

Evaluación de las unidades de precalentamiento de crudo diluido para el escenario de alto corte de agua en el Centro Operativo Petromonagas

Evaluation of the preheating units for diluted crude for the high water cut scenario at the Petromonagas Operating Center

Arianna Cárdenas

Escuela de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo, Venezuela.
Correo electrónico: ari.cardenas4@gmail.com

Adrián Zabala

Complejo Petroquímico José Antonio Anzoátegui (CJAA). Barcelona, Venezuela.
Correo electrónico: adrainzabalamarin@gmail.com

Charles Gutiérrez

Escuela de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo, Venezuela.
Correo electrónico: charles.gutierrez.80813@uru.edu

Recibido: 18/01/2022

Aceptado: 11/04/2022

Resumen

En esta investigación se realizó la evaluación de las unidades de precalentamiento de crudo para el escenario del alto corte de agua, identificando primero los equipos de proceso y sus variables a manipular, luego se recolectó la data del sistema DCS y de campo para las condiciones de operación desde los años 2016 hasta el 2022. Utilizando como especificación la data recolectada, se simuló y validó las condiciones de diseño y operación actual de los equipos por el modelo termodinámico de Soave Redlich Kwong. Los resultados obtenidos producen satisfactoriamente las especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor, presentando porcentajes de desviación razonables. Además, aumentando el corte de agua en la alimentación genera problemas operacionales obteniendo mayores caídas de presión en el sistema. También se desarrollaron dos alternativas con el propósito de separar la mayor cantidad de agua de formación de entrada y compensar la carga térmica aguas abajo.

Palabras clave: precalentamiento de crudo, alto corte de agua, intercambiadores de calor

Abstract

In this investigation, the evaluation of the crude preheating units for the high water cut scenario was carried out, first identifying the process equipment and its variables to be manipulated, then the data was collected from the DCS system and from the field for the conditions of operation from 2016 to 2022. Using the data collected as a specification, the design conditions and current operation of the equipment were simulated and validated by the Soave Redlich Kwong thermodynamic model. The results obtained satisfactorily produce the design specifications of the heat exchangers, presenting reasonable percentages of deviation. In addition, increasing the water cut in the supply generates operational problems, obtaining higher pressure drops in the system. Two alternatives were also developed with the purpose of separating the largest amount of inlet formation water and compensating for the thermal load downstream.

Keywords: crude oil preheating, high water cut, heat exchangers

Introducción

Los campos petroleros exhiben habitualmente crecientes cortes de agua de formación cuando el método de recuperación es por empuje hidráulico, que varían según la edad del depósito. Cuando el petróleo y el agua de formación se ponen en contacto, se pueden formar distintos tipos de emulsiones: del tipo agua en crudo (W/O), crudo en agua (O/W) y otras del tipo más complejas como las de tipo múltiple, las cuales pueden afectar en menor o mayor medida los procesos de deshidratación y desalación de la corriente de producción y los parámetros de calidad del crudo a venta ($< 1\%v/v$ de corte de agua y < 10 PTB de sal).

En la actualidad, COPEM ha registrado un incremento en el corte de agua en la corriente de producción de entrada, pasando de aproximadamente $5\%v/v$ en los años 2011 – 2016, hasta 10% en el año 2022; así mismo, el contenido de sal en la entrada ha superado el valor de contenido de sal máximo que pueden manejar las instalaciones por diseño. Este incremento en el corte de agua se debe principalmente a dos factores: producción proveniente de pozos maduros y perforación en áreas con una mayor tendencia a producción de agua debido a la cercanía del acuífero; estos hechos se traducen en mayores retos de operación en las instalaciones de deshidratación / tratamiento, las cuales deben asegurar el mantenimiento de las especificaciones del crudo a los clientes y/o procesos aguas abajo ($< 1\%v/v$ en contenido de agua).

El mantenimiento de las especificaciones del crudo salida COPEM en términos de contenido de agua es de suma importancia para la empresa, ya que esta variable impacta todas las operaciones de procesamiento de crudo, o la venta directa del mismo al mercado refinador nacional o internacional. El manejo de un crudo con alto corte de agua, limita las operaciones de transporte a través de oleoductos (problemas de colgamiento de agua en oleoductos), impactos en el precio de los volúmenes de crudo a venta por pago de penalidad, imposibilita su envío a columnas de destilación (unidad de destilación atmosférica en centros de refinación y columnas de recuperación de nafta en unidades de mejoramiento), debido a limitaciones en las especificaciones de diseño, seguridad de las operaciones y para evitar problemas en el tope de las torres por elevado contenido de agua agria, lo cual acelera los procesos corrosivos.

Por lo que se evalúa térmica e hidráulicamente las unidades de precalentamiento de crudo DCO (crudo diluido) para un escenario de alto corte de agua en la corriente de producción manejada por el Centro Operativo Petromonagas para obtener resultados sobre el desempeño de los equipos intercambiadores de calor de carcasa y tubos, debiendo evaluarse opciones de mejora y optimización de los mismos; de igual manera, en el caso de posibles incrementos en el contenido de agua y posibles efectos sobre la temperatura final de calentamiento, será posible identificar los cuellos de botella del sistema.

Para la elaboración de los cálculos y tener como referencia un simulador comercial se consultó el trabajo de Huiza [1] titulado “Simulación y evaluación de los intercambiadores de calor de carcasa y tubo del tren de precalentamiento de crudo de la unidad de destilación atmosférica del complejo Mejorador de Crudo Extrapesado de SINCOR” como guía para la elaboración de la metodología a seguir en la determinación de los procesos y equipos, junto con un ejemplo de la simulación a través del simulador HEXTRAN para el tren de intercambiadores de calor.

