

Modelado dinámico de carga de barcos metaneros y gestión de bog en plantas de regasificación y licuefacción

Héctor Raúl Suárez Reyes

Máster en Ingeniería Química



MÁSTERES
DE LA UAM
2019 – 2020

Facultad de Ciencias



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA QUÍMICA

Curso académico 2019-20

Trabajo Fin de Máster

MODELADO DINÁMICO DE CARGA DE BARCOS METANEROS Y GESTION DE BOG EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y LICUEFACCIÓN

Autor: Héctor Raúl Suárez Reyes

Director: Víctor Ferro Fernández

INDICE DE CONTENIDOS GENERALES

1 RESUMEN	3
2 INTRODUCCIÓN.....	5
3 OBJETIVOS.....	13
4 METODOLOGÍA / HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DINÁMICA.....	14
5 RESULTADOS Y SOLUCIÓN TÉCNICA PROPUESTA.....	27
6 CONCLUSIONES.....	35
7 BIBLIOGRAFIA.....	37
8 ANEXOS	37

1 RESUMEN

Una de las fases más críticas y costosas en la realización de proyectos industriales de gas natural licuado es la puesta en marcha ya que supone el primer contacto de la instalación con un fluido criogénico a -160°C altamente inflamable. Además, los costes operativos durante esta fase son importantes y determinantes a la hora de cerrar el proyecto.

Por otro lado, tanto las plantas de Regasificación como las de Licuefacción tienen un área común denominado “Jetty” mediante el cual el GNL (gas natural licuado) puede ser transferido desde el barco a los tanques criogénicos (operación normal en plantas de Regasificación), o gas natural licuado desde los tanques de almacenamiento a los barcos para su distribución (operación normal en plantas de Licuefacción, aunque también puede darse en plantas de Regasificación si estas están diseñadas para realizar carga de barcos).

Las operaciones más críticas identificadas en este tipo de instalaciones son las siguientes:

- a. Procedimiento de enfriamiento y llenado con GNL criogénico. El principal riesgo del método convencional (enfriamiento manual sin programación previa con gas quemado en antorcha) [2] es el fallo mecánico de tuberías por deformación plástica (efecto bowing/stress térmico). Esto supone pérdida de contención y riesgo de deflagración.
- b. Procedimiento de enfriamiento y llenado de línea de alimentación vertical a tanque (aplicable sobre todo en plantas de Regasificación). El principal riesgo es la entrada incontrolada de GNL criogénico a tanque (inicialmente a temperatura ambiente) con el consecuente daño al tanque interno por estrés térmico suponiendo grandes pérdidas económicas.
- c. Procedimiento de primera carga de barco. La primera carga de barco es una operación crítica ya que supone las primeras pruebas de operación de las bombas del tanque de almacenamiento y también el primera ajuste de los controladores y del sistema de seguridad de la planta. El principal riesgo de esta operación se genera durante la rampa de subida de caudal de las bombas. Una mala operación de las válvulas puede suponer un daño en las bombas de carga (condición de “shutoff” o “rundown”) con el consiguiente retraso de proyecto y pérdidas económicas.

Normalmente, estas operaciones se realizan de forma manual durante la puesta en marcha generándose un considerable número de inconvenientes como por ejemplo pérdida excesiva de fluido de enfriamiento (nitrógeno o gas natural), excesivo estrés térmico de líneas superiores a 8 pulgadas, fallos eléctricos en bombas de carga por mala operación, pérdida de inventario de

gas natural debido a la incapacidad para gestionar el gas vaporizado y considerables pérdidas económicas debido al largo tiempo de atraque de barco metanero requerido [3].

Por ello, el presente trabajo propone la realización de un simulador dinámico que permita modelar las operaciones arriba descritas de modo que pueda estimarse con antelación los valores operativos más importantes y por tanto generar anticipadamente un procedimiento de puesta en marcha con el fin de evitar o reducir las fallas durante la ejecución de este con el consiguiente aumento del nivel de seguridad, ahorro de tiempo y gastos. Además, sirve como modelo para entrenar a los operadores que vayan a ejecutar la operación en planta.

El modelo dinámico se realiza utilizando un simulador de procesos comercial (UNISIM versión R470) desarrollado por la compañía Honeywell el cual permite estimar lo siguiente:

- Cantidad de gas necesario para el enfriamiento de tuberías desde temperatura ambiente calculando dinámicamente los coeficientes convectivos de transferencia de calor.
- Predicción de curvas de enfriamiento (perfil de temperaturas).
- Diseño de la capacidad de subida de carga y bajada de carga de GNL a barco.
- Cálculo de posición óptima de válvulas operativas durante primera carga de barco introduciendo las curvas estimadas a tal efecto.
- Diseño óptimo de la filosofía de control de caudal mínimo, tuneo anticipado y valoración de operación anticipada en simulador.
- Análisis de cavitación en válvulas usando el módulo “Flow limits / model liquid choking” para predecir posible cavitación durante la operación.

Los resultados obtenidos después de converger la simulación dinámica permiten estimar el tiempo necesario para el primer llenado de la línea vertical en 3,4 horas con un margen de seguridad del 95% y una presión estática máxima alcanzada de 2.25 barg.

Respecto al enfriamiento de líneas, el tiempo total de enfriamiento calculado para la tubería de 10 pulgadas es de 40 horas usando gas reaprovechado del enfriamiento de la línea de 40 pulgadas cuyo tiempo total se optimiza en 35 horas siguiendo una ratio de enfriamiento de 18.5°C/h. El modelo dinámico puede ser usado para un preenfriamiento con nitrógeno como mejora al método tradicional anteriormente descrito.

Finalmente, para la simulación dinámica de carga de barco se alcanza una posición óptima de las válvulas de carga del 37.2% incluyendo una restricción adicional requerida para evitar posible cavitación en las mismas.

2 INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico actual posiciona a la industria de extracción, procesamiento y distribución de gas natural como uno de los pilares más importantes de la industrial actual ya que constituye un combustible mucho menos contaminante que los derivados del petróleo siendo actualmente considerado un combustible de transición hacia el futuro uso intensivo de energías libres de carbono como puede ser la energía solar, fusión nuclear o hidrógeno [1]. No es de extrañar por tanto que compañías automotrices como Seat fabriquen motores híbridos de combustión de gas natural y que incluso este uso se extienda actualmente a trenes y barcos.

Debido al incremento en la demanda actual de gas natural, grandes instalaciones industriales de licuefacción de gas natural (países productores) y regasificación de gas natural (sobre todo países consumidores), son construidas alrededor del mundo con el fin de producir este importante combustible y materia prima.

En la siguiente figura se muestra la cadena de aprovisionamiento de gas natural en la industria.

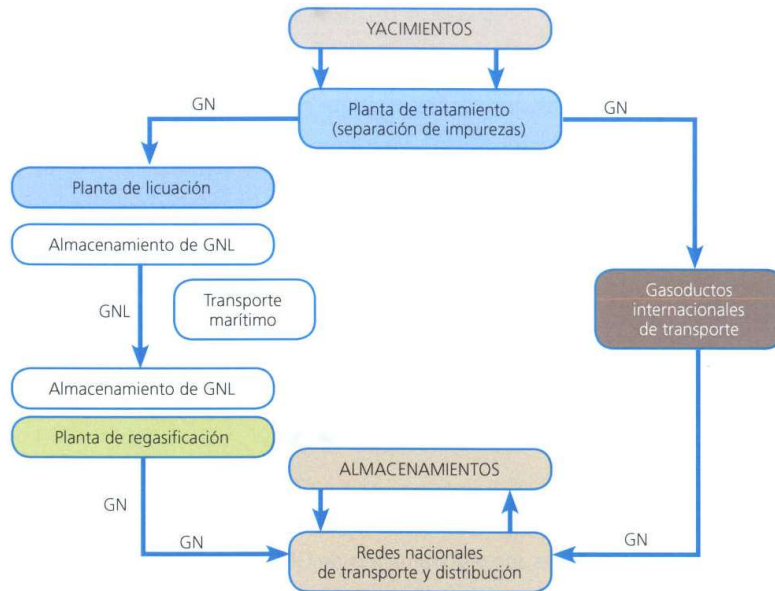


Figura 2.1. Cadena de aprovisionamiento de gas natural [1]

Hay que tener en cuenta que el gas natural es el único combustible fósil que tiene la ventaja de generar menos impacto ambiental respecto a otros combustibles fósiles. Además de servir como combustible, el gas natural es materia prima en la industria química de base.

Por ello, es necesario optimizar los mecanismos de gestión, procesamiento y transporte del gas natural alrededor del mundo para que sean ambiental y económicamente eficientes y rentables ya que este es transportado a altas presiones desde los yacimientos a las zonas de consumo mediante gasoductos de acero diseñados a alta presión. Sin embargo, debido a la deslocalización de los yacimientos de gas natural, hace falta licuar el mismo y transportarlo vía marítima mediante barcos especialmente diseñados para tal propósito.

Por tanto, en base a lo arriba descrito, es necesario diseñar instalaciones que permitan cumplir con el ciclo de extracción, distribución y producción de gas natural al consumidor final. Las plantas de licuefacción convencionales tienen los siguientes sistemas:

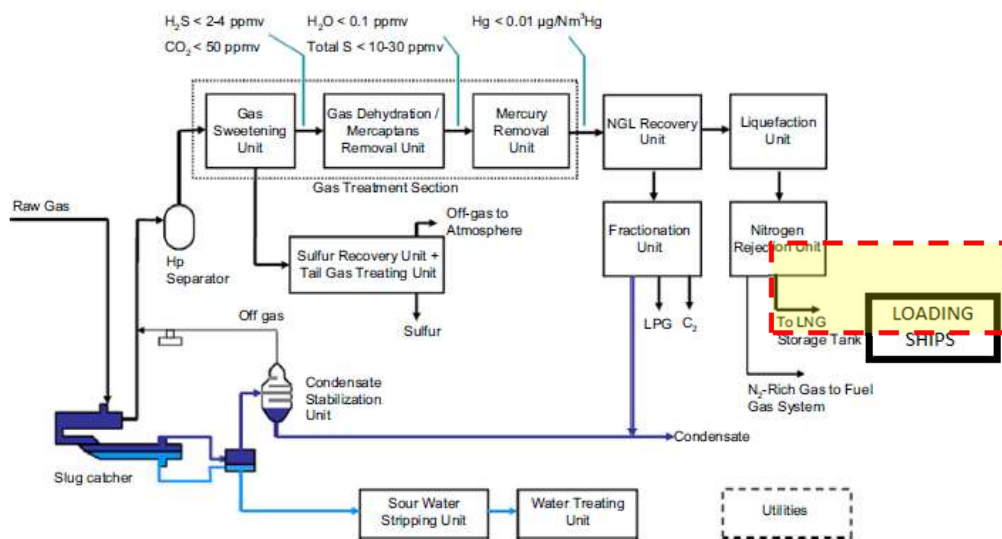


Figura 2.2. Sistemas de proceso de una planta de Licuefacción [2].

En la figura 2.2. se observa los sistemas de Proceso de una planta de licuefacción. El gas extraído del yacimiento normalmente es rico en condensados pesados (C2 a C5) y contiene componentes indeseables como CO2 y H2S además de posibles trazas de mercurio y benceno.

Primero se extraen aguas acidas en el slug cácher, posteriormente se separan los componentes pesados. El gas compuesto en su mayoría por C1, C2, C3, C4 y N2 pasa a una unidad de endulzamiento (e.g. procesos de absorción o separación con membranas) en donde se deja en especificación en contenido de CO2 y H2S. Luego, se separan los posibles mercaptanos y el mercurio ya que este puede dañar la coldbox (e.g. CWHE o cambiador de platos). La unidad de recuperación permite separar en su mayoría las fracciones C2, C3, C4 pasando la fracción ligera (sobre todo metano) a la unidad de licuefacción. Es ahí donde el gas natural se licúa y subenfria

a -162°C aproximadamente para luego ser almacenado en tanques criogénicos cuya capacidad estándar es de 30 000 m³ a 250 000 m³ (large scale) [2]. Como punto final, algunas plantas cuentan con unidad de separación de nitrógeno para dejar gas en especificación comercial.

Una vez almacenado el gas natural en los tanques criogénicos los cuales operan entre 50 mbarg y 250 mbarg, este puede ser exportado mediante la carga de barcos metaneros bombeando gas natural licuado (GNL) desde el tanque hacia el barco a través del Jetty. Las líneas de carga suelen ser tuberías de gran capacidad y longitud ya que cumplen la función de dirigir el gas bombeado a los brazos hidráulicos que conectan con el colector del barco.

