica y tracing para todos los separadores.	1.9.1.1	8
14 Verificar plan de integridad, en particular en codos y cambios de dirección (problemas de erosión / corrosión).	1.10.1.1	4
15 Verificar que la PSV instalada esté diseñada para fuego.	1.12.1.1	16
16 Verificar las protecciones eléctricas para contactos indirectos (en particular PAT y disyuntores), para proteger inundación de cámaras.	1.12.2.1	8
17 Verificar PAT para todos los equipos y particularmente, en los separadores.	1.12.3.1	

Tabla 21: Recomendaciones para Separador SG-A.

SG-B1

Recomendaciones	Referencia	RR
4 Solicitar al proveedor de compresión que envíe el plan de integridad y mantenimiento de todas las protecciones e informe mensualmente el avance.	4.6.1.1	12
9 Colocar doble válvula y regulación (esférica y globo) en by pass de cuadros de control (todos los equipos).	4.2.2.1	8
	4.7.2.1	9
11 Colocar doble válvula en líneas de drenaje de equipos.	4.7.3.1	15
12 Revisar escenario de derrame de cámaras de drenaje y plan de contingencia de la planta. Analizar pendiente del terreno y destino final de un eventual derrame.	4.7.3.2	10
13 Revisar y completar el sistema de aislación térmica y tracing para todos los separadores.	4.9.1.1	9
23 Colocar precinto en válvulas manuales críticas de acuerdo con P&ID o recomendaciones.	4.4.1.1	2
24 Evaluar la posibilidad de instalar un separador bifásico previo al colector general de succión de la compresión de baja) o paro de compresor por muy alto nivel en separadores.	4.6.1.1	12
25 Analizar la colocación de la válvula SDV en la entrada al separador (evento de alto nivel).	4.6.1.1	12
	4.6.1.2	10
	4.7.1.1	16
26 Verificar plan de mantenimiento e integridad de separadores de planta.	4.6.2.1	12
27 Reubicar válvula en posición horizontal (salida del SG-B1). Actualmente, carece de internos.	4.6.2.2	8
28 Verificar la capacidad y el servicio de las válvulas LV-SG-B1 y PV-SG-B1.	4.6.2.2	8
29 Instrumentar un enclavamiento con cierre por bajo nivel en línea de salida de líquidos del SG-B1 o colocar orificio de restricción para evitar gas blow by en tanques.	4.7.1.1	16

Tabla 21: Recomendaciones para Separador SG-B1.

En el apartado 7.1 se detallan las 192 recomendaciones con sus respectivas referencias y riesgos residuales.

5. EJECUCIÓN DE RECOMENDACIONES

5.1. Análisis del contexto

El principal resultado del análisis ejecutado mediante el equipo HAZOP es el listado de recomendaciones asociadas a un valor de riesgo residual y con alcance definido según cada nodo bajo estudio. No obstante, cada compañía deberá definir una estrategia de adecuación de sus instalaciones y priorizar las mismas según sus políticas, estado de explotación del yacimiento y balances económicos.

El estado actual de explotación del área bajo estudio es el de mantenimiento de producción, con un contexto de inversión complejo, en el cual se debe evaluar en detalle todas las inversiones a ejecutar, ya que tienen la posibilidad de afectar el equilibrio económico del proyecto, poniendo en riesgo la continuidad de la operación.

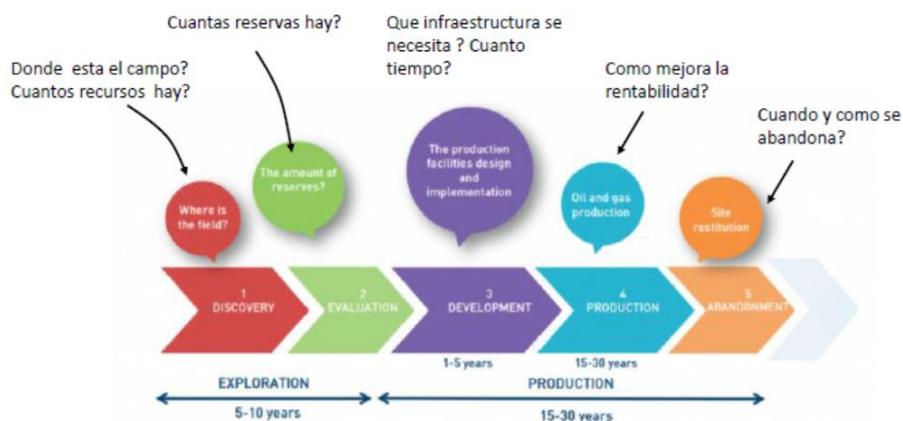


Imagen 29: Etapas de desarrollo de un proyecto - IFP School.

Analizando el ciclo de vida del proyecto bajo análisis, el mismo se encuentra con un bajo costo operativo, pero un alto costo de oportunidad y afectación, manteniendo márgenes positivos, pero con bajo presupuesto CAPEX.