Mediante el trabajo de Intriago [2] titulado “Optimización del sistema de intercambiadores de calor del tren de precalentamiento de crudo de la unidad no catalíticas II en la Refinería Estatal Esmeraldas” se permitió comprender mejor el funcionamiento del tren de precalentamiento de crudo y un método eficiente para la evaluación de los intercambiadores de calor de tubo-carcasa.

El objetivo general de esta investigación es la evaluación de las unidades de precalentamiento de crudo DCO (crudo diluido) para el escenario de alto corte de agua en el Centro Operativo Petromonagas.

Materiales y Métodos

Diseño

Para lograr el cumplimiento de los objetivos, se debe fijar un diseño de investigación. Según Arias [3], el diseño de investigación se refiere a una estrategia general que adopta el investigador para responder a un problema planteado. El diseño de investigación proporciona un marco de referencia para la recopilación y el análisis de datos. Define líneas guías para la generación de evidencias, adaptadas tanto al conjunto de criterios determinados, como a las preguntas de investigación.

De acuerdo con Hernández, Fernández y Baptista [4] la investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente las variables, es decir, es una investigación en la cual no varían intencionalmente las variables independientes. Lo que se hace es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos. El presente trabajo de grado es una investigación no experimental debido a que en el primer objetivo del trabajo solo se recopila la información deseada en un periodo determinado de tiempo para poder realizar la simulación sin realizar cambios intencionales en las variables independientes.

El autor Arias [3] define la investigación de campo como aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar alguna variable, es decir, se obtiene la información sin alterar las condiciones ya existentes. Este trabajo de investigación se clasifica como un diseño de campo debido a que se tuvo que ir hasta las unidades de precalentamiento de crudo ubicado en el Centro Operativo Petromonagas (COPEM) para familiarizarse con el proceso y los equipos, así como también recabar información para las variables de medición que se van a controlar, como lo son la temperatura, el flujo y la presión en un periodo de tiempo histórico.

Unidad de análisis

Autores como Bernal [5] proponen que una unidad de análisis corresponde a una entidad mayor o que representa un objeto específico a estudiar en una medición, refiriéndose a quién o quiénes es el objeto de interés en la investigación. En el trabajo de investigación desarrollado, la unidad de análisis es “las unidades de precalentamiento de crudo DCO para el escenario de alto corte de agua en el Centro Operativo Petromonagas (COPEM)”.

Técnicas e instrumentos de recolección de datos

En el curso de esta investigación se empleó la observación directa y la observación documental como técnicas de recolección de datos debido a que el trabajo de investigación pertenece a un diseño de campo, el que está involucrado con el proceso de las unidades de precalentamiento y una vez estudiado las condiciones a la cual trabaja con los operadores de la empresa, recolectar los datos necesarios para realizar estudios de sensibilidad y validación empleando modelos termodinámicos conocidos, que determinen los objetivos del trabajo de investigación. Además, se buscaron antecedentes para la elaboración del mismo.

Los instrumentos de recolección de datos, según Sabino [6] se definen como “cualquier recurso del cual se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información”. En este trabajo se empleó la guía de observación con la finalidad de tener un registro de los hechos observados (medidos mediante el registro histórico de las variables de procesos), en las unidades de precalentamiento de crudo diluido (DCO), permitiendo conocer el proceso de los trenes de precalentamiento y sus variables de control.

A continuación, en la Figura 1 se presentan todas las actividades a realizarse para cumplir con la programación establecida:

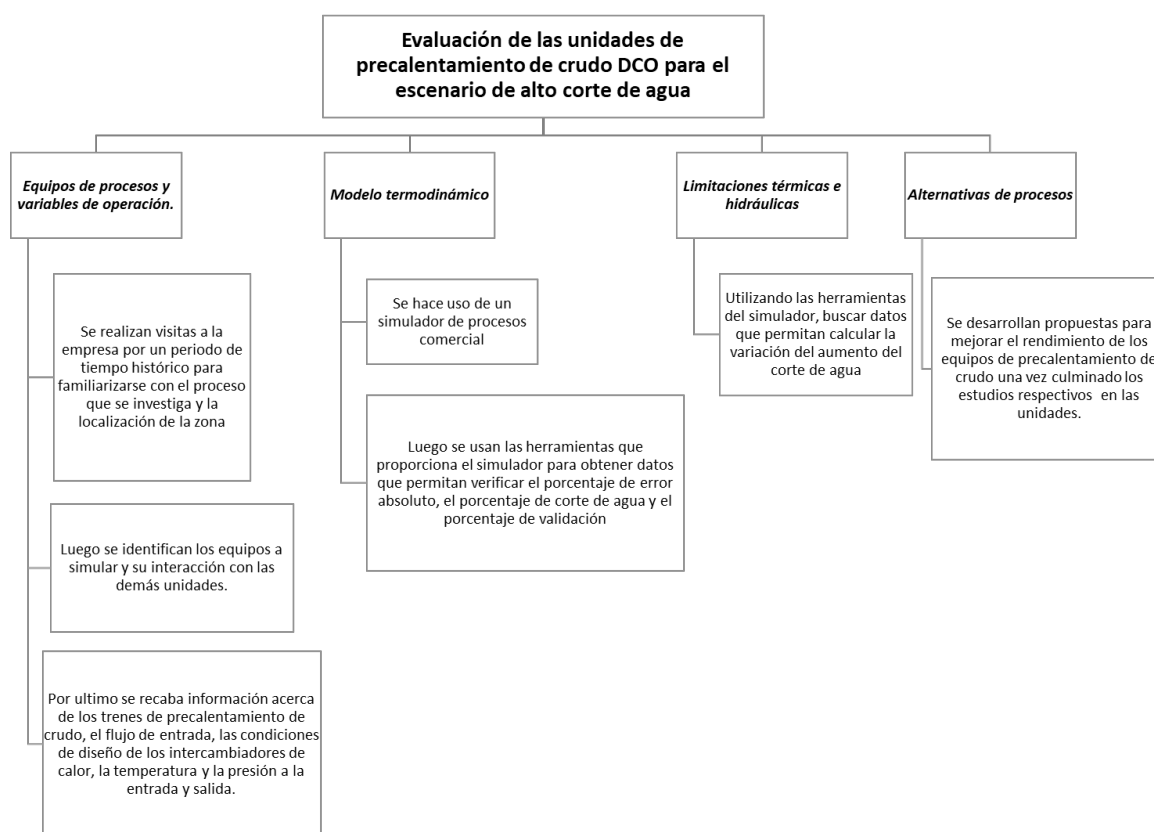


Figura 1. Fases de la investigación

Resultados y Discusión

Identificación de los equipos de proceso con sus variables de diseño

En el Centro Operativo Petromonagas (COPEM) [7], la entrada de crudo diluido, gas de formación y agua proveniente de los pozos y macollas de producción, se distribuye en dos trenes de tratamiento paralelos e idénticos en términos de capacidad y equipos de procesos. Cada tren está integrado por un separador Bifásico, un separador Trifásico, 12 parejas (sección fría y sección caliente) de intercambiadores de calor tubo y carcasa, dos desaladores y un tambor de vaporización instantánea, de los cuales solo se van a estar estudiando las 12 parejas de intercambiadores de calor.

Con respecto a la unidad de precalentamiento de crudo, cada tren consta de cuatro parejas de intercambiadores sección fría de tipo tubo y carcasa, con una presión de diseño de 2930.27 kpa a 466.48 K (lado carcasa), y una presión de diseño de 4378.17 kpa a 466.48 K (lado tubo). El área total de transferencia de calor de las 8 unidades es de 8.74 metros cuadrados, con una carga total calórica por diseño de 17 MMBTU/Hr. El crudo diluido hidratado fluye hacia los intercambiadores de calor crudo-crudo en la sección fría, por el lado de los tubos y sale de los intercambiadores a una temperatura de 334.82K, por diseño.

Luego de la sección fría de intercambiadores de calor, el DCO no tratado entra en los intercambiadores de la sección caliente crudo-crudo por el lado tubo, saliendo a una temperatura de 366.48 K (por diseño). En los intercambiadores de calor sección fría y caliente, se recupera el calor de la corriente de DCO estabilizado, desalado y deshidratado que proviene de la segunda etapa de desalación de COPEM a una temperatura de 394.26 K. Cada tren de intercambiadores calientes consta de 8 parejas, diseñados de igual manera que los descritos anteriormente, a diferencia que su área total de transferencia es de 18.002 metros cuadrado con una carga total calórica de 52,9 MMBTU/Hr; así mismo, su caída de presión se mide en cada pareja (Figura 2).

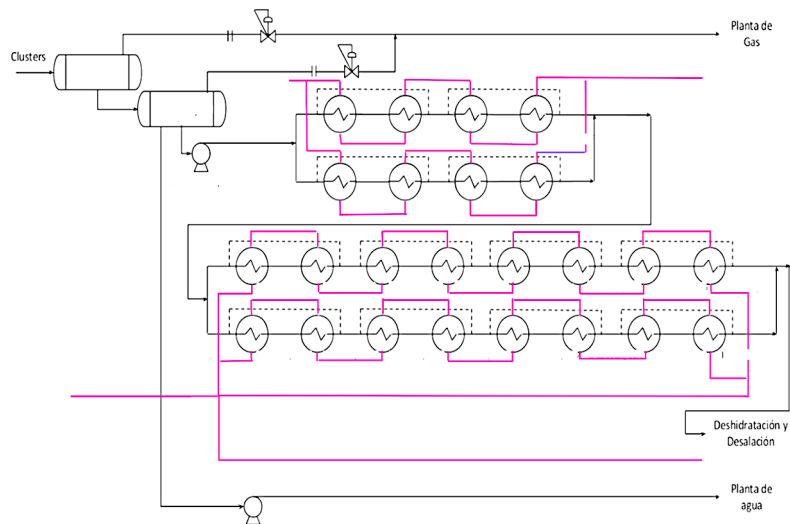


Figura 2. Diagrama de proceso de los trenes de precalentamiento de crudo

Tabla 1. Propiedades de diseño de los intercambiadores de calor tubo-carcasa por cada tren

	Tubos				Carcasa			
	Lado frio		Lado caliente		Lado caliente		Lado frio	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Temperatura (K)	319,26	334,82	334,82	366,48	394,26	355,37	355,37	333,15
Presión (kpa)	3171,59				1723,69			
Flujo de agua (m3/h)	144,74				5,315			
Flujo DCO (m3/h)	526,27							

Identificación de las variables de operación

Las variables de proceso identificadas para llevar a cabo esta investigación, son las siguientes:

- Flujo volumétrico de DCO alimentación COPEM
- Flujo volumétrico de agua en la entrada y salida de COPEM
- Porcentaje de agua y sedimentos en la entrada y salida de COPEM (registro pruebas de laboratorio)
- Temperatura de entrada COPEM y salida por los tubos (sección caliente)
- Temperatura de entrada de la carcasa para ambos trenes (salida de DCO estabilizado / deshidratado de la segunda etapa de desalación).