Por su parte, las plantas de regasificación convencionales tienen los siguientes sistemas de procesos:

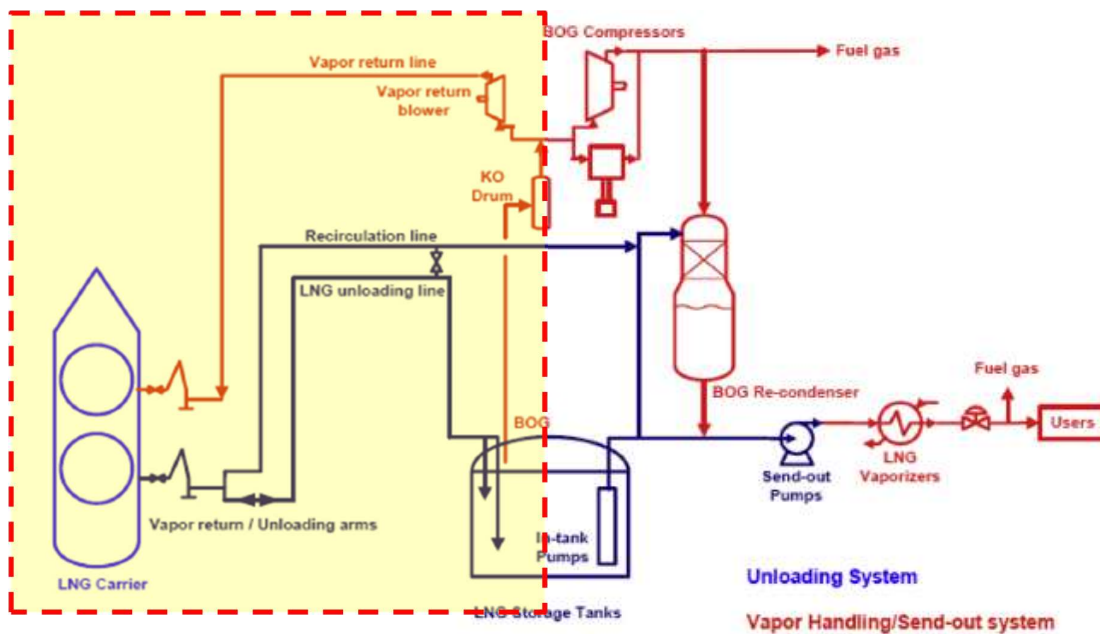


Figura 2.3. Diagrama de procesos de una planta de Regasificación [2].

En la figura 2.3 se muestra un diagrama de flujo de proceso de una planta de Regasificación en donde se observa de izquierda a derecha, el barco de carga/descarga, los brazos hidráulicos de carga y descarga de GNL, la línea de descarga de barco (para el proceso convencional de Regasificación) es la de mayor diámetro de la planta, la línea de retorno de vapor la cual permite estabilizar la presión en el barco cuando se hace carga o en los tanques cuando se hace descarga, se observa la línea de recirculación la cual permite mantener una circulación fría constante en

la zona del Jetty cuando no se están realizando operaciones de carga o descarga y así evitar tener que enfriar las líneas superiores a 8" cada vez que se vayan a realizar estas operaciones.

En las operaciones de descarga de barco, el GNL es transferido a los tanques en donde se almacena a condiciones de presión cercanas a la atmosférica (50 mbarg a 250 mbarg). Debido a que es imposible mantener un aislamiento perfecto en los tanques, las entradas de calor a los mismos generan BOG (gas vaporizado por entradas de calor) el cual es recomprimido por los compresores de BOG (suelen ser reciprocantes) a una presión aproximada de 5 barg. Este gas es relicuado en el BOG recondenser usando GNL proveniente del tanque para luego ser bombeado por las bombas de envío a una presión que puede llegar a los 100 barg (send out pumps) finalmente, el GNL bombeado se vaporiza en intercambiadores de calor (e.g. de placas con baño de agua de mar o de combustión sumergida), antes de ser enviado al gasoducto de distribución principal.

Como se puede observar en la figura 2.2 y 2.3, la zona del Jetty es común a ambas plantas (zona sombreada) y por ello el procedimiento de puesta en servicio es común a ambas.

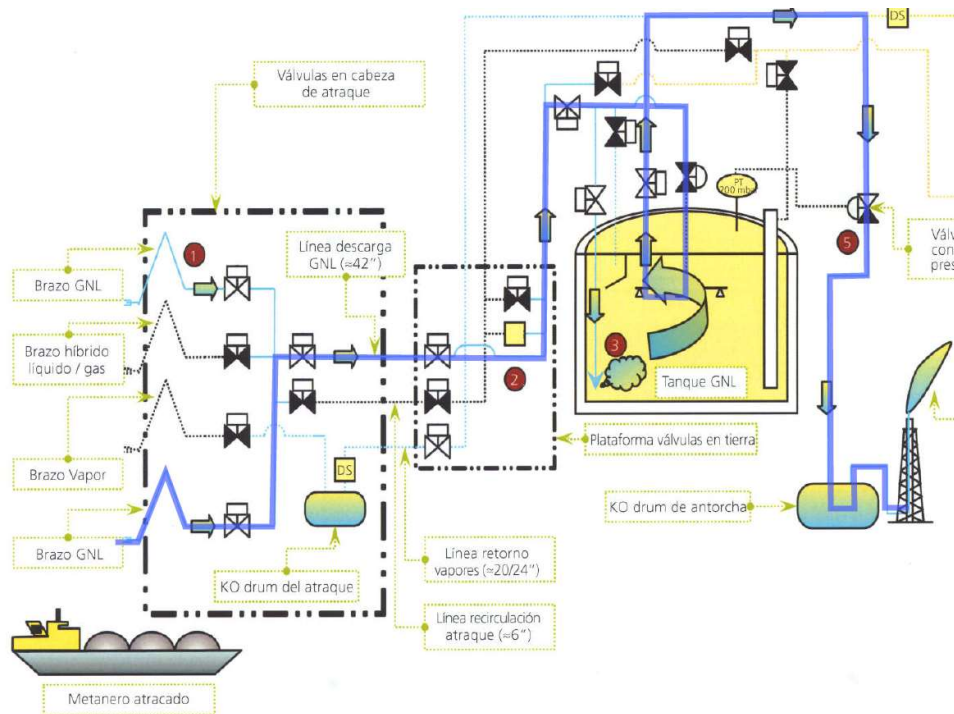


Figura 2.4. Secuencia normal de puesta en servicio de líneas de carga con quemado a antorcha.

En base a la figura 2.4, la secuencia convencional de puesta en servicio del Jetty se describe a continuación [3]:

- Preenfriamiento de líneas de proceso con nitrógeno para análisis de movimiento de soportes. Posterior recalentamiento.
- Llegada de barco a puerto y conexión con brazos hidráulicos del Jetty.
- Control manual siguiendo ratio de enfriamiento y quemado de gas usado para enfriamiento en la antorcha. Esta secuencia suele hacerse sobre la marcha sin programación previa lo que supone un excesivo quemado de gas con el consiguiente impacto ambiental y económico.

Una correcta programación anticipada del enfriamiento de las líneas principales permite optimizar la operación de puesta en servicio arriba descrita. Esta condición de enfriamiento es común tanto para plantas de Regasificación como de Licuefacción. El alcance de simulación dinámica desarrollado en el presente trabajo se muestra en la figura 2.5:

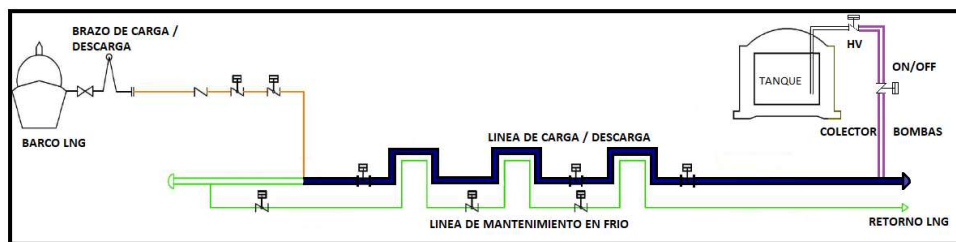


Figura 2.5. Alcance de simulación dinámica para operación de enfriamiento y llenado.

Como se observa en la figura 2.5, el modelo dinámico a desarrollar incluye el enfriamiento de la línea de carga/descarga (línea azul), la línea de mantenimiento en frío o recirculación (línea verde) y el llenado y enfriamiento de la línea vertical a tanque (línea púrpura). Esta operación de llenado vertical es muy importante ya que evita entrada incontrolada de GNL al tanque.

Una de las actividades más costosas e importantes en la industria del GNL es el diseño del proceso de carga de barcos tanto en plantas de licuefacción como en plantas de regasificación. En plantas de licuefacción, el proceso de carga de barcos es intrínseco a la producción de esta mientras que, en plantas de regasificación, el proceso normal es el de descarga de barcos, almacenamiento y producción a demanda. Sin embargo, debido al considerable aumento de la capacidad de almacenamiento gasista de Europa, al constante aumento de demanda de gas en países de alto crecimiento económico (e.g. China, India, etc.) y a la estacionalidad del consumo de gas natural en Europa (e.g. altos consumos en invierno, bajos consumo en verano), muchas

Regasificadores en Europa han realizado modificaciones en sus instalaciones para permitirles cargar barcos o aumentar su capacidad de carga de barcos ya existente.

Las operaciones de carga de barcos son actividades normales de plantas de gas natural, sin embargo, el diseño y la organización de las actividades de puesta marcha de estas instalaciones para garantizar el buen desempeño de las primeras operaciones de carga y descarga no son normalmente estandarizadas y depende del tecnólogo y desarrollador del proceso. Muchas veces, esta falta de estandarización conlleva a importantes pérdidas económicas debido a problemas que surgen durante la ejecución de la puesta en marcha provocando por ejemplo retrasos, pérdidas de inventario, forzando actividades riesgosas que puedan poner en peligro a las instalaciones y las personas e incluso, afectando al medio ambiente debido a la quema constante de gas natural para alcanzar la puesta en servicio de estas instalaciones.

Por ello, un modelo dinámico trae los siguientes beneficios a los Ingenieros de Procesos cuya responsabilidad sea la de organizar las actividades de puesta en marcha de carga de barcos:

- Estimación de los costes de gas natural necesario para el enfriamiento de tuberías.
- Estimación de costes de gas natural necesarios para el diseño de la operación de primera carga de barcos (e.g. cantidad de GNL mínimo en tanques).
- Estimación del consumo energético de la operación y optimización de este.
- Diseño de capacidad de subida y bajada de la operación de primera carga de barco.
- Valoración de parámetros más importantes de diseño en simulador (valores máximos de pérdida de carga, pérdidas de frío, medidores de caudal, generación de flash, etc.).
- Diseño óptimo de la filosofía de control, tuneo anticipado (con el consiguiente ahorro de costes en campo) y valoración de operación anticipada en simulador.
- Diseño óptimo de filosofía de seguridad de la operación y test anticipado en simulador.
- Entrenamiento anticipado de operadores e ingenieros de comisionado en simulador.
- Evaluación de filosofía “what iff, what do we do” de la primera operación de carga.

OPERACIÓN DE CARGA DE BARCOS.

Durante las operaciones de carga de barcos las bombas de GNL instaladas en los tanques de almacenamiento criogénico se usan para transferir GNL desde dichos tanques a los barcos atracados en puerto. La primera operación de carga es crítica ya que supone la primera verificación de diseño del circuito hidráulico.

Adicionalmente, las bombas criogénicas instaladas dentro de los tanques (bombas centrífugas sumergidas) tienen la función alterna de mantener en frío las líneas principales de las plantas de Regasificación (tanto líneas de carga/descarga asociadas al Jetty, así como líneas de proceso del sistema de producción de gas natural (send out). En plantas de licuefacción estas bombas pueden mantener en frío las líneas principales de carga de barcos.

Dependiendo de la capacidad de carga diseñada, las plantas pueden garantizar una capacidad mínima y máxima de carga dependiendo de las características del barco. Durante la fase de diseño, los clientes deben comunicar las características generales de los barcos que cargarán / descargarán en la planta de modo que se realice el correcto diseño del Jetty y del sistema de brazos hidráulicos criogénicos que permiten realizar esta operación.

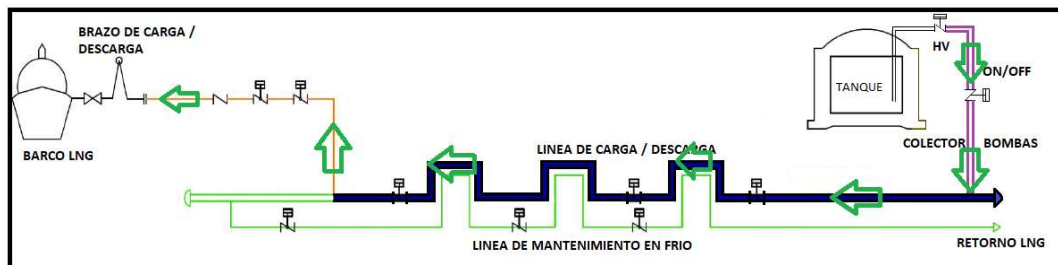


Figura 2.6. Dirección de flujo de GNL en operaciones de carga de barco.

TIPOS DE BARCOS DE GNL

Los barcos están normalmente diseñados y construidos para almacenar gas natural licuado (GNL) a presiones cercanas a la atmosférica, lo que implica que este fluido se encuentre en equilibrio termodinámico entre la fase gas y la fase líquida. La temperatura de equilibrio es aproximadamente -162.5°C (las condiciones de equilibrio son fuertemente dependientes de la composición del gas natural).

Los barcos esféricos y de membranas son las tecnologías de almacenamiento en barco más usadas en el transporte de GNL. El desarrollo del modelo dinámico se basa en las características geométricas de este tipo de barcos siendo extrapolables a otros modelos.

En la siguiente figura 2.7 se muestra el diagrama de simulación dinámica desarrollado en el presente trabajo basándose en la figura 2.6.