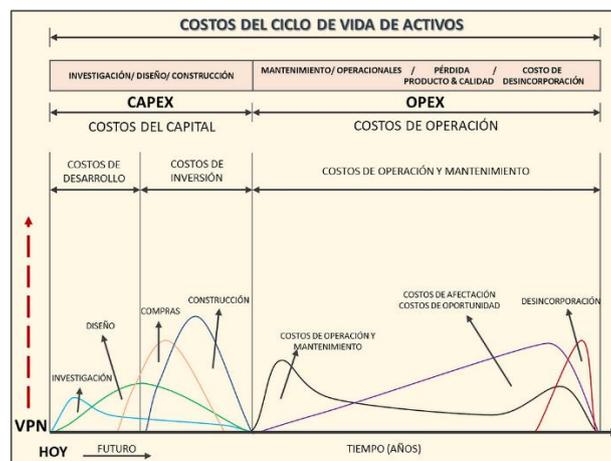


Imagen 30: Ciclo de vida de activos - Miguel Pérez- Cayros Group.

5.2. Estrategia de adecuación

Luego del correspondiente análisis del contexto y evaluación del proyecto, se definen líneas de acción para llevar adelante la adecuación de las instalaciones en búsqueda de minimizar los riesgos asociados a la operación y mantenimiento.

Se procede a categorizar las recomendaciones según tipo:

1. Acciones Documentales
 - a. Elaboración de procedimientos.
 - b. Solicitud de información y seguimiento a proveedores.
 - c. Análisis de ingeniería.
 - d. Modificación de filosofía operativa existentes.
2. Obras
 - a. Definición de etapas según RR y posibilidades de ejecución.
 - b. Relevamientos, presupuesto y licitación.
 - c. Planificación de Paros de Planta y ejecución de las modificaciones.
3. **Recomendaciones ALARP:** Recomendaciones con riesgo residual razonablemente bajo. Debe ser posible demostrar que los costos involucrados en una reducción del riesgo adicional son totalmente desproporcionados al beneficio obtenido en caso de aplicarse.

Una vez categorizadas las recomendaciones, se definen los responsables del seguimiento y ejecución cada una de ellas.

5.3. Ejecución de obras

Una vez definidas y aprobadas todas las etapas presupuestarias de obras, se debe avanzar con la planificación de ejecución de estas, analizando las necesidades particulares para cada caso.

A continuación, se presentan las modificaciones realizadas en un paro de planta, dando curso a las siguientes recomendaciones del estudio:

SG-A:

- 5. Instalar indicación de nivel independiente, con alarmas de alta y baja, con señal en sala de control. (RR=16).
- 7. Actualizar los sistemas de control de planta a la tecnología vigente. (RR=16).
- 11. Colocar doble válvula en líneas de drenaje de equipos. (RR=15).

SG-B1:

- 9. Colocar doble válvula y regulación (esférica y globo) en by pass de cuadros de control (RR=9).
- 11. Colocar doble válvula en líneas de drenaje de equipos. (RR=15).
- 29. Instrumentar un enclavamiento con cierre por bajo nivel en línea de salida de líquidos del SG-B1 o colocar orificio de restricción para evitar gas blow by en tanques. (RR=16).

Adicionalmente se ejecutaron obras de reemplazo de PLC (controlador lógico-programable), extensión de líneas de aire de instrumentos y vinculación de señales de instrumentos a sistema SCADA.

Para la planificación del paro de planta se elaboraron distintos documentos internos, como ser procedimientos operativos, en donde se definieron:

- i. Condiciones de Seguridad. Responsabilidades y puntos críticos de control.
- ii. Cronograma y orden de cierre de pozos.
- iii. Bloqueos y despresurización de instalaciones.
- iv. Maniobras específicas de aseguramiento de equipos.
- v. Identificación de zonas y grupos de trabajo.
- vi. Identificación y valoración de riesgos asociados a cada tarea.
- vii. Comisionado de obra y prueba funcional. Calibración de instrumentos.
- viii. Normalización de instalación y puesta en marcha.
- ix. Gestión del cambio: actualización de documentación asociada.

La ejecución del paro de planta mencionado implicó la participación de aproximadamente 50 personas de 5 compañías durante 2 jornadas.

6. CONCLUSIONES

Luego del análisis y discusión de los resultados obtenidos en esta investigación, se establecen las siguientes conclusiones:

Con relación al primer objetivo específico: “Investigar sistemáticamente como los procesos pueden desviarse de su intención de diseño”, mediante la ejecución de una metodología específica para este tipo de análisis como lo es un estudio HAZOP, se pudo someter cada uno de los sistemas críticos de la Batería Indio Comahue a un análisis de desviaciones de distintos parámetros, identificando cómo responde cada uno de ellos ante estos desvíos.

A partir de estas desviaciones, analizando las posibles causas y consecuencias, se pudo avanzar con el siguiente objetivo específico: “Detectar riesgos, sus causas, consecuencias, medidas de protección y realizar las recomendaciones pertinentes”, mediante la semi- cuantificación de los riesgos detectados, a través de la frecuencia y severidad las desviaciones, antes y después de las barreras identificadas en las instalaciones.