Por otro lado, los datos de operación de los intercambiadores de calor se obtuvieron a partir de los registros históricos del DCS (Sistema de Control Distribuido), cuya descarga se llevó a cabo con el personal de Instrumentación y Automatización de la planta para los años comprendidos entre 2016 al 2022 como información disponible. De igual forma, se tomó información de las caídas de presión de cada uno de los pares de intercambiadores de calor de manera local en planta, para identificar posibles limitaciones hidráulicas.

Debido al volumen importante de información, se consideró determinar promedios aritméticos cada cuatro meses de operación, con lo cual, se dispone de información suficiente para hacer las validaciones correspondientes de los modelos de simulación que se emplearon.

Tabla 2. Propiedades de operación de los intercambiadores de calor tubo-carcasa para ambos trenes de producción COPEM

Fecha	DCO (m ³ /h)	Agua entrada (m ³ /h)	Agua salida (m ³ /h)	%AyS entrada	%AyS salida	Temperatura entrada tubos (K)	Temperatura salida tubos T1 (K)	Temperatura entrada carcasa T1 (K)	Temperatura salida tubos T2 (K)	Temperatura entrada carcasa T2 (K)
01/01/2016-31/04/2016	1069.37	91.55	24.11	7.89	2.21	311.2	355.34	379.7	360.14	381.16
01/05/2016-31/08/2016	1035.38	94.73	25.45	8.39	2.38	310.28	342.01	366.05	354.28	377.21
01/09/2016-31/12/2016	1034.85	101.60	12.06	8.94	1.14	310.59	345.9	370.31	339.92	368.4
01/01/2017-31/04/2017	1067.20	107.78	21.33	9.17	1.93	310.14	321.7	344.8	327.53	348.47
01/05/2017-31/08/2017	1065.54	104.52	26.70	8.84	2.4	309.67	329.62	347.14	315.57	339.48
01/09/2017-31/12/2017	820.23	38.23	20.69	4.28	2.3	308.58	324.23	349.07	311.83	339.94
01/01/2018-31/04/2018	979.06	93.97	44.82	8.7	4.28	308.95	308.29	327.89	305.62	332.42
01/05/2018-31/08/2018	994.49	89.88	38.27	8.48	3.64	308.67	300.09	324.98	308.58	318.44
01/09/2018-31/12/2018	1061.53	76.84	39.92	6.7	3.6	308.63	306.88	326.19	308.06	317.1

En la Tabla 2 se presentó lo siguiente:

1. Aunque la información disponible se ubica entre los años 2016 al 2022, el periodo definitivo de estudio va a ser desde el año 2016 hasta el 2018 debido que, a partir del año 2019 se inicia un registro de importantes caídas de presión en los intercambiadores tubo carcasa, razón por la cual, la mayoría de los mismos debieron ser desviados. El registro operacional de los intercambiadores desviados por lapsos de tiempo no se encuentra disponible por parte del Departamento de Operaciones de COPEM.

2. Considerando las temperaturas promedio de las etapas 1 y 2 de desalación, se observó que en algunos escenarios nunca se superaron las temperaturas de 333.15K, esto puede ser debido que varios intercambiadores estaban desviados o que los desaladores se encontraban fuera de servicio (tubos de fuego fuera de servicio).

3. Desde el año 2016 hasta primer cuatrimestre del 2017, el porcentaje de agua y sedimentos en la entrada COPEM va aumentando desde 7.89% hasta 9.17%, mientras que desde el segundo cuatrimestre del 2017 hasta finales del 2018 el corte de agua de entrada COPEM va disminuyendo desde 8.84% hasta 6.7%.

4. Desde el año 2016 al 2018, el corte de agua en la salida de COPEM se alejó de las especificaciones establecidas del DCO de salida hacia el Mejorador Petromonagas, llegando a obtener para finales del 2018 un corte de agua de 3.6%v/v, cuando el porcentaje de agua y sedimentos máximo corresponde a 1.

Validación del modelo termodinámico a condiciones de diseño

Para la evaluación de los equipos de intercambiadores tubo-carcasa de las secciones fría y caliente de COPEM, se empleó un simulador comercial de procesos, donde se ubicaron los equipos correspondientes a un solo tren (tomando en cuenta que ambos trenes son totalmente idénticos), utilizando el modelo termodinámico de Soave-Redlich-Kwong (SRK).

En el simulador comercial se suministró parte de la data obtenida por diseño como lo son, las temperaturas de entrada del sistema, las caídas de presión (lado tubo y carcasa), además de los flujos volumétricos de DCO y agua manejados por diseño y la carga térmica distribuida en cada uno de los equipos de procesos involucrados (tomando en cuenta, para el caso de diseño una eficiencia térmica igual a 1).

Con todos los valores antes descritos, se le suministró al simulador la información y se obtuvieron los siguientes resultados:

- Para los tubos, una temperatura de salida en la sección fría de 325.14K y una temperatura de salida en la sección caliente de 349.27 K.
- Para el lado de la carcasa, se obtuvo una temperatura de salida en la sección caliente de 323.54 K y una temperatura de salida en la sección fría de 307.38 K (esta última, se ubica por debajo de la temperatura máxima permitida de almacenamiento de DCO en tanque la cual corresponde a 333.15 K).