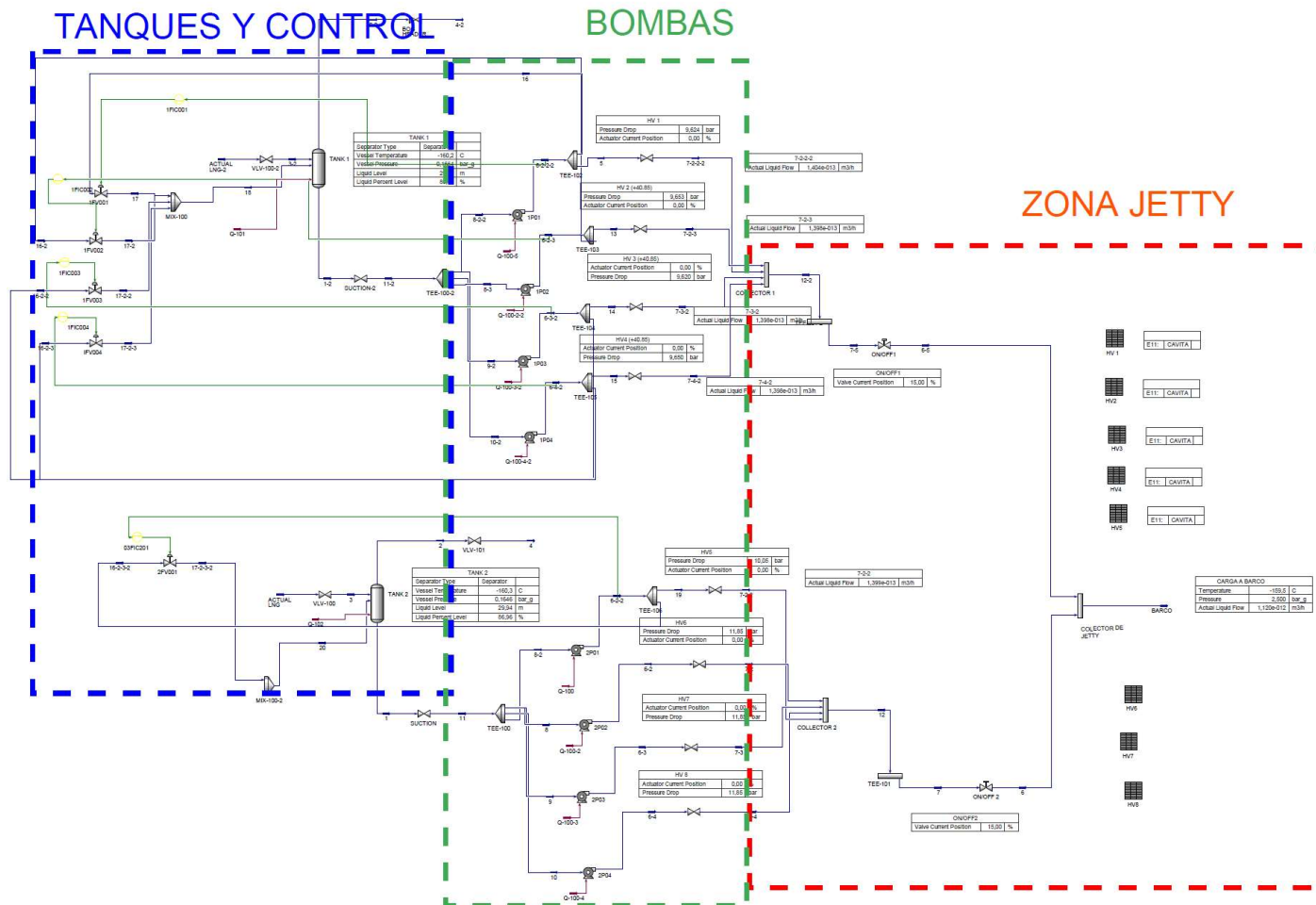


Figura 2.7. Estructura general de la Simulación Dinámica de carga de barcos

3 OBJETIVOS

Los objetivos principales del presente estudio dinámico son los siguientes:

- Desarrollo de un modelo dinámico de cálculo de enfriamientos para estimar la cantidad requerida de gas frío a utilizar mediante el cálculo y programación dinámica de los coeficientes de transferencia de calor por convección.
- Desarrollo de un procedimiento operativo para el enfriamiento y llenado de tuberías de proceso verticales de carga a tanque. El procedimiento se basa en estimar las condiciones de presión estática en la base del tanque para evitar entrada incontrolada de GNL de frío al tanque que pueda dañarlo.
- Desarrollo de un modelo de simulación dinámica de la operación de puesta en marcha de la primera carga de barco en plantas de Regasificación y Licuefacción con el objetivo de estimar la posición de las válvulas de operación con el fin de evitar la cavitación en las mismas. Además, se diseña un procedimiento de subida de carga y operación dinámica de bombas de carga hasta alcanzar el caudal nominal en condiciones de seguridad.
- Desarrollo de un modelo dinámico de la unidad de recuperación de BOG con el fin de realizar las operaciones de enfriamiento y puesta en marcha sin quemar inventario en antorcha (diferenciación tecnológica respecto a operaciones convencionales de puesta en marcha en plantas de Regasificación).

4 METODOLOGÍA / HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DINÁMICA

Para el desarrollo de la Simulación Dinámica, se ha utilizado el simulador de proceso desarrollado por HONEYWELL, UNISIM DESIGN versión R470.

Las siguientes suposiciones de partida han sido utilizadas en las simulaciones dinámicas:

- Método de estimación de densidad: COSTALD
- Paquete termodinámico: PENG ROBINSON
- Modelo de estimación de entalpías: LEE KESLER
- Numero de tanques: 2 (capacidad total 235 000 m³)
- Condiciones iniciales del GNL en los tanques:

PARAMETRO	UNIDADES	TANQUE 1	TANQUE 2
Carga volumétrica actual	m ³	192 000	185 000
Presión relativa de operación en tanques	mbarg	163.5	163.5

Tabla 4.1. Condiciones iniciales de GNL en tanques.

- Ajuste térmico de pérdida de frío en tanque: 0.05%vol/día (máxima ratio de BOG).
- Composición de GNL en tanques:

COMPONENTE	UNIDADES	VALOR
Nitrógeno	Porcentaje molar	0.5
Metano	Porcentaje molar	92.77
Etano	Porcentaje molar	6.7
Propano	Porcentaje molar	0.03
Isobutano	Porcentaje molar	0.0006
Butano	Porcentaje molar	0.0005
Isopentano	Porcentaje molar	0.0001

Tabla 4.2. Composición del GNL simulado en tanques.

Nota. En términos prácticos se considera que los 3 tanques contienen la misma concentración de GNL. La concentración de BOG corresponde a la composición de equilibrio termodinámico en base al paquete termodinámico usado para la simulación.

El alcance total de simulación de este estudio se muestra a continuación:

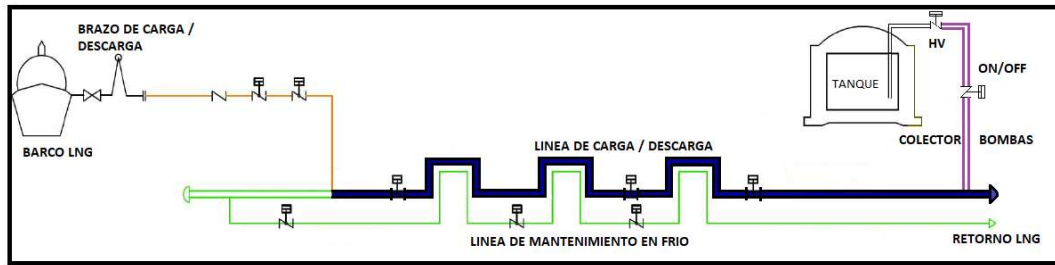


Figura 4.1. Alcance de estudio de operación de carga y operaciones de puesta en servicio.

- Presión de operación en colector de carga de barco: 2.5 barg (valor normal entre 4 y 7 barg, sin embargo, se considera un valor muy restrictivo con el fin de aumentar el rango de operación y por tanto de utilidad del modelo dinámico construido).
- Pérdida de carga entre barco y Jetty: 0.5bar
- Numero de bombas por tanque: 4 bombas criogénicas.
- Control de proceso incluida en la simulación: Control dinámico de caudal mínimo para evitar condiciones de shut off en bombas.
- Tipo de control de carga: Manual

Las plantas en operación normal cuentan con un control de carga automático. Sin embargo, se la puesta en servicio es una acción manual de modo que se simularán las condiciones límites de operación con el fin de evitar condiciones de cavitación en válvulas.

Esta evaluación de cavitación dinámica es un valor añadido extra en el modelo ya que permitirá a los ingenieros de diseño modelar sus válvulas con el suficiente margen de modo que se evite el indeseable fenómeno de cavitación. El módulo de cavitación de UNISIM se muestra a continuación:

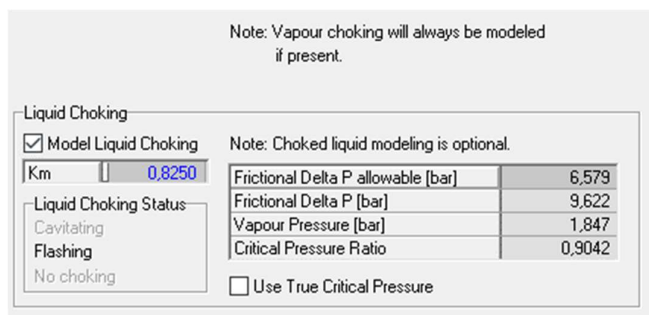


Figura 4.2 Modulo dinámico de análisis de cavitación en válvulas.

Si la pérdida de carga disponible (frictional delta P) es mayor a la pérdida de carga real se considera que no hay cavitación. Este cálculo se simula dinámicamente.

Por otro lado, permitirá también a los ingenieros de comisionado preparar un procedimiento óptimo de puesta en servicio durante la primera operación de carga de barcos.

- Válvulas de cierre todo o nada (ON/OFF) en cada subcolector de descarga de bomba. El valor de CV asociado a las válvulas ON/OFF corresponde a una válvula de bola de 24". El simulador puede estimar el valor final de la válvula.
- Contribución de altura estática se incluye en la simulación.

En la siguiente figura se muestra la curva característica usada para la evaluación operativa de las válvulas de carga:

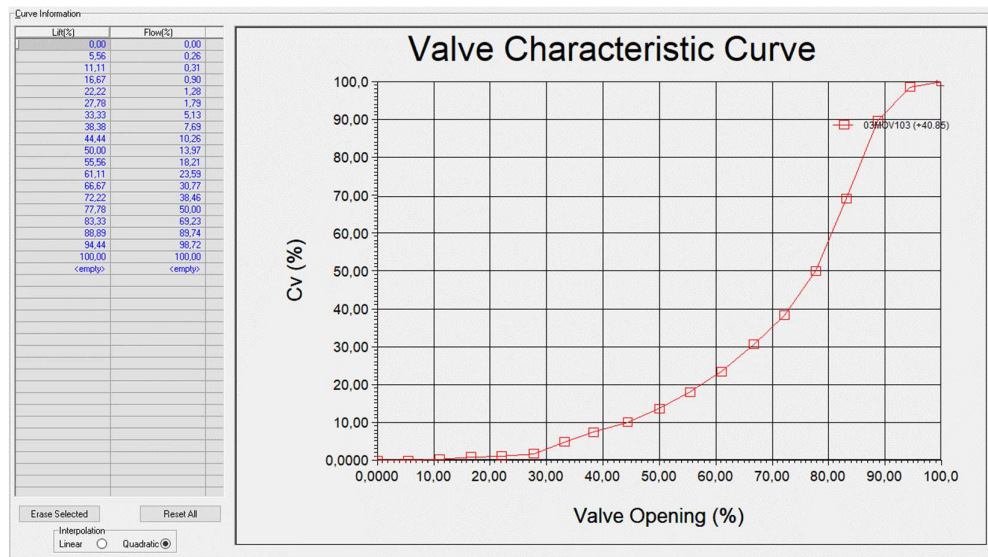


Figura 4.3. Curva característica de válvulas HV (válvulas de carga).

Por otro lado, las siguientes hipótesis particulares han sido desarrolladas en el modelo:

4.1.HIPOTESIS PARA MODELADO DINAMICOS DE LIMITE DE BATERIA CON BARCO DE GNL

El modelado dinámico del límite de batería del barco de GNL integrado la simulación general de la planta tiene el siguiente alcance:

- Estimación del porcentaje volumétrico de generación de gas vaporizado por ganancia de calor con el exterior.
- Determinación de la máxima presión diferencial disponible entre el barco y los tanques de GNL. Esta presión máxima diferencial determina la cantidad de retorno de vapor del barco a los tanques y el dimensionamiento del sistema de recondensación en plantas de regasificación en su defecto, el sistema licuefacción de BOG en plantas de licuefacción de GNL. En determinados procesos, parte del BOG es recomprimido y reutilizado para suministrar consumos internos (e.g. Fuel Gas como servicio auxiliar).
- Dependiendo de las características del barco, el diseñador debe evaluar la posibilidad de instalar un sistema de atemperación en la unidad de carga de modo que el vapor de retorno del barco no ingrese a los tanques tan caliente ya que ocasionaría un incremento en la generación de BOG y por tanto un aumento energético en la gestión de dicho BOG (incluso, el riesgo de quemar el excedente en la antorcha).

Bases de simulación.