Como resultado y principal entregable del estudio se realizaron 192 recomendaciones de distintos tipos, asociados a cada desviación analizada con su respectivo riesgo residual, a partir del cual se pudo establecer un orden respecto a la necesidad de ejecución de las recomendaciones, tal como se establece en el objetivo particular “Definir prioridad en función de la criticidad y factibilidad para la implementación de modificaciones basadas en resultados del estudio”.

Cumplidos los objetivos propuestos, se puede concluir que la metodología utilizada es una herramienta muy potente para la identificación de los riesgos de operación de las instalaciones de producción, destacando muchos aspectos positivos:

- Es una buena ocasión para contrastar distintos puntos de vista de una instalación, lo cual enriquece el conocimiento y la visión de todos los participantes.
- Permite la participación de todo el personal involucrado con la operación y mantenimiento, producción, facilidades, tratamientos químicos, procesistas, etc.
- Es una técnica sistemática que puede crear, desde el punto de vista de la seguridad de procesos, hábitos metodológicos muy valiosos para la mejora de las instalaciones.

Algunos inconvenientes identificados con la metodología utilizada pueden ser:

- Las modificaciones que haya que realizar en una determinada instalación como consecuencia de un HAZOP, deben analizarse con mayor detalle además de otros criterios, como los económicos.
- Los resultados que se obtienen dependen en gran medida de la calidad y capacidad de los miembros del equipo de trabajo, así como de la información disponible, a tal punto que puede omitirse un riesgo si los datos de partida son erróneos o están incompletos.
- Si bien los análisis HAZOP se pueden ejecutar en cualquier etapa del proyecto, es recomendable realizarlos en etapas tempranas en donde los costos de adecuación de instalaciones sean parte de las inversiones iniciales del proyecto, y no en una etapa en donde se buscan alternativas para mantener la rentabilidad.

7. Anexos

7.1. Resultados totales

Se presenta a continuación las 192 recomendaciones resultantes del Estudio HAZOP, referente a los 23 nodos seleccionados para la batería Indio Comahue.

Recomendaciones	Referencia	RR
1. Verificar Presión Máxima Admisible de Operación (MAPO) del separador SG-A. Eventualmente, realizar ensayos. Hacer extensiva, si corresponde, a los demás separadores.	1.1.1.1	5
2. Adecuar los cuadros de alivio de presión de todos los recipientes con un esquema de doble válvula con candado y drip ring.	1.1.1.1	5
	5.1.1.1	6
	6.2.1.1	10
	17.1.1.1	12
	17.1.2.1	9
3. Verificar capacidad de PSV del SG-A.	1.1.2.1	6
4. Solicitar al proveedor de compresión que envíe el plan de integridad y mantenimiento de todas las protecciones e informe mensualmente el avance.	1.3.1.2	6
	4.6.1.1	12
5. Instalar indicación de nivel independiente en SG-A con alarmas de alta y baja, con señal en sala.	1.6.1.1	16
	1.6.3.1	16
	1.6.4.1	12
	6.6.3.2	10
6. Analizar la colocación de la válvula SDV en la entrada al separador SG-A.	1.6.1.1	16
7. Actualizar los sistemas de control de planta a la tecnología vigente.	1.6.1.1	16
	1.6.4.1	12
	5.1.1.1	6
	5.6.1.1	12
	5.6.2.1	10
	5.6.4.1	12
	6.2.1.1	10
	6.3.1.1	10
	6.6.3.2	10
	6.7.1.1	12
8. Redactar procedimiento para la operación del SG-A y del cuadro de maniobras de válvulas.	1.6.3.1	
	1.7.2.1	0
9. Colocar doble válvula y regulación (esférica y globo) en by pass de cuadros de control (todos los equipos).	1.7.2.1	0
	4.2.2.1	8
	4.7.2.1	9
	7.7.2.1	0
	8.2.2.1	9
	12.7.2.1	
10. Adecuar la capacidad de la válvula controladora de nivel y analizar un sistema alternativo de evacuación de líquidos en separador, para rango de caudal mínimo y el máximo de arranque del compresor.	12.7.3.1	15
	1.6.3.1	12
11. Colocar doble válvula en líneas de drenaje de equipos.	1.11.1.1	12
	1.7.3.1	15
	2.7.2.1	15
	4.7.3.1	15
	5.7.3.1	15
	6.7.2.1	15
	7.7.3.1	15
	8.7.2.1	15
	9.7.2.1	15
	17.7.3.1	15
	21.7.1.1	10
21.7.2.1	10	