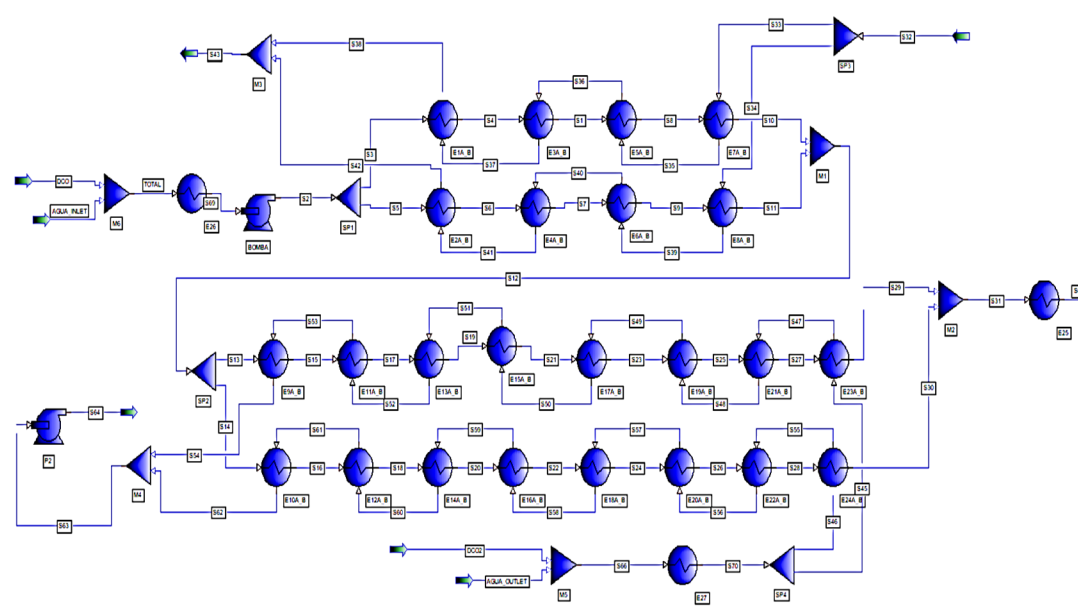


Figura 3. Diagrama de la simulación de proceso del tren de precalentamiento de crudo

De acuerdo a los resultados obtenidos a través del simulador de procesos (caso diseño), se observó que existe una desviación entre los valores de temperatura de diseño con los valores obtenidos vía simulación de procesos, los cuales se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Comparación de valores del diseño original con los de la simulación de procesos por tren

	Lado tubo				Lado carcasa			
	Temperatura salida lado frio (K)	%de error	Temperatura salida lado caliente (K)	% de error	Temperatura salida lado caliente (K)	% de error	Temperatura salida lado frio (K)	% de error
Diseño	334,82	2,89	366,48	4,70	355,37	8,96	333,15	7,74
Simulación	325,14		349,27		323,54		307,38	

Para la evaluación modo diseño, los valores de temperatura fueron sub estimados por el simulador de procesos (salida de sección fría y caliente), una de las posibles razones de esta diferencia se debe que el sistema de precalentamiento de crudo de COPEM presenta un ligero desbalance térmico entre la cantidad de energía suministrada al sistema, mediante la quema de gas combustible en los tubos de fuego de las unidades de deshidratación y desalación, y la cantidad de energía recuperada a través de los intercambiadores de calor tubo carcasa.

Aunque este punto no forma parte del alcance del trabajo, lo anterior se observó en la Figura 4, en donde el personal de la Gerencia Técnica de Petromonagas establece como el calor suministrado al sistema es de aproximadamente 30 MMBTU/hr y se requiere una recuperación de 54 MMBTU/hr.

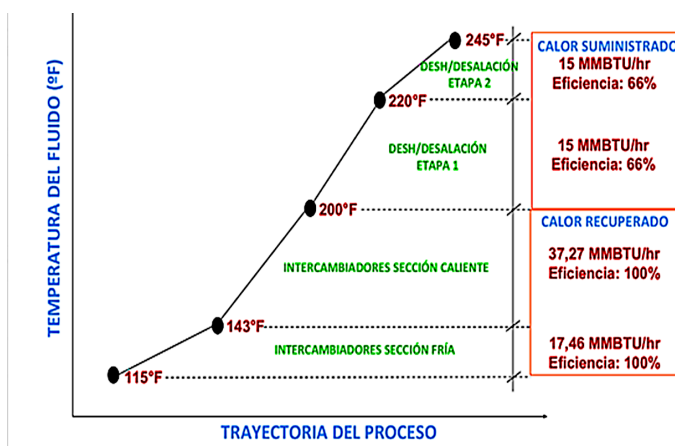


Figura 4. Perfil de calentamiento de COPEM (Gerencia Técnica COPEM)

Validación del modelo termodinámico a condiciones de operación

De acuerdo a lo indicado anteriormente, aunque se dispone de información desde el año 2016 hasta el 2022, solo se están considerando significativos los resultados obtenidos desde el 2016 hasta el 2018, debido que a partir del 2019 muchos de los intercambiadores de calor debieron ser desviados debido al registro de elevadas caídas de presión. Adicionalmente, a partir del año 2020, se iniciaron los trabajos de mantenimiento y limpieza mecánica de los intercambiadores, actividad que continua hasta la fecha.