- ✓ La simulación incluye un módulo de desplazamiento de vapor desde barco llamado “positive piston effect”. La base de cálculo simulada es la siguiente:

$$\Delta \text{ volumen dinámico en tanque} = (\text{Nivel final tanque} * \text{área}) - (\text{Nivel inicial tanque} * \text{área})$$

El modelo de barco considerado en la simulación es un QMAX (barcos de muy alta capacidad) con una capacidad total de unos 200 000 m³.

- ✓ La simulación incluye un modelado dinámico de intercambio de calor con el exterior (modelo riguroso de intercambio de calor en UNISIM).
- ✓ El modelo considera que el barco se encuentra preenfriado a unos -160C con una generación inicial (llamado talón inicial de GNL) de un 2% aproximadamente.
- ✓ El modelo de barco incluye la simulación dinámica de operaciones de flashing en principio con eficiencia de hold up del 100%.

Nota: La eficiencia de hold up está determinada por el tiempo de residencia de la fase gas en el volumen disponible. Para unidades de gran volumen como esta, se considera una eficiencia de hold up del 100% ya que la interfase líquido vapor suele estar en contacto continuo.

4.2.HIPÓTESIS DE CALCULO DINAMICO PARA SIMULAR EL ENFRIAMIENTO DE LINEAS USANDO EL MODULO “HEAT TRANSFER DETAILED” EN HSYS.

Para terminales de GNL, sobre todo en plantas de licuefacción en donde el GNL se genera in situ y se almacena en los tanques criogénicos como primeras actividades de puesta en marcha, es necesario realizar el enfriamiento controlado de las líneas principales de proceso para evitar daño mecánico en líneas por elevado estrés térmico.

Uno de los riesgos más importantes en la operación de puesta en servicio de líneas de proceso superiores a 8” es el efecto banana (bowing effect) por estrés térmico en donde se produce una deformación irreversible del material (acero inoxidable criogénico) debido a que la tubería se somete por periodos prolongados de tiempo a estrés térmico (muy baja temperatura radial). En el caso del GNL, este efecto se puede producir por gradientes superiores a 60°C entre la base de la tubería (GNL líquido a aproximadamente -160°C) y la parte superior de la tubería (BOG a aproximadamente -90°C) [4]. Otro parámetro importante para prevenir el daño mecánico en líneas de proceso durante la operación de enfriamiento es limitar la gradiente de bajada de temperatura entre 15-20°C/h.

El enfriamiento controlado de líneas es un diseño muy crítico y específico en Ingeniería de Comisionado de plantas de GNL ya que supone gasto de inventario (e.g. quemado en antorcha), tiempo operativo y sobre todo riesgo de daño mecánico de líneas de proceso con posible fuga incontrolada de gas.

El procedimiento estándar de enfriamiento en plantas de Regasificación es el siguiente:

1. Primer enfriamiento con nitrógeno para comprobación de fugas en uniones bridadas.
2. Verificación de movimiento de soportes y confirmación de diseño de soportación de líneas (desplazamientos axiales por contracciones térmicas).
3. Recalentamiento de líneas de proceso.
4. Llegada de barco con GNL, transferencia de BOG frío de forma controlada a líneas de proceso. En este punto, el gas usado suele ser quemado en la unidad de antorcha.
5. Llenado de líneas con GNL.
6. Puesta en servicio de bombas de tanques y establecimiento de recirculación fría.

El procedimiento estándar de enfriamiento en plantas de Licuefacción es el siguiente;

1. Primera puesta en servicio de unidades de licuefacción de gas natural.

2. Llenado de tanques con gas natural licuado.
3. Puesta en servicio de bombas de tanque y enfriamiento de líneas de proceso.
4. Retorno de vapor a unidad de licuefacción. Una buena operación de comisionado permite evitar el quemado de gas durante esta fase.

El valor añadido de este estudio dinámico consiste en la modificación del procedimiento de enfriamiento estándar en plantas de regasificación (en donde no se dispone de una programación anticipada de caudal de fluido de enfriamiento) de forma que se programe con antelación la cantidad de gas necesario para realizar el enfriamiento con el ratio requerido.

Otro valor añadido de este estudio dinámico consiste en la modificación del procedimiento estándar de enfriamiento en plantas de licuefacción (si se dispone con antelación de GNL en tanques) de forma que se ahorre el preenfriamiento con nitrógeno.

En el caso del módulo dinámico de intercambio de calor con el simulador, este usa un módulo aproximado de estimación de los coeficientes individuales de transferencia de calor. Por ello, el presente estudio plantea un modelo alternativo de cálculo el cual ha sido programado en una spreadsheet (hoja de cálculo integrada en UNISIM) de modo que transfiera dinámicamente los coeficientes de transferencia de calor a UNISIM.

Para el presente estudio dinámico, se detallan los cálculos de enfriamiento introducidos en el simulador con el fin de realizar la puesta en servicio de líneas de proceso superiores a 8 pulgadas (riesgo de bowing por encima de 8" debido a estrés térmico).

A continuación, se describen los parámetros de simulación para líneas mayores a 8":

- ✓ Características de aislamiento térmico de líneas:

DIAMETRO LINEA	MATERIAL ASILAMIENTO	ESPESOR (mm)
10 pulgadas	PIR	140
24 pulgadas	PIR	200
34 pulgadas	PIR	200
40 pulgadas	PIR	200

Tabla 4.3. Aislamiento térmico en tuberías simulado.

Nota. PIR: Poliuretano de alta densidad

- ✓ El principio físico y matemático de simulación dinámica de enfriamiento controlado de líneas consiste en aplicar el principio de transferencia de calor por convección forzada dentro de las tuberías debido a la circulación de BOG frío.
- ✓ El modelado de la transferencia de calor por conducción es intrínseco a UNISIM.
- ✓ La estimación de los coeficientes de transferencia de calor por convección forzada programadas en el simulador dinámico se detalla a continuación [10]:

Desarrollo aplicado por segmento de línea programado en UNISIM:

$$Nu = 0.023 \times Re^{4/5} \times Pr^{0.3}$$

$$\frac{h \times D}{k} = Nu$$

$$h = \frac{k}{D} \times 0.023 \times Re^{4/5} \times Pr^{0.3}$$

Donde:

- ✓ $Re = \frac{\rho \times D \times V}{\mu}$
- ✓ $Pr = \frac{c_p \times \mu}{k}$
- ✓ *Referencias:*
 - $0.7 \leq Pr \leq 160$
 - $Re \geq 10000$
 - $L/D \geq 10$
- ✓ P: Densidad gas (kg/m³)
- ✓ μ : Viscosidad (cP)
- ✓ L: longitud línea (m)
- ✓ D: Diámetro de línea (m)
- ✓ K: Conductividad térmica (W/m.K)
- ✓ Cp: capacidad calorífica (kJ/kg.C)
- Límite de diferencial de temperatura entre toma superior e inferior de línea: 60°C/h.
- Ratio de enfriamiento de línea máximo: 20°C/h.
- Convección natural del aire en líneas considerado (velocidad de aire: 6 m/s).
- Presión inicial en líneas: 1 atm.
- Límite máximo de velocidad de gas: 20 m/s.

- Densidad de GNL: 420 kg/m³.
- Peso molecular de gas de BOG usado en simulación: 17 kg/m³.
- Temperatura mínima de BOG de compresores atemperado: -140°C.
- Características geométricas de líneas de Proceso a enfriar:

LÍNEA	DIAMETRO NOMINAL	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO INTERNO	LONGITUD
TUBERÍA PRINCIPAL DE CARGA DESCARGA	40	1016 mm	990.6 mm	1400 m
TUBERÍA DE MANTENIMIENTO EN FRÍO	8	273.1 mm	264.7 mm	1400 m
TUBERÍA DE RETORNO DE VAPOR	20	508 mm	495 mm	1400 m

Tabla 4.4. Características geométricas de las líneas simuladas.

Las hipótesis de simulación usadas para el enfriamiento del riser de subida son las siguientes: (e.g. aplicado para enfriamiento de unidades de licuefacción a tanque o en su defecto, para enfriamiento en plantas de regasificación de barco a tanque).

- Enfriamiento desde cota cero (nivel suelo) a cota alta (máximo nivel tanque).
- Válvula de enfriamiento usada, bypass manual (2 pulgadas).
- Cv de válvula manual usada en enfriamiento de riser: 15USGPM.
- Temperatura inicial en línea vertical (riser): -110°C. No aplican restricciones por estrés térmico ya que en líneas verticales, el riesgo de bowing es nulo (la fase líquida siempre es acumulada en la parte inferior del tanque).

4.3. HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN PARA JETTY Y BRAZOS DE CARGA DE GNL

En las plantas convencionales, para tanques con capacidad de almacenamiento superior a 150 000 m³, la capacidad máxima de descarga del Jetty suele ser unos 12 000 m³/h siendo el límite de capacidad por brazo entre 3500 a 4000 m³/h.

Por tanto, la simulación modelará una pérdida de carga tal que la capacidad máxima aproximada de la carga sea de 4000 m³/h correspondiente a un brazo convencional.

Por otro lado, la condición más restrictiva de operación corresponde a la de menor capacidad de carga (e.g. un solo brazo en operación) ya que supone la condición más demandante de operación de las bombas (condición más cercana al caudal mínimo estable).

4.4. HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN PARA MODELADO DINAMICO DE TANQUE CRIOGENICO DE GAS NATURAL LICUADO

La condición más importante que determina el realismo correcto de la simulación dinámica es el modelado de las condiciones de hold up de estos.

El hold up es la simulación dinámica de la acumulación de materia dentro de volúmenes en base a la eficiencia de equilibrio liquido vapor [9].

Básicamente, como se puede observar a continuación en la figura 4.3, el hold up se simula como una recirculación dinámica de materia y la eficiencia de equilibrio como un bypass de esa corriente de recirculación.

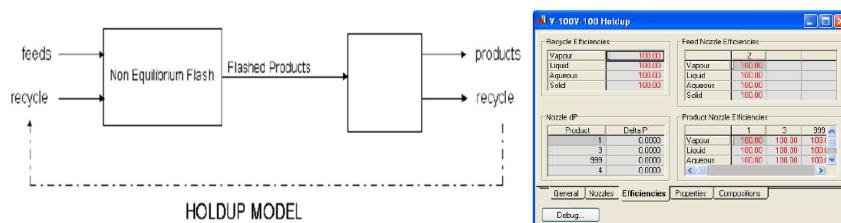
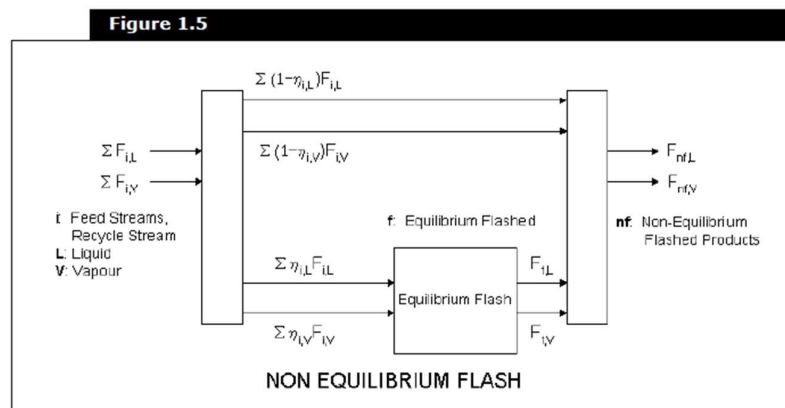


Figura 4.3. Concepto de simulación de hold up de Unisim [9].

La presente simulación tiene por objeto validar la idoneidad del modelo de simulación de hold up dinámico de UNISIM en unidades de alta capacidad de almacenamiento. De ser el caso, y en base a la experiencia del autor, la eficiencia de hold up será ajustada de modo que se permita conseguir una simulación más realista.

4.5.HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN PARA MODELADO DINAMICO DEL BRAZO DE RETORNO DE VAPOR DE BARCO A PLANTA

El retorno de vapor de barco se ha simulado con un control parametrizado mediante una hoja de cálculo dinámica integrada en el modelo de modo que se garantice al menos una diferencial de presión mínima de 50 mbar entre el espacio de vapor de los tanques on shore y el espacio de vapor de los tanques del barco.

En términos prácticos, la pérdida de carga máxima en los brazos de retorno de vapor se considera despreciable, sin embargo, el modelo deja abierta la posibilidad de realizar un cálculo más riguroso de pérdida de carga en el brazo de retorno de vapor.

Diámetro nominal de brazo de retorno de vapor: 24 pulgadas.

4.6.HIPOTESIS DE SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE RECUPERACION DE BOG Y COMPRESORES DE GESTION DE BOG

La unidad de recuperación se simula por separado de modo que permita evaluar al ingeniero de diseño o de comisionado, la capacidad de los compresores necesarios para gestionar la cantidad de BOG generado durante las operaciones de carga. Los siguientes elementos se simulan en el modelo dinámico:

- ✓ Colector de descarga de compresores de gestión de BOG. Diámetro nominal: 32”.
- ✓ Válvula de cierre todo o nada.
- ✓ Válvula antirretorno que evite flujo inverso hacia los compresores.
- ✓ Válvula de control de líquido de recondensación de BOG. Esta válvula de control alimenta la cantidad de GNL necesario para relicuar el BOG generado durante las operaciones de carga. Válvula asociada a una línea de 24”.
- ✓ Válvula de control de procesos de nivel mínimo en el relicuador.

- ✓ Válvula de control de caudal máximo de envío en el relicuador que garantice la capacidad de turndown de envío necesario a gaseoducto.
- ✓ Control de presión y caudal en cascada del sistema de recuperación de BOG.
- ✓ Control protectorio de caudal mínimo y máximo.
- ✓ Válvula de protección de sobrepresión.