12 Revisar escenario de derrame de cámaras de drenaje y plan de contingencia de la planta. Analizar pendiente del terreno y destino final de un eventual derrame.	1.7.3.2	10
	2.7.2.2	10
	4.7.3.2	10
	5.7.3.2	10
	6.7.2.2	10
	7.7.3.2	10
	8.7.2.2	10
	9.7.2.2	10
	21.7.1.1	10
13 Revisar y completar el sistema de aislación térmica y tracing para todos los separadores.	21.7.2.1	10
	1.9.1.1	8
	2.9.1.1	
14 Verificar plan de integridad, en particular en codos y cambios de dirección (problemas de erosión / corrosión).	4.9.1.1	9
	1.10.1.1	4
	5.10.1.1	4
	6.10.1.1	4
	7.10.1.1	4
15 Verificar que la PSV correspondiente al SG-A esté diseñada para fuego.	8.10.1.1	4
	9.10.1.1	4
16 Verificar las protecciones eléctricas para contactos indirectos (en particular PAT y disyuntores), para proteger inundación de cámaras.	1.12.1.1	16
17 Verificar PAT para todos los equipos y particularmente, en los separadores.	1.12.2.1	8
18 Incluir la válvula PV-XXX (succión compresor C-M) en la lista de integridad de alta prioridad (elemento crítico) porque cumple función de seguridad.	1.12.3.1	
19 Colocar set de PSV correspondiente al SG-M y validar el uso conjunto de las válvulas para que no interfieran entre sí.	2.1.1.1	0
20 Redactar procedimiento de operación del SG-M y del cuadro de maniobras de válvulas. Taggear válvulas en campo.	2.1.2.1	9
21 Evaluar la instalación de enclavamiento por alto nivel para futura puesta en servicio del SG-M.	2.1.3.1	0
22 De comisionar separador SG-B2 dado que fue reemplazado por el SG-B1 y no es requerido en las condiciones actuales de operación de la planta.	2.6.1.1	8
	2.6.2.1	10
23 Colocar precinto en válvulas manuales críticas de acuerdo con P&ID o recomendaciones.	3.1.2.1	6
24 Evaluar la posibilidad de instalar un separador bifásico previo al colector general de succión de la compresión de baja o paro de compresor por muy alto nivel en separadores.	4.4.1.1	2
25 Analizar la colocación de la válvula SDV en la entrada al separador SG-B1 (evento de alto nivel).	4.6.1.1	12
	4.6.1.2	10
	4.7.1.1	16
26 Verificar plan de mantenimiento e integridad de separadores de planta.	4.6.2.1	12
27 Reubicar válvula de alivio en posición horizontal (salida del SG-B1). Actualmente, carece de internos.	4.6.2.2	8
28 Verificar la capacidad y el servicio de las válvulas LV y PV en SG-B1.	4.6.2.2	8
29 Instrumentar un enclavamiento con cierre por bajo nivel en línea de salida de líquidos del SG-B1 o colocar orificio de restricción para evitar gas blow by en tanques.	4.7.1.1	16
30 Instrumentar un enclavamiento con cierre por bajo nivel en línea de salida de líquidos del SC-1 o colocar orificio de restricción para evitar gas blow by en tanques.	6.7.1.2	15
	6.7.1.3	0
31 Verificar capacidad de PSV del SG-MA (full flow).	5.1.1.1	6
32 Instrumentar el separador SG-MA (presión y nivel), con sus correspondientes alarmas de alta y baja. Implementar telemetría para contar con señales en sala.	5.1.1.1	6
	5.6.1.1	12
	5.6.2.1	10
	5.6.4.1	12
	5.7.1.1	0
33 Analizar la necesidad de colocar aislación térmica y tracing en líneas de líquido del SG-MA.	5.6.3.1	8
	5.9.1.1	8
34 Verificar la capacidad de la PSV de SG-MA ante evento de gas blow by.	5.7.1.1	0
35 Verificar MAPO del separador SC-1. Verificar integridad del recipiente con el sector responsable.	6.1.1.1	12