Tabla 4. Valores de la simulación de los intercambiadores a nivel de operación por cada tren (Caso Operación real)

Fecha	Salida sección caliente en tubos T1 real (K)	Salida sección caliente en tubos T1 simulación (K)	% de error relativo	Salida sección fría en carcasa T1 (K)
01/01/2016-31/04/2016	355,34	351,3	1,14	311,67
01/05/2016-31/08/2016	342,01	352,13	2,96	298,47
01/09/2016-31/12/2016	345,9	351,96	1,75	300,52
01/01/2017-31/04/2017	321,7	349,64	8,69	275,95
01/05/2017-31/08/2017	329,62	349,57	6,05	282,68
01/09/2017-31/12/2017	324,23	370,48	14,26	260,75
01/01/2018-31/04/2018	308,29	354,23	14,90	263,12
01/05/2018-31/08/2018	300,09	353,44	17,78	262,01
01/09/2018-31/12/2018	306,88	350,69	14,28	265,21

En la Tabla 4, se mostró que desde el año 2016 hasta el año 2018, en todos los casos, los valores de la temperatura del DCO salida tubos de la sección caliente fueron sobrestimados por el simulador de procesos, eso se debe que los intercambiadores de calor de las secciones fría y caliente fueron desviados por presentar altas caídas de presión, desde el punto de vista operacional.

Por otro lado, se observó en la Tabla 4, una disminución en la temperatura de la corriente de DCO hacia tanques de almacenamiento COPEM, esto se debe principalmente a dos razones: fuera de servicio por lapsos de tiempo considerablemente altos de los tubos de fuego de algunos desaladores / deshidratadores, lo cual conduce a una baja temperatura en la corriente de DCO entrada lado carcasa (sección caliente) e intercambiadores de calor desviados por problemas de taponamientos y obstrucciones (registro de altas caídas de presión). Estos valores de temperatura no pudieron ser validados.

Evaluación hidráulica de las líneas de flujo entre los intercambiadores

El alcance de la evaluación hidráulica comprende únicamente las líneas de DCO no tratado entre los intercambiadores de calor tubo/carcasa. Se consideró el uso de un simulador comercial de redes hidráulicas, utilizando el modelo termodinámico de Duckler Flanigan.

Tabla 5. Valores de las viscosidades a dos puntos de la temperatura

Temperatura (F)	Viscosidad (cP)
313,15	360,25
333,15	120,98

Para la evaluación hidráulica se consideró la norma PDVSA LTP1.5 en donde se evaluaron los parámetros de la velocidad de flujo y la caída de presión por cada 30.48mts (100 pies). Los flujos volumétricos empleados corresponden a los promedios aritméticos calculados cada cuatro meses a condiciones de operación real. Con respecto a los valores de presión y temperatura, se consideró el caso más conservador, para lo cual, la temperatura corresponde a la de entrada al sistema y la presión, la de descarga de las bombas de carga de COPEM (esto con el propósito de considerar el sistema donde se registran las mayores viscosidades).

Tabla 6. Valores de la velocidad y caída de presión de los intercambiadores a nivel de operación por cada tren

Fecha	DCO (m3/h)	Agua entrada (m3/h)	Velocidad (m/s)	Velocidad máxima permitida (m/s)	Caída de presión (kpa)	Caída de presión máxima permitida (kpa)
01/01/2016-31/04/2016	1069,37	91,55	1,61	1,52 a 4,57	6,90	27,58kpa/ 30,48metros
01/05/2016-31/08/2016	1035,38	94,73	1,57		6,90	
01/09/2016-31/12/2016	1034,85	101,60	1,58		6,90	
01/01/2017-31/04/2017	1067,20	107,78	1,63		6,90	
01/05/2017-31/08/2017	1065,54	104,52	1,62		6,90	
01/09/2017-31/12/2017	820,23	38,23	1,19		6,34	
01/01/2018-31/04/2018	979,06	93,97	1,49		6,90	
01/05/2018-31/08/2018	994,49	89,88	1,51		6,90	
01/09/2018-31/12/2018	1061,53	76,84	1,58		6,90	

Para todos los escenarios operacionales mostrados, los valores de velocidad y caída de presión se encuentran por debajo de los valores máximos recomendados por la norma PDVSA.

Variación del corte de agua en el DCO lado tubo para observar el comportamiento de crudo DCO en COPEM, mediante la simulación a condiciones de alto corte de agua

Para identificar las limitaciones vinculadas al manejo de un mayor corte de agua en la corriente DCO de alimentación, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad con el uso del simulador comercial de procesos en donde se varió el corte de agua de alimentación desde 15%v/v – 30%v/v, manteniendo en todo momento la máxima capacidad de manejo de fluidos por tren en COPEM (529.95 m³/h total de líquido).

Se consideraron las mismas condiciones de diseño a nivel de temperatura de entrada al sistema, presión, caída de presión y carga térmica. Así mismo, para la corriente de DCO estabilizado a través de la carcasa, se consideró una temperatura de 394.26K con un porcentaje de agua y sedimentos igual a 1% (tomando en cuenta que, desde el punto de vista operacional, se deban hacer todos los ajustes necesarios a nivel de los equipos de deshidratación/desalación para poder alcanzar un corte de agua bajo especificación, así como, garantizar las temperaturas de diseño esperadas).

Tabla 7. Datos para la variación del corte de agua

Cálculo aumento de corte de agua		
Tubos		
DCO alimentación diseño(m ³ /h)		526.27
Agua alimentación diseño (m ³ /h)		144.74
Total flujo alimentación (m ³ /h)		671.01
Corte de agua	Flujo agua	Flujo crudo
0.15	100.6515	570.3585
0.2	134.202	536.808
0.25	167.7525	503.2575
0.3	201.303	469.707

Con los datos calculados de flujo volumétrico de crudo y agua tanto por la entrada lado tubo como entrada al lado carcasa y a condiciones de diseño, se simuló en el simulador comercial para evaluar el comportamiento de los intercambiadores de calor tubo/carcasa, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8. Variación de la temperatura en los intercambiadores de calor al aumentar el corte de agua

Porcentaje de corte de agua entrada	Salida sección caliente en tubos (K)
13	349.27
15	349.43
20	349.34
25	349.26
30	349.18

Como se observó, a medida que aumenta el corte de agua, la temperatura de salida en la sección caliente de los tubos va disminuyendo, esto es debido a la capacidad calorífica del agua con respecto a la del crudo (se requiere proporcionar al sistema más calor, para generar un aumento de 1F de temperatura). Adicionalmente, no se aseguran las variables por diseño (temperatura) en la entrada de los desaladores, razón por la cual, puede existir la posibilidad tratar un crudo fuera de especificación en estos equipos, generando problemas operacionales adicionales hacia el mejorador.