Los resultados de esta simulación permitirán al diseñador estimar la capacidad necesaria de los compresores de BOG para la condición de mayor generación de BOG en planta.

Adicionalmente a ello, el diseñador deberá tener en cuenta las siguientes contribuciones extras de generación de BOG durante la fase de puesta en servicio:

- ✓ Barco a temperatura ambiente.
- ✓ Máxima contribución de flash por operaciones de mantenimiento en frío.
- ✓ Mínima capacidad de envío a red para evitar quemar gas en antorcha.
- ✓ Presión de operación de relicuador: 4.8 barg.

4.7.HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN PARA EL MODELADO DINÁMICO DE BOMBAS CRIOGENICAS DE CARGA DE GNL DE TANQUE A BARCO

Las bombas simuladas en el modelo tienen las siguientes características:

- ✓ Eficiencia de bombeo: 85.5%
- ✓ Flujo máximo (condiciones de run down): 700 m³/h
- ✓ Altura nominal de bombeo: 200 m
- ✓ Gravedad específica del fluido: 0.48
- ✓ La curva estándar de bomba se muestra a continuación en la figura 4.4.

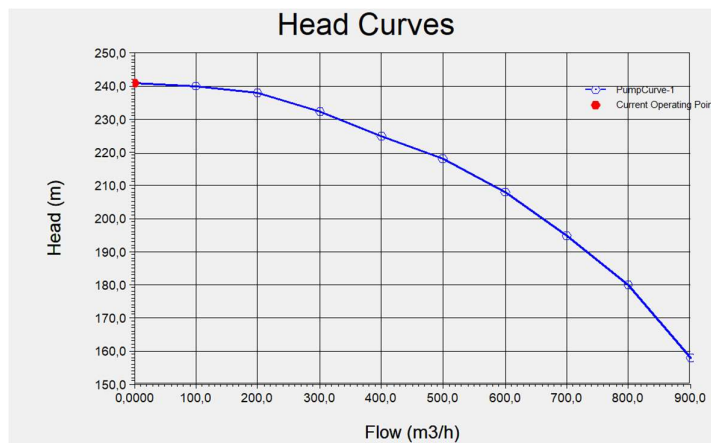


Figura 4.4. Curva de operación de bombas de carga de barco.

4.8.NARRATIVA DE CONTROL DINÁMICA

Los siguientes controladores se simulan dinámicamente en el modelo.

4.8.1. Control protectivo de caudal mínimo.

- Función. Proteger a la bomba contra condiciones de shut off y garantizar el caudal mínimo de bombeo estable.
- Variable controlada: Caudal de descarga de bomba en m³/h.
- Variable manipulada: Posición de válvula.
- Set point: 300 m³/h
- Tipo de control: PID
- Ganancia: 0.8
- Tiempo integral: 0.2
- Modelo de controlador de PID estándar de UNISIM.

4.8.2. Control de presión en unidad de recuperación de BOG.

- Función. Mantener la presión óptima de operación para conseguir relicuar el BOG generado durante las operaciones de carga de barco.
- Variable controlada: Presión en reliculador en barg.
- Variable manipulada: Señal de caudal de entrada de GNL.
- Set point: valor óptimo entre 3.5 barg y 7 barg
- Tipo de control: PID
- Ganancia: 1
- Tiempo integral: 0.25
- Modelo de controlador de PID estándar de UNISIM.

4.8.3. Control de caudal de inyección de GNL.

- Función. Recibe la señal del control de presión y ajusta el caudal calculado asociado a un control general en cascada.
- Variable controlada: Caudal en m³/h.
- Variable manipulada: Caudal de entrada de GNL.
- Set point: Valor calculado en cascada con la presión de operación

- Tipo de control: PID
- Ganancia: 1.2
- Tiempo integral: 0.5
- Modelo de controlador de PID estándar de UNISIM.

4.8.4. Control de nivel de GNL.

- Función. Mantener el nivel mínimo de seguridad de GNL para evitar enviar liquido en su punto de burbuja que pueda dañar las bombas de envío aguas abajo del sistema de recuperación de BOG.
- Variable controlada: nivel en mm.
- Variable manipulada: Posición de válvula de GNL.
- Set point: 50% de la altura de la unidad de recuperación.
- Tipo de control: PID
- Ganancia: 0.75
- Tiempo integral: 0.3
- Modelo de controlador de PID estándar de UNISIM.

5 RESULTADOS Y SOLUCIÓN TÉCNICA PROPUESTA.

El procedimiento de análisis dinámico de las operaciones simuladas consiste en evaluar distintos métodos de cálculo simulados con el fin de determinar la solución óptima desde un punto de vista operativo (y por tanto económico). En el desarrollo de la ingeniería de puesta en marcha de plantas industriales, los procedimientos más sencillos y los que se desarrollan en menor tiempo son los más eficientes y por tanto los que menos gasto y riesgo suponen.

Por ello, los parámetros más importantes evaluados para diseñar los procedimientos finales de comisionado de las operaciones de puesta en servicio arriba descritas son el consumo total de inventario para las operaciones de enfriamiento de líneas, el tiempo de desarrollo de estas y la cantidad de gas recuperado como producto sin quemado en antorcha.

Se presupone que todas las actividades desarrolladas en la simulación han sido realizadas con éxito y no ha sido necesario quemar inventario por disparos o eventos de emergencia. Por otro lado, fallos en el procedimiento no han sido tomados en cuenta para este análisis dinámico.

5.1. MODELO DINAMICO DE ENFRIAMIENTO DE LINEAS

Usando las hipótesis de cálculo y simulación descritas en el punto 3.2 se obtienen los siguientes resultados en el enfriamiento del riser (línea vertical de subida a tanque) de los tanques:

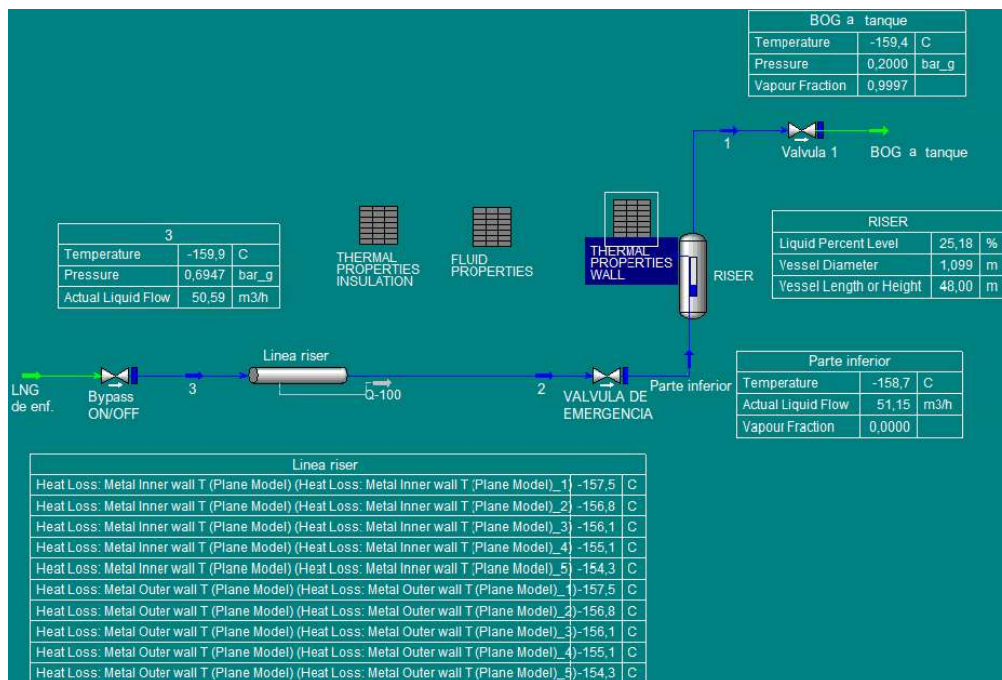


Figura 5.1. Simulación dinámica de enfriamiento de línea vertical a tanques.

Como se puede observar en la figura 5.1, la simulación dinámica cuenta con 10 segmentos de cálculo dinámico de coeficiente de transferencia de calor según lo descrito en el apartado 3.2.

Esta operación es importante en la puesta en servicio de plantas de regasificación ya que tiene como objetivo estimar el llenado dinámico de la línea vertical y el margen mínimo de llenado para evitar una entrada incontrolada de GNL frío al tanque no comisionado (o caliente) que pueda dañar el mismo y provocar un fallo irreversible. La pérdida de un tanque criogénico es uno de los eventos más indeseados de la industria del GNL ya que puede provocar el fallo del proyecto.

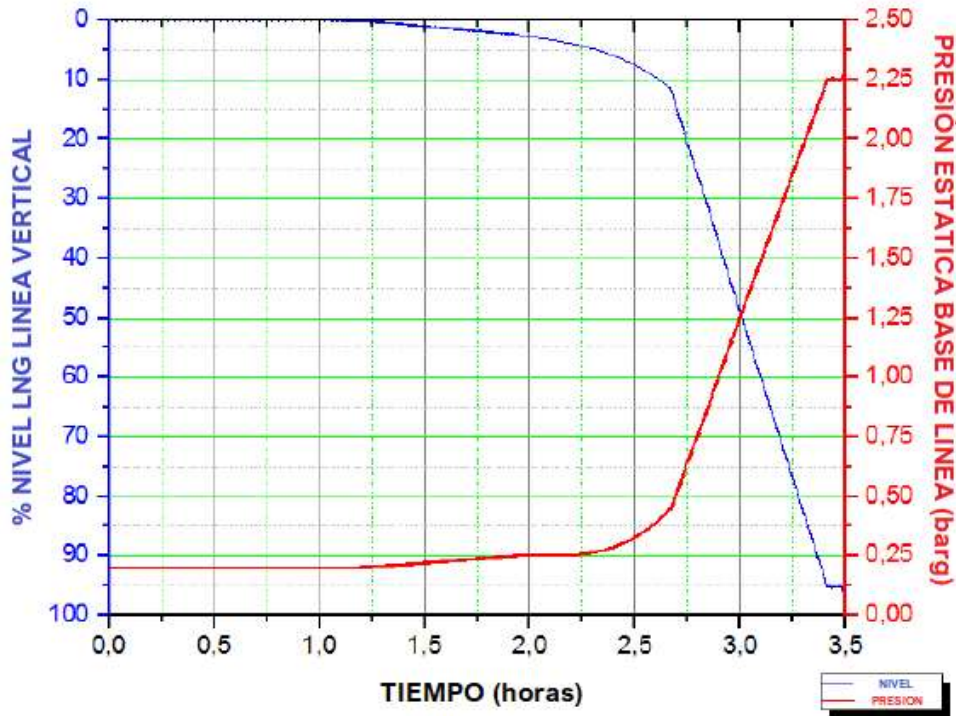


Figura 5.2. Presión estática en riser vertical en línea de 34 pulgadas hasta alcanzar el 95% de llenado.

Se puede observar que hasta la hora 1,25 no se espera formación de GNL. A partir de la hora 2,6 el nivel sube desde un 10% hasta un 95 % a una ratio de llenado mucho mayor.

Para el enfriamiento de las líneas principales de proceso (ver figura 2.5 como referencia) se consideran 5 segmentos y la siguiente dirección de flujo para optimizar el consumo de gas:

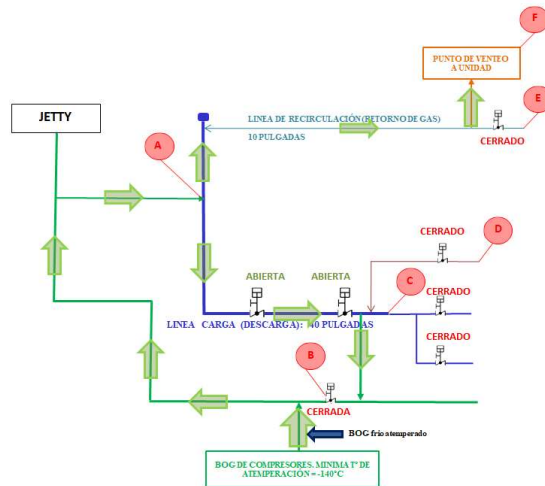


Figura 5.3. Dirección de flujo de BOG atemperador para operación de enfriamiento.