36 Analizar la instalación de detectores de mezcla explosiva y/o llama en separador SC-1 u otra barrera alternativa.	6.1.1.1	12
37 Instrumentar el separador SC-1 (presión y nivel), con sus correspondientes alarmas de alta y baja. Implementar telemetría para contar con señales en sala.	6.2.1.1	10
	6.3.1.1	10
	6.6.1.2	10
	6.7.1.1	12
	6.7.1.2	15
38 Verificar capacidad de la PSV en SC-1.	6.2.1.1	10
39 Verificar capacidad del separador SC-1	6.3.1.1	10
40 Redactar procedimiento de operación del SC-1 y de cuadro de válvulas. Taggear válvulas en campo.	6.5.1.1	
	6.7.1.3	0
41 Analizar la instalación de un enclavamiento que cierre el ingreso al separador SC-1 por alto nivel.	6.6.2.2	10
42 Instalar válvula SDV en línea de salida de líquidos del SC-1 o colocar orificio de restricción para evitar gas blow by en SF-C.	6.7.1.1	12
43 Corregir P&ID, indicando líneas de conexión con tanque TK-C.	6.7.1.2	15
44 Colocar aislación térmica y tracing en líneas de líquido del SC-1.	6.9.1.1	8
45 Implementar caja reductora en las válvulas de ingreso de los pozos, en manifold al SC-1 para permitir alineación suave.	6.11.1.1	18
46 Redactar procedimiento de presurización de líneas provenientes de pozos de alta presión de ingreso al SC-1.	6.11.1.1	18
47 Instrumentar un enclavamiento para el paro de compresores con switch de nivel del separador SF-G1.	7.2.1.1	12
	7.6.4.1	9
48 Colocar aislación térmica y tracing en líneas de líquido del SF-G1	7.9.1.1	8
49 Instrumentar un enclavamiento para el paro de compresores con alto nivel del separador SF-G2.	8.2.1.1	12
	8.3.1.1	9
	8.6.1.1	12
	8.7.1.1	18
50 Colocar doble válvula en la descarga de SF-G1 (derivación de ingreso al SF-G2).	8.5.2.1	15
51 Verificar serie de la línea 4" de vinculación entre SF-G1 y SF-G2 y resto de líneas que ingresan al último.	8.3.1.1	9
52 Verificar capacidad de la PSV- SF-G2 (1 1/2" x 2")	8.3.1.1	9
53 Colocar aislación térmica y tracing en líneas de líquido del SF-G2.	8.9.1.1	8
54 Analizar la colocación de detectores de llama y/o mezcla explosiva en SF-C u otra barrera alternativa.	9.1.1.1	12
55 Agregar válvula XV en el ingreso del separador SF-C con enclavamiento por alta presión.	9.1.1.1	12
	9.6.1.1	12
56 Redactar procedimiento para la operación del SF-C y del cuadro de maniobras de válvulas. Taggear válvulas en campo.	9.1.2.1	9
57 Modificar posición de falla de la PV- SF-C (debe ser FO). Analizar efecto sobre separadores aguas arriba.	9.2.1.1	
58 Agregar válvula esférica en venteo manual SF-C.	9.2.2.1	12
59 Analizar enclavamiento o RO en línea de salida de líquidos del SF-C a TK-C y TK-G2.	9.7.1.1	18
60 Verificar aislación térmica y colocar tracing en líneas de líquido del SF-C.	9.9.1.1	8
61 Revisar serie de cañerías y válvulas en la descarga de la bomba P-114 (centrífuga multi etapas) y eventualmente modificar de acuerdo con máxima presión de descarga de bomba.	20.1.1.1	12
62 Verificar que la presión de shut off de la bomba principal P-114 no supere la serie de la cañería.	20.1.1.1	12
63 Instalar flujostato en succión de bombas BO-1 A y B o paro de estas por bajo caudal.	20.2.1.1	10
	20.2.2.1	10
	20.2.3.1	10
64 Estudiar la implementación de lógica de control de nivel en TK-G1 con arranque y paro de bombas (tener en cuenta altura de tanques - combinación).	20.6.1.1	12
65 Instalar válvula de drenaje de recintos de tanques, en posición segura y con precintos para evitar aperturas indeseadas.	20.6.1.1	12
	21.6.1.1	12
	22.6.1.1	12
66 Instalar bombas de back up a las BO-2 /B (booster y principal) existentes.	20.2.2.1	10
	20.6.3.1	9
67 Estudiar la implementación de un cargadero de camiones.	20.6.3.1	9

	22.7.1.1	
68 Estudiar la colocación de una alarma visual y sonora en zona de tanques, por alto nivel.	20.7.1.1	12
	22.7.3.1	12
69 Realizar estudio de Evaluación de Consecuencias de venteos tanques para determinar alcance.	20.8.1.1	20
70 Evaluar mitigaciones (venteo a lugar seguro, estabilización, etc.) para reducir flasheo en tanques desde el punto de vista del proceso y seguridad.	20.8.1.1	20
	21.8.1.1	20
	22.8.1.1	20
71 Incorporar detectores de mezcla en zona de tanques.	20.8.1.1	20
	21.8.1.1	20
	22.8.1.1	20
72 Colocar restricción de acceso vehicular y otras fuentes de ignición a zona de tanques.	20.8.1.1	20
	21.8.1.1	20
	22.8.1.1	20
73 Verificar certificación de la instalación eléctrica de tanques según estudio de clasificación de áreas.	20.8.1.1	20
	21.8.1.1	20
	22.8.1.1	20
74 Colocar aislación térmica en líneas de succión de bombas BO-1 y BO-2 (booster y principal).	20.10.1.1	10
	21.10.1.1	10
	22.10.1.1	10
75 Instalar transmisores de nivel de interfase (capacitivos) en tanques.	20.8.1.1	20
	21.8.1.1	20
	22.8.1.1	20
76 Verificar que el sifón de rebalse del tanque, del lado interno, tome de la parte inferior (agua) del TK-G1	20.6.1.1	12
77 Verificar que el sifón de rebalse del tanque, del lado interno, tome de la parte inferior (agua) del TK-G2.	21.6.1.1	12
78 Evaluar la colocación de alarma por alto nivel en TK-G2.	21.6.1.1	12
79 Analizar instalación de PSE en TK-G2.	21.6.1.1	12
80 Colocar posicionadores en válvulas correspondiente a derivaciones entre TK-G1, TK-G2 y TK-C.	21.6.2.1	12
	22.6.2.1	12
81 Indicar adecuadamente en P&ID donde se dirige la descarga de la línea 4" drenaje del TK-G2.	21.7.2.1	10
82 Realizar estudio de Evaluación de Consecuencias para determinar alcance en TK-G2	21.8.1.1	20
83 Verificar estado de piso de tanques TK-G1, TK-G2 y TK-C en documentación de integridad y/o con una inspección visual.	20.11.1.1	10
	21.11.1.1	10
	22.11.1.1	10
84 Verificar que el sifón de rebalse del tanque, del lado interno, tome de la parte inferior (agua) del TK-C.	22.6.1.1	12
85 Evaluar la colocación de alarma por alto nivel en TK-C.	22.6.1.1	12
86 Analizar instalación de PSE en TK-C.	22.6.1.1	12
87 Verificar bloqueo con brida ciega en válvula de descarga f/s. Eventualmente, colocar.	22.7.2.1	
88 Redactar procedimiento de vaciado de tanque TK-G1.	20.7.2.1	12
	21.7.3.1	12
89 Verificar protecciones de las bombas booster y multi etapa (BO-1/B).	20.7.2.1	12
	21.7.3.1	12
	22.7.3.1	12
90 Evaluar la instalación de un permisivo de arranque de bombas BO-1/B (booster y principal) por bajo nivel en TK-G1, TK-G2 y TK-C consistente con la filosofía de operación de los tanques.	20.7.2.1	12
	21.7.3.1	12
	22.7.3.1	12
91 Redactar procedimiento de vaciado de tanque TK-C.	22.7.3.1	12
92 Implementar alarmas de alto y bajo nivel en LI-TK-C.	22.7.3.1	12
93 Realizar estudio de Evaluación de Consecuencias para determinar alcance en TK-C.	22.8.1.1	20
94 Colocar pierna de rebalse en TK-C.	22.6.1.1	12
95 Instalar instrumentación y telemetría para nivel en KOD-1 A.	18.1.1.1	18
	18.6.1.1	18
	18.6.2.1	15
96 Instalar sistema de bombeo para vaciado de KOD-1 con arranque y paro por nivel.	18.1.1.1	18