Incremento en la concentración de sólidos (en la corriente de crudo)

Para el caso específico del Centro Operativo Petromonagas (COPEM), el incremento en el corte de agua de la corriente de producción se debe principalmente a la incorporación de nuevas macollas vinculadas a áreas cercanas de los acuíferos. De acuerdo a los Planes de Desarrollo de la Empresa, se registrará un incremento sostenido en el valor de corte de agua, lo cual, podrá aumentar la tasa de arrastre de arena hacia la superficie. Actualmente, los equipos de procesos de COPEM únicamente cuentan con un sistema de limpieza “sand jet”, los cuales permiten remover sólidos y depósitos del fondo de los equipos de separación gravitacional y deshidratadores / desaladores.

De acuerdo a los resultados del Mantenimiento Mayor del año 2015 a los equipos de intercambio de calor del tipo tubo / carcaza (sección de precalentamiento de DCO) de COPEM, se observó mayor taponamiento en los tubos de la sección caliente; así mismo, de las muestras captadas de los depósitos, la concentración de materia orgánica se ubicó entre un 13%p/p - 3%p/p (INTEVEP, 2015).

Como muestran los resultados de las muestras captadas del material depositado en los tubos de los intercambiadores de calor, se observó que el mismo es principalmente de naturaleza inorgánica (arena).

El manejo de un mayor corte de agua en la corriente de producción de COPEM, podrá traer como consecuencia el manejo de una mayor concentración de sólidos en superficie, problemas de taponamiento en los tubos de los intercambiadores de calor tubo / carcaza, mayores caídas de presión en los equipos, el requerimiento de mayores frecuencias de mantenimiento y la necesidad de desviar algunos equipos de intercambio de calor, afectando de manera negativa los perfiles de temperatura de operación en cada una de las unidades de tratamiento de crudo.

Manejo de emulsiones estables del tipo W/O

Para el caso específico de la presente investigación, donde se evalúa un escenario de máxima concentración de fase interna igual a 30%v/v, el tipo de emulsión más frecuente será la de W/O (agua en crudo).

En caso de considerar el incremento en el corte de agua de la corriente de hidrocarburo tratado en COPEM, podrá considerarse la disminución de la viscosidad si se aplican los conceptos de estimación de viscosidad de la mezcla a partir de la regla de mezclas; sin embargo, de acuerdo a Salager (1999), la viscosidad de una emulsión depende de numerosos factores:

- *Viscosidad de la fase externa (viscosidad de la fase continua).

- *Proporción volumétrica de la fase interna (fracción volumétrica de la fase dispersa): Para el caso de emulsiones del tipo O/W, a mayor contenido de fase dispersa, existirán mayores interacciones entre las gotas y por lo tanto una mayor viscosidad. Debajo de un 20%v/v de fase interna, se habla de una emulsión de bajo contenido de fase dispersa, en tales emulsiones se puede considerar que hay poca interacción de las gotas entre sí.

- *Tamaño de las gotas de la fase interna. De manera general, cuando menor es el tamaño de una gota (fase dispersa), se podrá registrar mayores viscosidades del sistema; así como, cuando es más amplia la distribución del tamaño de gota, menor es la viscosidad.

- *Viscosidad de la fase interna.

- *Efectos electro-viscosos.

- *Modo de preparación de la emulsión (no aplica para el presente trabajo de investigación).

Para la evaluación de estas variables se deberá contar con análisis detallados de laboratorio, a partir de muestras recombinadas de agua de formación y crudo proveniente de las instalaciones de producción de Petromonagas. Estas evaluaciones deberán ser llevadas a cabo mediante el uso de un equipo destinado a la medición de la viscosidad de un fluido a varias temperaturas de trabajo.

Debido que la ejecución de pruebas de laboratorio, no forma parte del alcance del presente trabajo de investigación, se recomienda en etapas subsiguientes, continuar con las etapas de estimación de viscosidad del fluido de producción, con el propósito de validar si las posibles emulsiones presentes podrán ser cuellos de botella para el manejo de elevados cortes de agua en la entrada del Centro Operativo Petromonagas (COPEM). En caso de ser así, deberá ser necesario la posible evaluación de química de tratamiento (adicional) para favorecer el proceso de transporte de fluidos y tratamiento.

Alternativas para mejorar el desempeño de los intercambiadores de calor

De manera general, se propone la separación de la corriente de agua de formación (asociada a la producción), desde las etapas tempranas del tratamiento de fluidos, esto con el propósito de no afectar la capacidad de manejo en los equipos aguas abajo del Centro Operativo Petromonagas (COPEM), lo que incluye: intercambiadores de calor tubo/carcaza y deshidratadores / desaladores electrostáticos. Bajo este escenario, una de las mejores opciones debe estar vinculada al desarrollo de un proyecto que permita evaluar etapas de calentamiento entre los equipos de separación bifásica y trifásica en cada uno de los trenes de tratamiento de COPEM, para promover una separación de agua de formación en el equipo de separación trifásica.