La programación de cálculo dinámico de coeficientes de transferencia de calor en las tuberías simuladas se muestra a continuación:

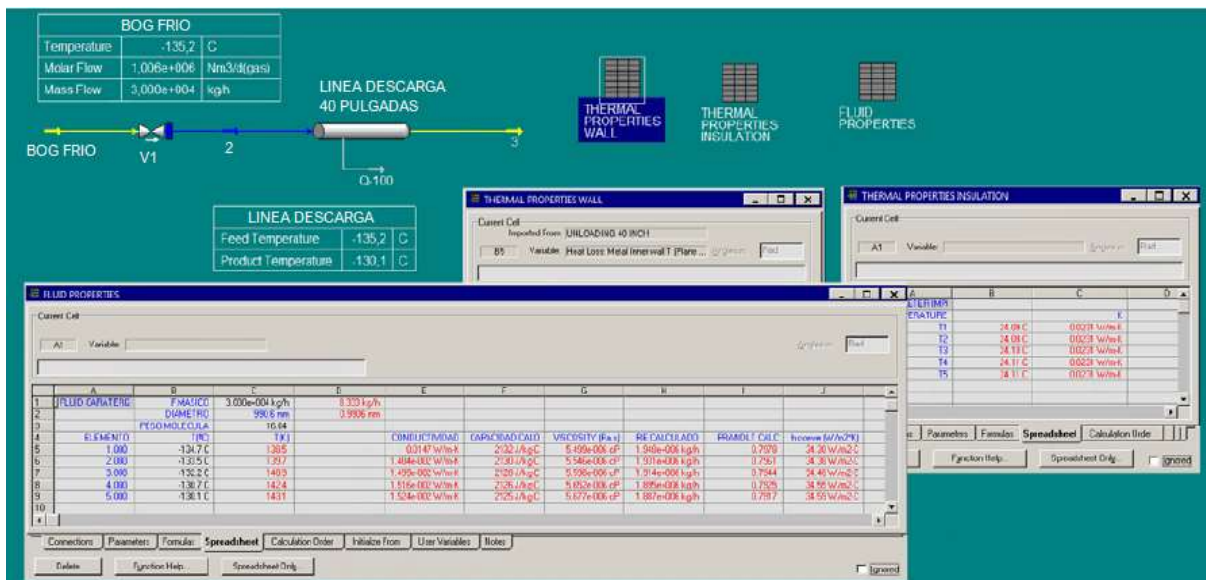


Figura 5.4. Calculo dinámico de coeficientes de transferencia de calor en simulador dinámico UNISIM.

El procedimiento óptimo para el enfriamiento de las líneas principales de proceso consiste en aprovechar la convección del flujo de BOG usando los compresores de BOG disponibles tanto en las plantas de Regasificación como de Licuefacción.

Esta operación requiere de una atemperación con GNL con lo cual se considera que el BOG atemperado puede llegar a una temperatura mínima de -140°C a una presión máxima de 1.5 barg. Se debe tener en cuenta que los compresores de BOG en este tipo de plantas son del tipo reciprocantes.

La programación dinámica de BOG inyectado a las líneas de proceso se muestra a continuación:

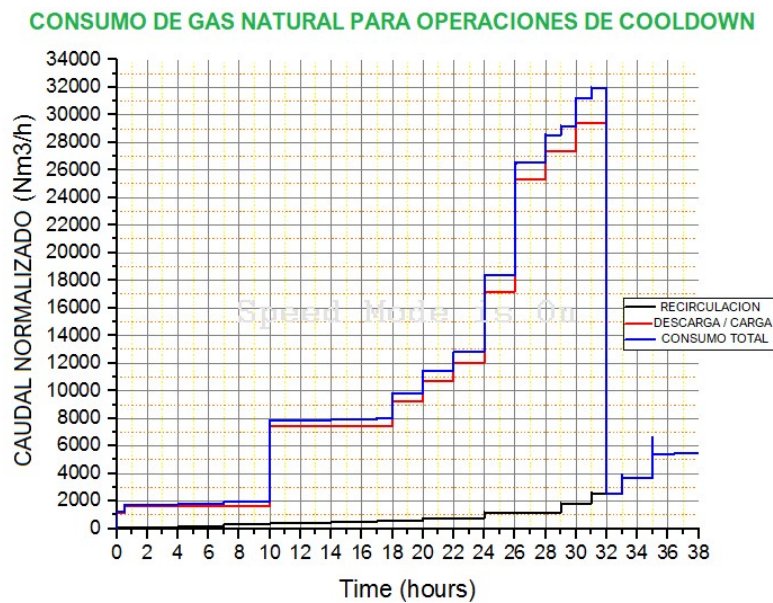


Figura 5.5. Caudal de BOG frío programado para enfriamiento de línea de recirculación y descarga.

En base a los cálculos dinámicos del coeficiente de transferencia de calor arriba mostrados y a la inyección de BOG frío controlado siguiendo una ratio de enfriamiento inferior a 20°C/h y una máxima temperatura diferencial de 60°C entre la parte superior e inferior de las tuberías para evitar el estrés térmico y el efecto banana con la consecuente deformación y daño mecánico, se obtienen los siguientes perfiles de temperatura a lo largo de la operación de enfriamiento.

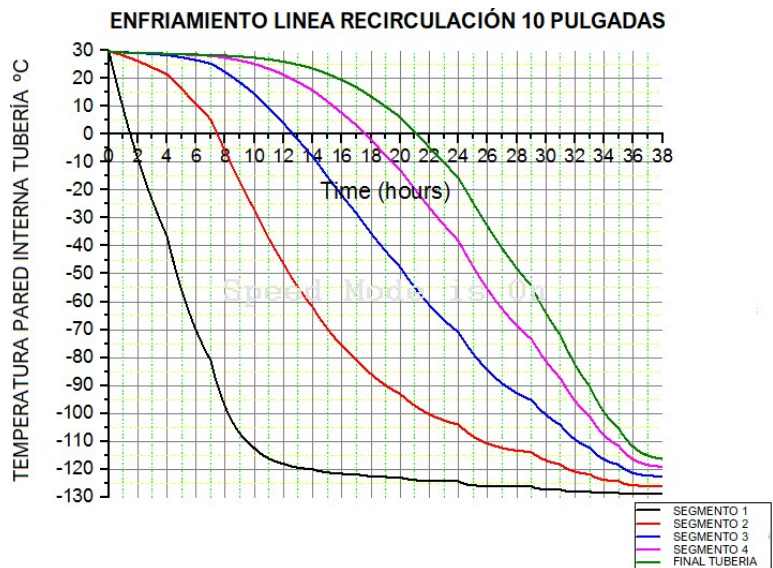


Figura 5.6. Perfil de temperaturas de línea de recirculación – simulación dinámica de enfriamiento.

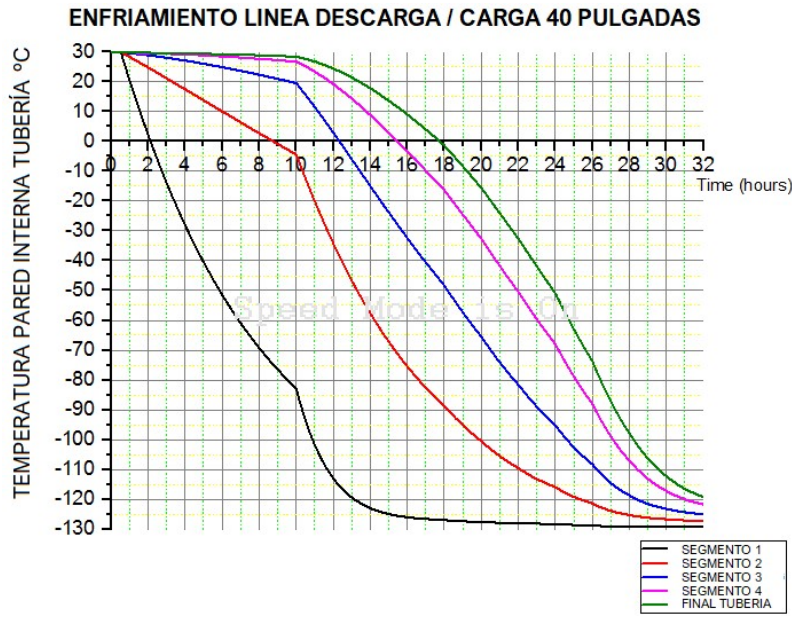


Figura 5.7. Perfil de temperaturas de línea de carga / descarga – simulación dinámica de enfriamiento.

5.2.MODELO DINAMICO DE OPERACIÓN DE CARGA DE GNL A BARCO

Una vez realizado el análisis dinámico de la operación de enfriamiento de las principales líneas de proceso se da por establecida la recirculación fría de la planta la cual consiste en recircular GNL frío desde los tanques devolverlo a los mismos con el fin de mantener en condiciones criogénicas las líneas superiores a 8 pulgadas del Jetty y evitar realizar la operación de enfriamiento cada vez que se cargue o descargue un barco.

Partiendo de esta condición de planta se procede a realizar la simulación dinámica de primera carga de barco según lo mostrado en las figuras 2.6 y 2.7. Básicamente la operación consiste en transferir GNL de los tanques criogénicos al barco según el siguiente esquema:

Los resultados se muestran a modo de procedimiento operativo ya que la simulación dinámica tiene por objeto diseñar el procedimiento idóneo de carga.

5.2.1. Arranque de la bomba 2P01 del tanque 2.

Objetivo: subida de caudal hasta 845 m3/h.

La propuesta de arranque de la primera bomba se basa en un análisis dinámico de cavitación en la válvula operada manualmente para tal propósito. El procedimiento diseñado en base a la simulación dinámica es el siguiente:

- a. Se introduce un set point de 600 m³/h en el controlador de la bomba 2P01 (2FC001) con el fin de iniciar la operación de la bomba en condiciones de caudal nominal según su curva y a baja presión para evitar una alta presión diferencial en la válvula HV5.
- b. Apertura inicial manual de válvula ON/OFF 2 predefinida al 18% para redistribuir la pérdida de carga del sistema hidráulico simulado.
- c. Se procede a arrancar la bomba 2P01 abriendo la válvula manual HV5 hasta un 37%. El flujo se incrementa hasta unos 845 m³/h de GNL. Bajo estas condiciones, el módulo de análisis de cavitación descarta presencia de la misma:

Los detalles una vez alcanzados el estado estacionario se muestran en el anexo 1.

5.2.2. Arranque de la segunda bomba 1P01 del tanque 1.

Objetivo: subida de caudal hasta 1692 m³/h.

En este caso, se determina la posición manual óptima de las válvulas y el punto de operación actual de la bomba para el caudal requerido.

- a. Se introduce un set point de 600 m³/h en el controlador de caudal mínimo de la bomba 1P01 (1FC001) con el fin de iniciar la operación de la bomba en condiciones de caudal nominal según su curva y a baja presión para evitar una alta presión diferencial en la válvula HV1.
- b. Apertura inicial manual de válvula ON/OFF 1 predefinida al 18% para redistribuir la pérdida de carga del sistema hidráulico simulado.
- c. Se procede a arrancar la bomba 1P01 abriendo la válvula manual HV1 hasta un 37%. El flujo se incrementa hasta unos 845 m³/h de GNL. Bajo estas condiciones, el módulo de análisis de cavitación descarta presencia de la misma:

Los detalles una vez alcanzados el estado estacionario se muestran en el anexo 2.

5.2.3. Arranque de la tercera bomba 1P02 del tanque 1.

Objetivo: subida de caudal hasta 2482 m³/h.

En este caso, se determina la posición manual óptima de las válvulas y el punto de operación actual de la bomba para el caudal requerido.

- a. Se introduce un set point de 600 m³/h en el controlador de caudal mínimo de la bomba 1P02 (1FC002) con el fin de iniciar la operación de la bomba en condiciones de caudal nominal según su curva y a baja presión para evitar una alta presión diferencial en la válvula HV2.

- b. Antes de manipular la válvula HV2 se procede a abrir progresivamente la válvula ON/OFF 1 hasta un valor máximo del 25%.
- c. Se procede a arrancar la bomba 1P02 abriendo la válvula manual HV2 hasta un 37%. El flujo aguas abajo de cada bomba se estabiliza en aproximadamente 818 m³/h por bomba bajo estas condiciones, el módulo de análisis de cavitación descarta este fenómeno en todas las válvulas en operación.

Los detalles una vez alcanzados el estado estacionario se muestran en el anexo 3.

5.2.4. Arranque de la cuarta bomba 1P03 del tanque 1.

Objetivo: subida de caudal hasta 3233 m³/h.

En este caso, se determina la posición manual óptima de las válvulas y el punto de operación actual de la bomba para el caudal requerido.

- a. Se introduce un set point de 600 m³/h en el controlador de caudal mínimo de la bomba 1P03 (1FC003) con el fin de iniciar la operación de la bomba en condiciones de caudal nominal según su curva y a baja presión para evitar una alta presión diferencial en la válvula HV3.
- b. Antes de manipular la válvula HV3 se procede a abrir progresivamente la válvula ON/OFF 1 hasta un valor máximo del 30%.
- c. Se procede a arrancar la bomba 1P03 abriendo la válvula manual HV3 hasta un 37%. El flujo aguas abajo de cada bomba se estabiliza en aproximadamente 795 m³/h por bomba bajo estas condiciones, el módulo de análisis de cavitación descarta este fenómeno en todas las válvulas en operación.

Los detalles una vez alcanzados el estado estacionario se muestran en el anexo 4.

5.2.5. Arranque de la cuarta bomba 1P04 del tanque 1.

Objetivo: subida de caudal hasta 4057 m³/h.

Finalmente, se consigue la máxima capacidad de carga estable y se define la posición final de las válvulas para evitar la cavitación en las mismas.

- a. Se introduce un set point de 600 m³/h en el controlador de caudal mínimo de la bomba 1P04 (1FC004) con el fin de iniciar la operación de la bomba en condiciones de caudal nominal según su curva y a baja presión para evitar una alta presión diferencial en la válvula HV4.
- b. Antes de manipular la válvula HV4 se procede a abrir progresivamente la válvula ON/OFF 1 hasta un valor máximo del 34%.

- c. Se procede a arrancar la bomba 1P04 abriendo la válvula manual HV4 hasta un 37%. El flujo total alcanzado es de 4057 m³/h, el módulo de análisis de cavitación descarta este fenómeno en todas las válvulas en operación.

Los detalles una vez alcanzado el estado estacionario se muestran en el anexo 5.