	18.6.1.1	18
	18.6.2.1	15
97 Colocar doble válvula en drenaje atmosférico.	18.7.2.1	12
98 Reparar sistema de encendido de antorcha FL-1.	18.4.1.1	
	18.3.1.1	
99 Colocar medición de caudal de gas de barrido para ajustar adecuadamente.	19.3.1.1	
100 Reparar sistema de encendido de antorcha FL-2.	19.4.1.1	
	19.6.1.1	15
	19.7.1.1	
102 Instalar sistema de bombeo para vaciado de KOD-2 / B con arranque y paro por nivel.	19.6.1.1	15
	19.7.1.1	
103 Restaurar el sistema de encendido de la antorcha FL-1 y FL-2.	18.11.1.1	15
	19.11.1.1	15
104 Redactar Procedimiento de operación de batería (colector de descarga de compresores) y Taggear válvulas.	10.1.1.1	6
	11.1.1.1	8
105 Reducir la circulación de personas ajenas a la operación de compresores. Señalizar (restricción y peligro).	10.1.1.1	6
	11.1.1.1	8
	11.1.2.2	9
106 Redactar procedimiento de operación de compresores y Taggear válvulas.	11.1.2.2	9
107 Implementar recirculación interna automática de gas, entre descarga y succión en cada motocompresor, a fin de garantizar la presión positiva de succión en las máquinas.	11.2.1.1	15
108 Limitar acceso de vehículos a la zona de colector de descarga de compresores.	10.2.2.1	12
	11.2.2.1	12
109 Verificar el programa de integridad sobre el colector de descarga de compresores.	10.2.2.1	12
	11.2.2.1	12
110 Verificar existencia de un PLL en la succión del compresor C-M con acción de paro por baja presión de succión.	10.2.1.1	18
111 Analizar la implementación de una recirculación interna automática de gas, entre descarga y succión, en el compresor C-M a fin de garantizar la presión positiva de succión en la máquina.	10.2.1.1	18
112 Verificar la existencia de un PLL en la descarga del C-M con acción de paro por baja presión de descarga.	10.1.2.1	8
	10.2.2.1	12
113 Implementar colocación de un doble bloqueo a la válvula de drenaje o la desvinculación de la línea.	10.5.1.1	6
114 Verificar protecciones por alta temperatura de refrigerante y aceite en compresor C-M.	10.7.1.1	12
115 Colocar doble válvula en bypass de venteo (filtro FC-1).	12.2.1.1	
116 Colocar precinto en válvulas en la posición correspondiente. Taggear válvulas e identificar líneas enterradas.	12.5.1.1	
	13.5.1.1	
117 Modificar posición de falla de la PV-FC-1 para despresurizar el filtro (FO).	12.2.3.1	
118 Analizar la implementación de detección de llama y mezcla explosiva y sistema de F&G en zona de compresión o implementar barrera alternativa.	11.2.1.1	15
119 Considerar la implementación de un enclavamiento en la entrada al filtro FC-1 por alto nivel en función del análisis en la regeneración.	12.6.1.1	
120 Redactar procedimiento de operación del FC-1 y del cuadro de maniobras de válvulas. Taggear válvulas en campo.	12.7.3.1	15
	13.7.3.1	15
121 Analizar la instalación de medición de mezcla explosiva en zona de cámaras.	14.7.3.1	15
	23.6.1.1	12
122 Analizar la implementación de un sistema de SDV que permita bloquear el ingreso de todos los fluidos a planta.	11.2.1.1	15
123 Verificar set de PSV-DES-2.	13.1.1.1	0
124 Verificar si está ejecutado en el plan de integridad de válvulas de retención.	13.2.1.1	10
125 Incorporar doble bloqueo en y colocar precinto en válvulas correspondientes.	13.2.1.1	10
	13.6.1.1	10
126 Colocar alarma de alto nivel en DES-2 con señal en sala de control.	13.9.1.1	10
127 Colocar indicación de presión en columna DES-2 con señal en sala.	13.1.1.1	0
128 Redactar procedimiento de operación de la torre DES-2 y del cuadro de válvulas. Taggear válvulas en campo.	13.6.2.1	8