El resumen de los resultados finales de la simulación se muestra en el apartado conclusiones.

5.3. SIMULACIÓN DINÁMICA DE UNIDAD DE RECUPERACIÓN DE VAPOR

La unidad de recuperación de vapor se simula siguiendo los siguientes inputs:

- Presión de operación: 4.5 barg.
- Caudal de BOG proveniente de barco: 32000 kg/h
- Temperatura de BOG proveniente de barco: -8.1°C.
- Temperatura y caudal de GNL usado para relicuar BOG: -156°C / 711 m³/h

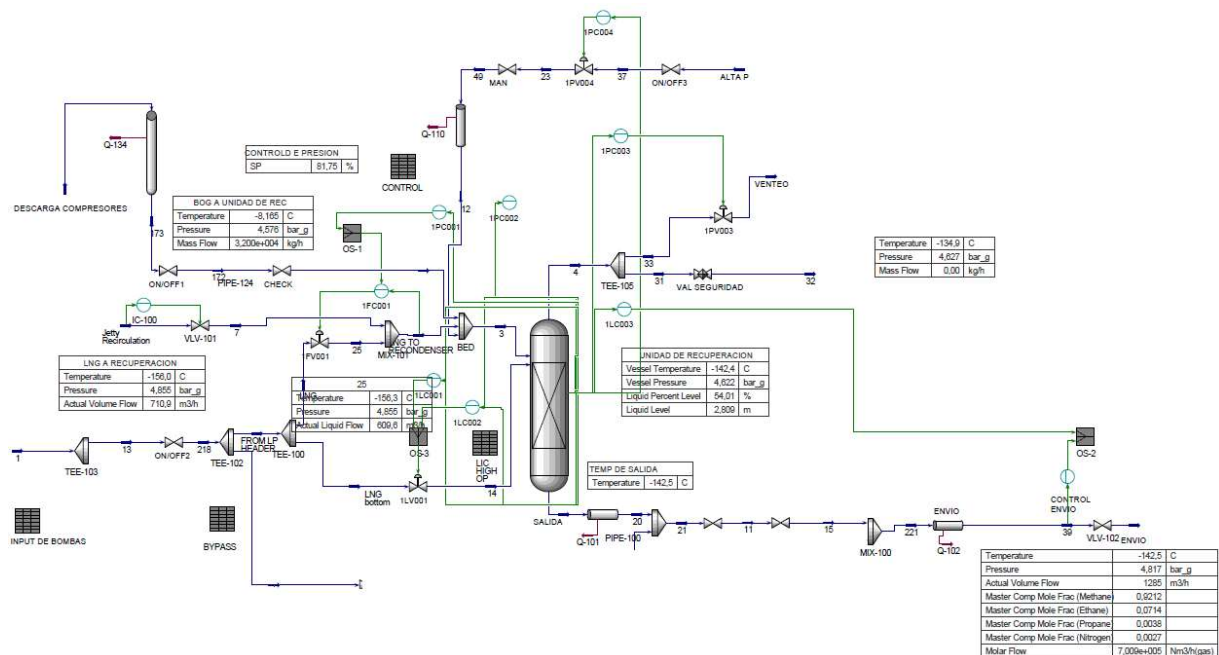


Figura 5.8. Simulación dinámica unidad de recuperación de vapor.

Según se observa en la figura 5.8, la unidad de recuperación de vapor permite relicuar todo el gas generado en la operación de carga de barco manteniendo una presión estable de operación (aproximadamente a 4.5 barg) saliendo a envío a una temperatura de -142.5°C.

6 CONCLUSIONES.

El nuevo procedimiento de enfriamiento de líneas de proceso en Plantas de Regasificación supone un ahorro en tiempo de operación de comisionado, menor tiempo de atraque de barco en puerto y ahorro de inventario ya que se evita quemar el gas en antorcha.

El nuevo procedimiento de enfriamiento de tuberías en Plantas de Licuefacción supone un ahorro de tiempo de operación de comisionado, ahorro de nitrógeno usado normalmente en operaciones estándar de preenfriamiento y operación controlada automáticamente desde sala de control (menos personal, menos operaciones manuales y por tanto menos riesgo).

El ahorro estimado es de un 25% respecto a referencias técnicas de plantas en operación [2]

6.1. Conclusiones operativas – operación de enfriamiento de riser vertical:

- Enfriamiento de riser vertical. El margen mínimo de seguridad para evitar la entrada incontrolada de GNL al tanque es de 95% en aproximadamente 3,4 horas de operación.
- Esta simulación permite estimar la presión estática de seguridad a controlar además de los skin point de temperatura ya disponibles en las instalaciones de este tipo.

PRESION MAXIMA EN RISER PARA CORTAR ENTRADA DE GNL: 2.25 barg.

6.2. Conclusiones operativas – Enfriamiento de líneas principales de proceso:

Consumo acumulado de BOG requerido para enfriamiento y resultados operativos:

TUBERÍA	CONSUMO		
	Nm3	Kg	m3 ($\rho = 420$ kg/m3)
Carga / descarga (40")	340 000	258 035	810
Recirculación (10")	51 000	38 705	93
TOTAL	391 000	296 740	903
RESULTADOS GENERALES			
Ratio de enfriamiento mayor alcanzado	18.5°C/h		
Tiempo total enfriamiento línea de 10 pulgadas	40 horas (Nota 1)		
Tiempo total enfriamiento línea de 40 pulgadas	35 horas (Nota 1)		

Tabla 6.1. Resultados de enfriamiento de líneas de proceso.

Nota 1. Se considera 2 horas extras para llenado de línea de 10 pulgadas y 3 horas extras para línea de 40 pulgadas. El tiempo de enfriamiento en la línea de recirculación es mayor ya que esta reutiliza el gas usado para enfriar la línea de 40 pulgadas según el esquema descrito en 5.3.

6.3. Conclusiones operativas – Primera carga de barco y recuperación de BOG

El objetivo de esta simulación era determinar la posición óptima de las válvulas manuales de operación para evitar situaciones de riesgo mecánico como la cavitación en las mismas durante la primera puesta en servicio de carga de barco. A continuación, se resumen las principales condiciones operativas alcanzadas y recomendadas.

Este escenario es extrapolable a cualquier terminal de GNL actualizando las curvas de las válvulas, la curva de la bomba y las condiciones de frontera como la presión en el colector del barco, el nivel inicial en el tanque y las características del GNL usado.

CAUDAL POR BOMBA	CAUDAL ACUMULADO CARGA	CAVITACIÓN	POSICION VÁLVULA	ON/OFF1	ON/OFF2
2P01: 845 m3/h	845 m3/h	NULA	HV5: 37.2%	18%	18%
1P01: 844.3 m3/h 2P01: 846.3 m3/h	1692 m3/h	NULA	HV1: 37.2% HV5: 37.2%	18%	18%
1P01: 818 m3/h 1P02: 818 m3/h 2P01: 846 m3/h	2482 m3/h	NULA	HV1: 37.2 % HV2: 37.2% HV5: 37.2%	25%	18%
1P01: 795.2 m3/h 1P02: 795.2 m3/h 1P03: 795.2 m3/h 2P01: 845 m3/h	3233 m3/h	NULA	HV1: 37.2 % HV2: 37.2% HV3: 37.2% HV5: 37.2%	30%	18%
1P01: 802.5 m3/h 1P02: 803.3 m3/h 1P03: 801.2 m3/h 1P04: 801.8 m3/h 2P01: 845.5 m3/h	4057 m3/h	NULA ON/OFF: Incipiente	HV1: 37.2 % HV2: 37.2% HV3: 37.2% HV4: 37.2 % HV5: 37.2%	30%	18%

Tabla 6.2. Resumen resultados, simulación dinámica de primera carga de barco.

Valoración final de resultados: Únicamente se produce cavitación incipiente en la válvula ON/OFF 2 restringida en el colector del tanque 2. La cavitación incipiente es asumible para operaciones discontinuas siempre que se haga una monitorización continua y se descarte martilleo en la válvula (sonido de cavitación crítica que se asemeja al martilleo de metal).

Los valores de tuneo de los controladores de caudal mínimo (control PID) son lo siguientes: Ganancia (0.9), tiempo integral (0.5 s). No es necesario tiempo derivativo.

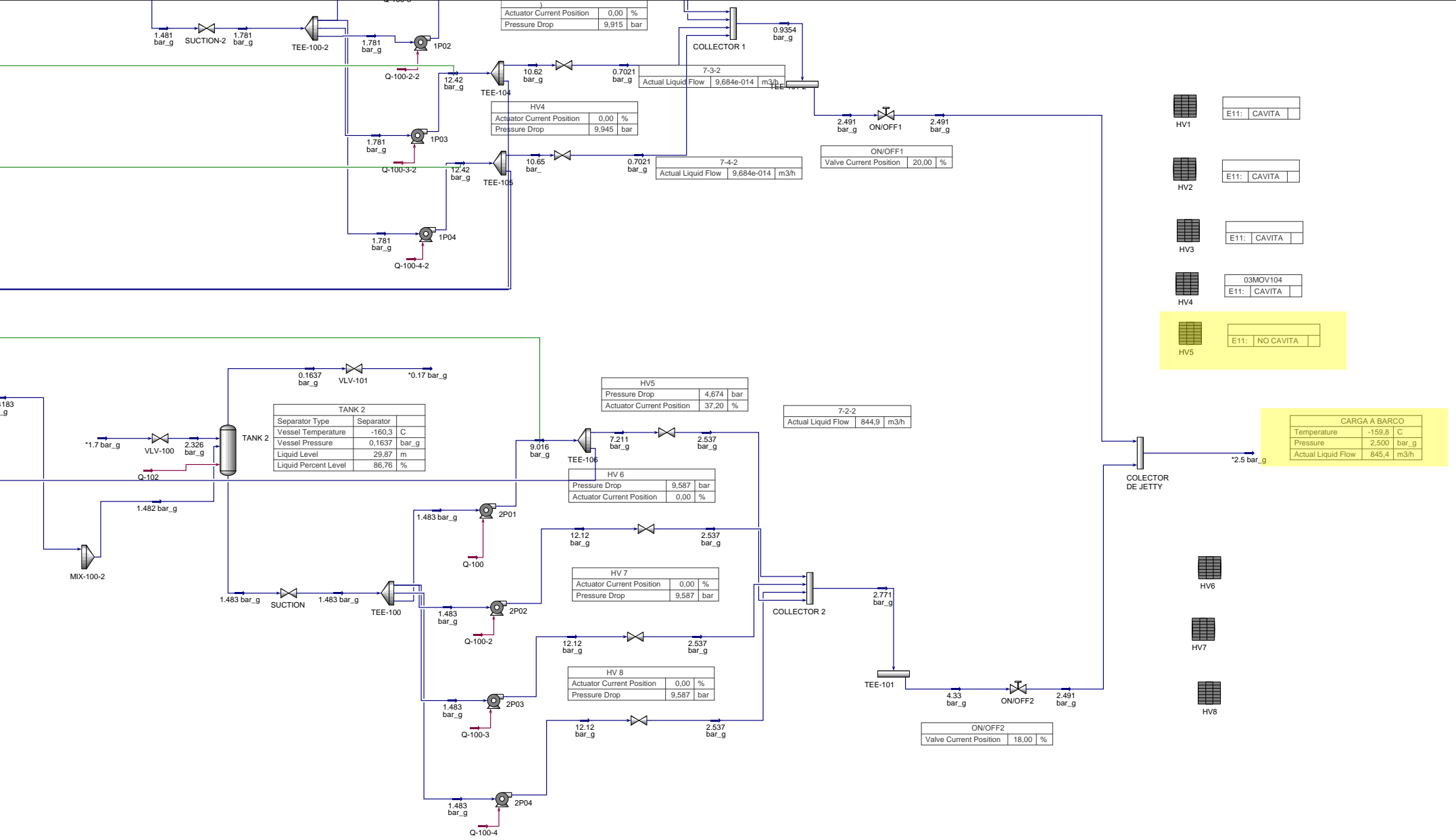
Finalmente, es posible recuperar todo el vapor de gas generado durante la carga del barco (caudal máximo generado: 32000 kg/h).

7 BIBLIOGRAFIA

- [1]. Asociación Española del Gas SEDIGAS, “Manual de Plantas de Regasificación”, Primera Edición, 2009.
- [2]. Saeid Mokhatab y John Y. Mak, “First Handbook of Liquefied Natural Gas”, El Servier Edition 2014.
- [3]. Martin Killcross y Butterworth-Heinemann, “Chemical and Process Plant Commissioning Handbook”, First Edition 2011.
- [4]. Nicolas F. Ponchaut, Ph.D y Harri K. Kytömaa, Ph.D., P.E. “Cooldown of Large Pipes During Commissioning Phase of Cryogenic Facilities”, AIChE Spring National Meeting, 10th Topical Conference on Natural Gas, San Antonio - Texas, March 2010.
- [5] Liao, Jun, Kun Yuan, Renwei Mei, James F. Klausner, and Jacob Chung. "Cryogenic Chillo-down Model for Stratified Flow inside a Pipe." Proceedings of HT2005. ASME Summer Heat Transfer Conference. San Francisco, California, USA, 2005.
- [6] Shibata, K., T. Ogata, A. Nyilas, T. Yuri, H. Fujii, and S. Ohmiya. "Comparison of Strength and Serration at Cryogenic Temperatures among 304L, 316L and 310S Steels." Advances in Cryogenic Engineering Materials: Transactions of the International Cryogenic Materials Conference, ICMC 54 (2008).
- [7] Unisim operational Guideline R460. Honeywell International 2017.
- [8] UniSim Design R470. Software Change Notice. Revision Date: October 8, 2019. Honeywell International 2019.
- [9] UniSim Design Dynamic Modeling. R460. Honeywell International 2017.
- [10] Yunus A. Cengel, “Transferencia de Calor y Masa”, 4ta Edición, McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2011

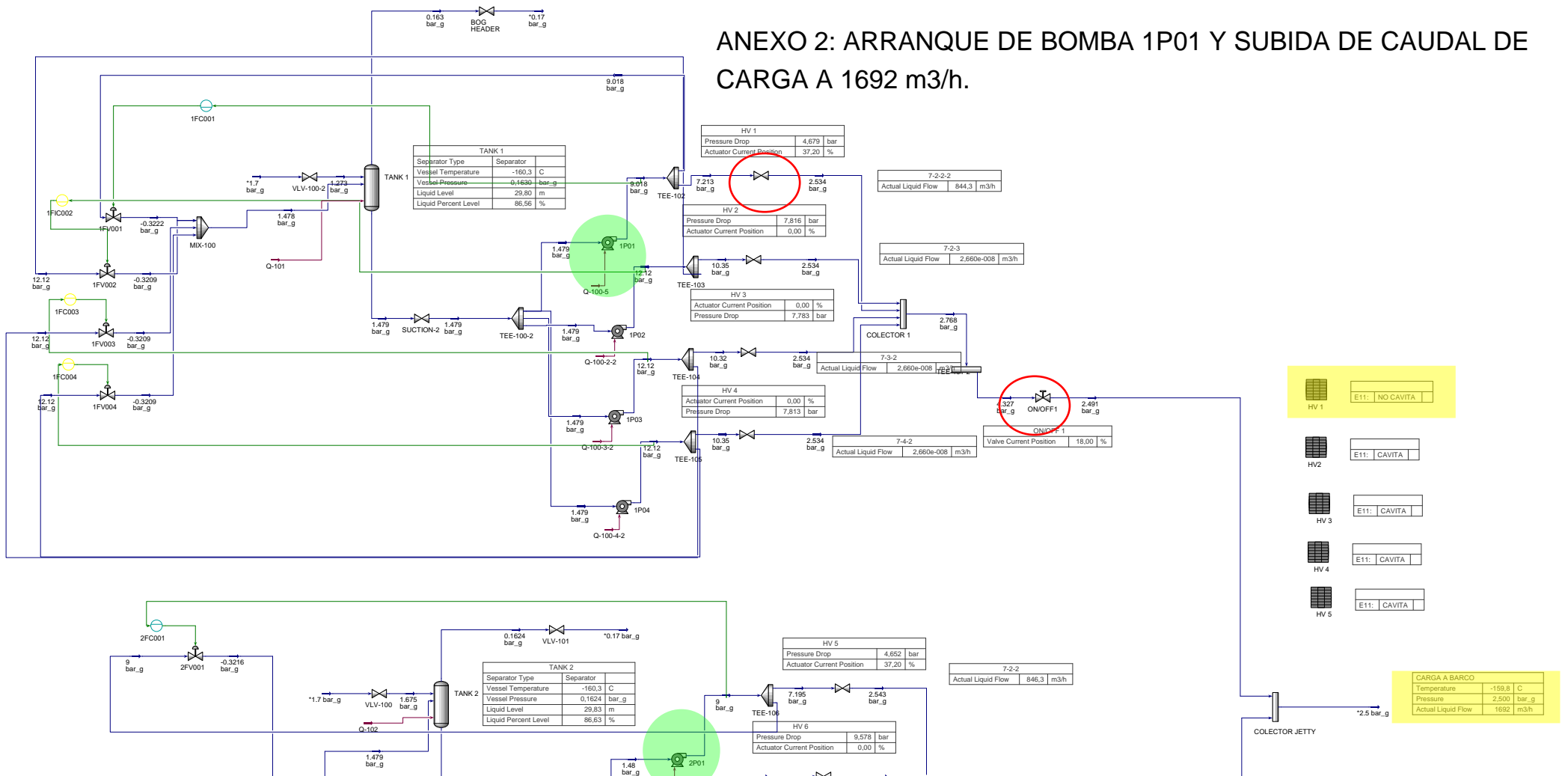
8 ANEXOS

- ANEXO 1. Arranque de bomba 2P01 y subida de caudal de carga a 845 m³/h.
- ANEXO 2. Arranque de bomba 1P01 y subida de caudal de carga a 1692 m³/h.
- ANEXO 3. Arranque de bomba 1P02 y subida de caudal de carga a 2482 m³/h.
- ANEXO 4. Arranque de bomba 1P03 y subida de caudal de carga a 3233 m³/h.
- ANEXO 5. Arranque de bomba 1P04 y subida de caudal de carga a 4057 m³/h.

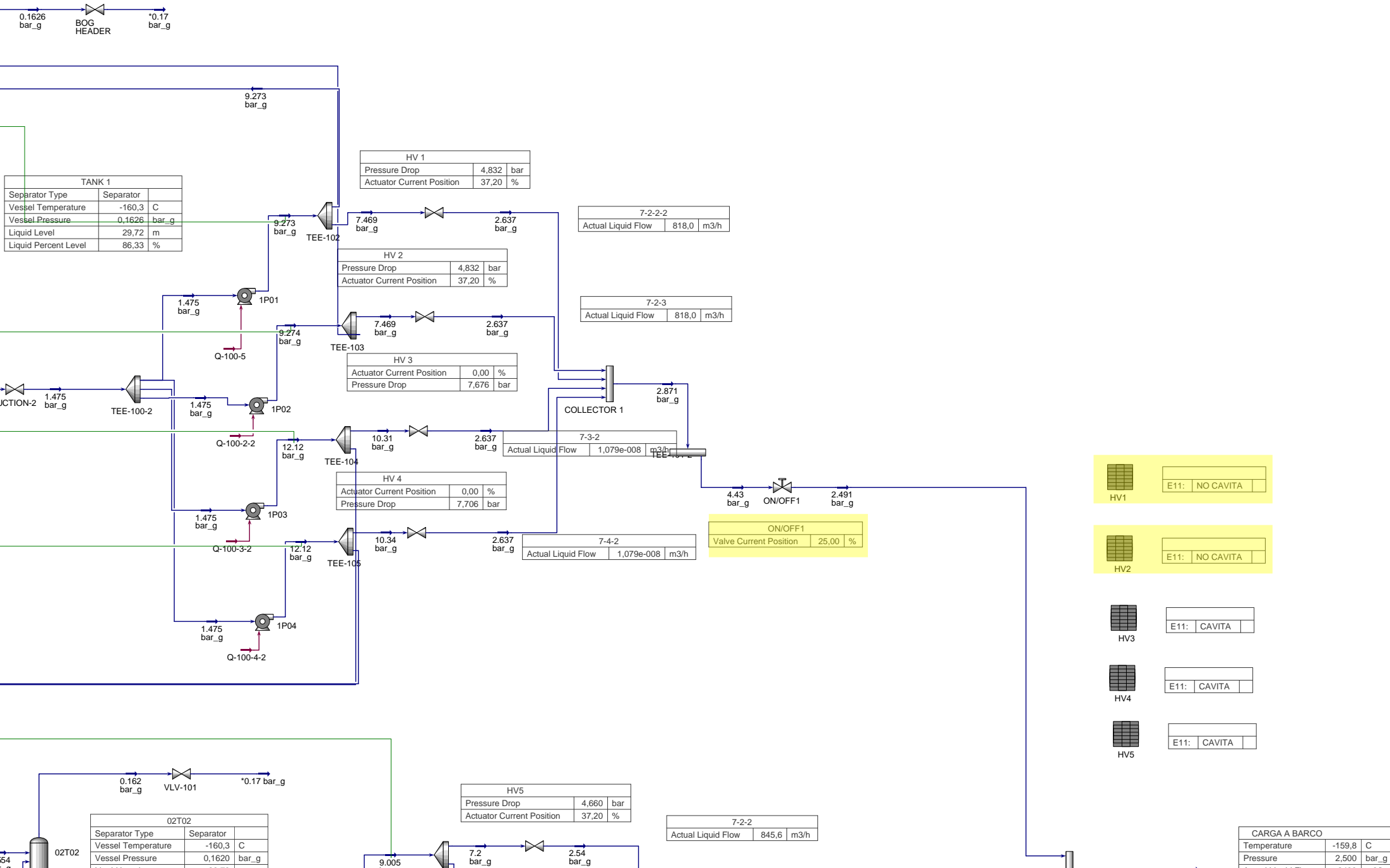


ANEXO 1. ARRANQUE DE BOMBA 2P01 Y SUBIDA DE CAUDAL DE CARGA A 845 m3/h.

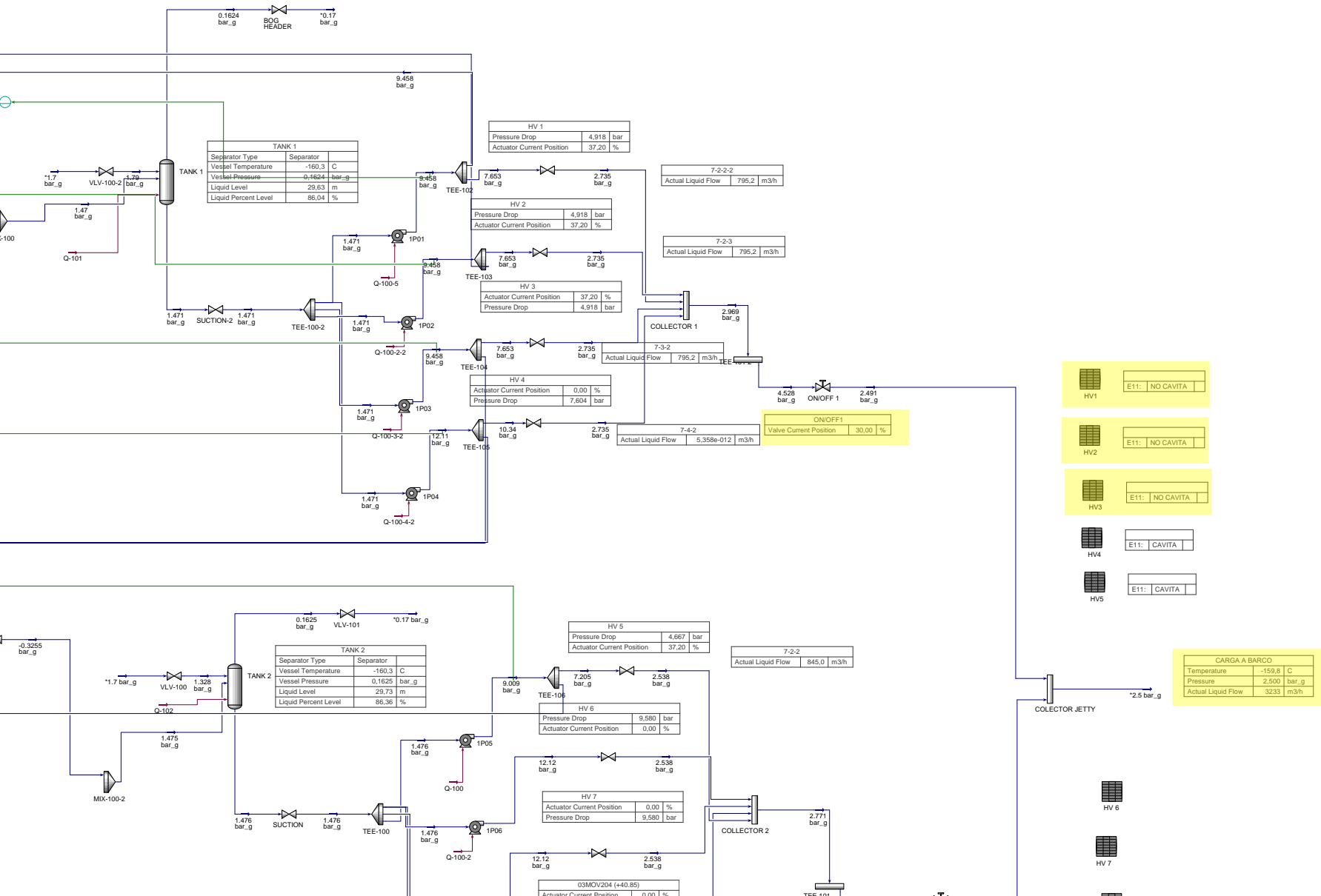
ANEXO 2: ARRANQUE DE BOMBA 1P01 Y SUBIDA DE CAUDAL DE CARGA A 1692 m3/h.



ANEXO 3. ARRANQUE DE BOMBA 1P02 Y SUBIDA DE CAUDAL DE CARGA A 2482 m3/h.



ANEXO 4. ARRANQUE DE BOMBA 1P03 Y SUBIDA DE CAUDAL DE CARGA A 3233 m3/h



- HV1: E11: NO CAVITA
- HV2: E11: NO CAVITA
- HV3: E11: NO CAVITA
- HV4: E11: CAVITA
- HV5: E11: CAVITA

CARGA A BARCO	
Temperature	-159.8 C
Pressure	2,500 bar_g
Actual Liquid Flow	3233 m3/h

ANEXO 5. ARRANQUE DE BOMBA 1P04 Y SUBIDA DE CAUDAL DE CARGA A 4057 m³/h.