129 Cambiar el sistema de alimentación de gas de instrumentos por aire.	13.6.1.2	10
	13.9.1.2	10
130 Analizar la colocación de XV aguas abajo de la LV con acción por bajo nivel en DES-2. Instalar telemetría.	13.7.1.1	12
131 Colocar alarma de bajo nivel en DES-2 con señal en sala de control.	13.7.1.1	12
132 Colocar doble válvula en válvula by pass cuadro LV DES-2.	13.7.2.1	12
133 Colocar doble válvula en drenaje DES-2.	13.7.3.1	15
134 Colocar aislación térmica y tracing en cuadro de LV- DES-2.	13.9.1.1	10
	13.9.1.2	10
135 Verificar set de PSV-DES-1.	14.1.1.1	0
136 Colocar indicación de presión en columna DES-1 con señal en sala.	14.1.1.1	0
	14.2.2.1	12
137 Verificar si está ejecutado en el plan de integridad las válvulas de retención.	14.2.1.1	10
138 Incorporar doble bloqueo en y colocar precinto en válvulas correspondientes	14.2.1.1	10
139 Colocar alarma de alto nivel en DES-1 con señal en sala de control.	14.6.1.1	12
140 Redactar procedimiento de operación de la torre DES-1 y del cuadro de válvulas. Taggear válvulas en campo.	14.6.2.1	10
	14.6.3.1	10
	17.2.1.1	10
141 Analizar la colocación de XV aguas abajo de la LV con acción por bajo nivel en DES-1. Instalar telemetría.	14.7.1.1	12
142 Colocar alarma de bajo nivel en DES-1 con señal en sala de control.	14.7.1.1	12
143 Colocar doble válvula en by pass cuadro LV, DES-1.	14.7.2.1	12
144 Colocar doble válvula en drenaje DES-1.	14.7.3.1	15
145 Colocar alarma de alto nivel en DES-1 con señal en sala de control.	14.9.1.1	10
146 Colocar aislación térmica y tracing en cuadro de LV-DES-1.	14.9.1.1	10
147 Verificar la existencia de los recursos para un aislamiento efectivo de la línea de salida del C-A hacia los límites de planta (chapas ciegas estándar y doble válvula y venteo).	16.9.1.1	12
148 Verificar parada del C-A por alta presión en la descarga.	16.1.1.1	12
	16.1.2.1	12
149 Colocar indicación de presión y alarmas de alta y baja sobre el ducto de salida del C-A.	16.1.1.1	12
	16.2.2.1	
150 Verificar el estado del sistema de shut down de gasoducto de salida de planta y poner en servicio.	16.1.1.1	12
151 Verificar la existencia de un paro por alta presión en la succión del C-A.	16.1.4.1	8
152 Colocar doble válvula en succión de C-A.	16.1.5.1	8
153 Colocar doble válvula en descarga C-A.	16.2.2.1	
154 Verificar protecciones por alta temperatura de refrigerante y aceite en compresor C-A.	16.6.1.1	12
155 Colocar alarma de alta presión en SK-1 con señal en sala de control.	17.1.1.1	12
	17.1.2.1	9
156 Colocar alarma de baja presión en SK-1 con señal en sala de control.	17.2.1.1	10
157 Marcar en P&ID como válvula CSO y colocar precinto en válvulas correspondientes.	17.2.1.1	10
158 Instalar un sistema de aire de instrumentos para válvulas, arranque de compresores y para sistema de encendido de flares.	17.2.1.1	10
	17.6.1.1	12
	17.7.1.1	12
159 Colocar alarmas de alto y bajo nivel en SK-1.	17.6.1.1	12
	17.7.1.1	12
	17.7.2.1	12
160 Colocar aislación térmica y tracing en cuadros de ingreso de gas a SK-1.	17.9.1.1	12
161 Colocar doble válvula en drenaje abierto.	17.7.2.1	12
162 Analizar el seccionamiento del sistema de drenajes en función de las necesidades de mantenimiento.	23.5.1.1	18
163 Evaluar sistema de drenajes y asegurar que los peligros de explosividad y toxicidad están contemplados y el riesgo está en un nivel aceptable.	23.6.1.1	12
164 Evaluar la instalación de un tanque sumidero para la planta.	23.5.1.1	18
165 Implementar un switch de nivel en cámara de drenaje principal colectora.	23.5.1.1	18
166 Revisar escurrimiento de agua de lluvia dentro de la planta.	23.5.1.1	18
167 Adecuar los niveles de las cámaras para asegurar 30 centímetros por encima del nivel	23.5.1.1	18

del terreno natural.		
168 Validar distanciamiento general entre equipos y con respecto a las cámaras de drenaje.	23.6.1.1	12
169 Verificar existencia de PSV en separador flash de regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
170 Comprobar en separador trifásico de regeneradoras R-1 y R-2 indicación de presión con señal en sala.	15.1.1.1	
171 Confirmar medición independiente de nivel con alarmas de alta y baja en separador trifásico de regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
172 Comprobar en separador trifásico de regeneradoras R-1 y R-2 indicación de nivel con señal en sala.	15.1.1.1	
173 Confirmar presencia de filtro Y en la entrada al separador trifásico de regeneradoras R-1 y R-2, ante posible arrastre de sólidos (emulsionado del glicol).	15.1.1.1	
174 Verificar alimentación de gas independiente a las regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
175 Verificar existencia de PSV en filtros de regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
176 Comprobar medición de diferencial de presión con señal en sala en filtros de regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
177 Confirmar presencia de doble filtro de carbón activado en regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
178 Confirmar que los intercambiadores glicol - glicol tengan indicación local de temperatura de entrada y salida del fluido en R-1 y R-2.	15.1.1.1	
179 Verificar la existencia de pH-metro en línea de retorno al circuito de regeneración de glicol (rotura serpentina de la regeneradora y contaminación del glicol pobre) en R-1 y R-2.	15.1.1.1	
180 Asegurar que las regeneradoras R-1 y R-2 tengan doble PSV.	15.1.1.1	
181 Asegurar de las regeneradoras tengan sistema de detección de fuego y mezcla.	15.1.1.1	
182 Confirmar sistema de lucha contra incendio en regeneradoras R-1 y R-2.	15.1.1.1	
183 Verificar ubicación de descarga de vapores de agua contaminada, considerando posible descarga con gas y condensado en zona de regeneradoras.	15.1.1.1	
184 Asegurar disposición de condensados de venteo a cámara colectora.	15.1.1.1	
185 Asegurar sistema de seguridad BMS en calentadores de R-1 y R-2.	15.1.1.1	
186 Confirmar BMS con medición de temperatura de fuego con acción de paro de quemadores (venteos de vapor de agua con glicol) en calentadores de R-1 y R-2.	15.1.1.1	
187 Confirmar doble válvula y tapón en válvulas de purga de intercambiadores glicol - glicol de R-1 y R-2.	15.1.1.1	
188 Verificar cuadro de regulación de presión de gas para piloto y quemadores de acuerdo con la especificación de la compañía (alimentación de fuel gas a circuito de glicol en R-1 y R-2).	15.1.1.1	
189 Confirmar existencia de caudalímetros en succión de bombas de glicol con acción de paro ante taponamiento de filtros aguas arriba en R-1 y R-2.	15.1.1.1	
190 Confirmar la instalación de transmisores de presión en descarga de bombas de glicol con acción de paro por alta presión en R-1 y R-2.	15.1.1.1	
191 Verificar la existencia de transmisor de caudal en línea común de succión de bombas de glicol con acción de paro por bajo caudal en R-1 y R-02.	15.1.1.1	
192 Asegurar doble válvula y tapón en válvulas de purga de intercambiadores de R-1 y R-2.	15.1.1.1	

8. Bibliografía

1. International Electrotechnical Commission. (2003). *IEC 61511-1: Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1, 2 & 3*. Geneva, Switzerland.
2. American Institute of Chemical Engineers, Center for Chemical Process Safety (CCPS). (2015). *Guidelines for Layer of Protection Analysis*. New York.
3. American Institute of Chemical Engineers, Center for Chemical Process Safety (CCPS). (2015). *Guidelines for Initiating Events and Independent Protection Layers*.
4. American Institute of Chemical Engineers. (1985). *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures*. New York.
5. Lees, F. P. (1995). *Loss Prevention in the Process Industries*.
6. Division of Technology for Society (TNO). Asociación para la Prevención de Accidentes (APA). (1989). *Curso Superior de Análisis de Riesgos*.
7. Dirección General de Protección Civil. (1994). *Guía técnica. Métodos cualitativos para el análisis de riesgos*.
8. O.I.T. (1988). *Major Hazard Control*.
9. Instituto Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo (INSHT). (1989). *NOTA TÉCNICA DE PREVENCIÓN Nº 238. Los análisis de peligros y de operabilidad en las instalaciones de proceso*.
10. Ken, A. (2008). *Surface Production Operations*. Oxford, United Kingdom: Elsevier Inc.
11. Manning, R. F. (1995). *Oilfield Processing Tomo 2*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.
12. Occupational Safety and Health Administration (OSHA). (1992). *Occupational Health and Safety Standards, Process: OSHA 29 CFR 1910.119*. USA.
13. International Electrotechnical Commission (IEC). (2001). *Hazard and Operability Studies (HAZOP Studies) – Application Guide. IEC 61882, Edition 1*. Geneva, Switzerland.
14. YPF. *Manual de Producción Upstream YPF – Tomos 1, 2 y 3*.