La primera alternativa de procesos incluye la incorporación de equipos de bombeo y calentamiento adicionales, en cada uno de los trenes de tratamiento de crudo (entre los separadores bifásicos y trifásicos de COPEM). El objetivo de esta alternativa es separar la mayor cantidad de agua de formación en las etapas tempranas del tratamiento. Esta alternativa se muestra en la Figura 5.

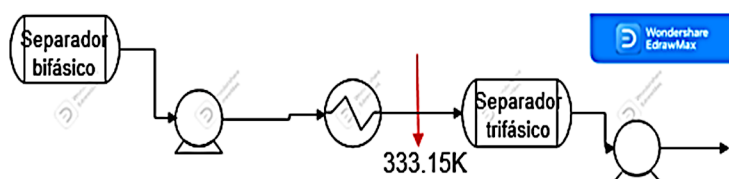


Figura 5. Esquema de alternativa 1 del proceso

A continuación, se muestra de manera cualitativa las ventajas y desventajas de esta propuesta:

- La temperatura objetivo previo a la separación trifásica (333.15K), corresponde a la temperatura de salida de los intercambiadores tubo/carcaza sección fría. En caso de considerar este escenario, deberá llevarse a cabo un ajuste al perfil de temperaturas de las unidades de procesos de COPEM, con el propósito de no elevar la temperatura por encima de las temperaturas de ebullición de la nafta. En caso contrario, debe considerarse la posible reducción de la temperatura requerida de calentamiento; sin embargo, esto deberá ser soportado con adición de química desemulsificante acorde a las características de los fluidos de producción.
- Debido que la unidad de calentamiento propuesta calentará a una corriente de producción con gas, se propone el uso de calentadores indirectos.
- La alternativa propuesta deberá considerar que debido a la caída de presión que se generará en el calentador de fuego indirecto, se deberá ubicar unidades de rebombeo de refuerzo (entre los separadores bifásicos y trifásicos), con el objetivo de no incrementar la caída de presión de los fluidos de producción desde las macollas de producción, lo cual traería como consecuencia la posible reducción de la productividad de los pozos.

La segunda alternativa (Figura 6) del proceso propone la incorporación de un tratador (separador trifásico) adicional, aguas abajo de los intercambiadores de calor tubo / carcaza (sección fría / caliente) de los trenes de tratamiento de COPEM. Para poder compensar la carga térmica requerida, se propone el diseño de los tratadores, donde se permita tanto promover la separación de un volumen de agua adicional (que evite problemas de tratamiento y separación aguas abajo), como compensar la carga térmica requerida, debido al manejo de una corriente de producción con un mayor corte de agua.

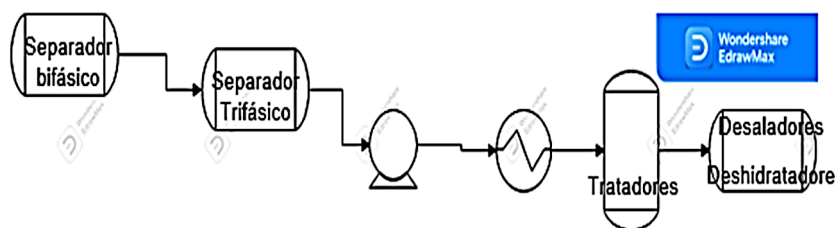


Figura 6. Esquema de la alternativa 2 del proceso

A continuación, se muestra de manera cualitativa las ventajas y desventajas de esta propuesta:

- Una de las principales desventajas es el compromiso al sistema (intercambiadores de calor sección fría / caliente), generado por el volumen de agua de la corriente de producción. El propósito del sistema de calentamiento de COPEM, está vinculado directamente a la fase hidrocarburo, en ningún momento, a la fase acuosa.
- La incorporación de equipos adicionales (aguas arriba de los deshidratadores / desaladores), deberá estar vinculado a la evaluación de desempeño de las bombas de carga de COPEM con presiones de descarga mayores a la registradas durante la operación actual.
- La separación de agua, aguas arriba de los equipos de deshidratación / desalación, promoverá un mejor desempeño en las rejillas.
- El uso de tratadores permitirá compensar la carga térmica adicional requerida por concepto de absorción de calor por el volumen de agua, contenido en la corriente de producción manejada.

Conclusiones

El periodo definitivo de estudio para las variables de operación va a ser desde el año 2016 hasta el 2018 debido que, a partir del año 2019 se inicia un registro de importantes caídas de presión en los intercambiadores tubo carcaza, razón por la cual, la mayoría de los mismos debieron ser desviados.

Determinando el modelo termodinámico a condiciones de diseño se observó que existe una desviación entre los valores de temperatura de diseño con los valores obtenidos vía simulación de procesos de (12%-15%) para el lado de los tubos y de (31%-33%) para el lado de la carcasa.

En la validación del modelo termodinámico a condiciones de operación se observa que, desde el año 2016 hasta el año 2018, los valores de la temperatura del DCO salida tubos de la sección caliente fueron sobrestimados, eso se debe que los intercambiadores de calor de las secciones fría y caliente fueron desviados por presentar altas caídas de presión.

En la evaluación hidráulica de las líneas de flujo se observa que, para todos los casos, los valores de velocidad y caída de presión se encuentran por debajo de los valores máximos recomendados por la norma PDVSA.

Aumentando el corte de agua trae muchas consecuencias para los equipos y el proceso del sistema, unas de las consecuencias pueden ser: problemas de corrosión en la línea, y el manejo de un mayor volumen de agua en el tope de la torre de despojamiento de nafta.

La presencia de sólidos en la corriente de agua trae como consecuencia la acumulación de los depósitos en las líneas de transporte y en los equipos diseñados para las separaciones físicas, acumulación de los depósitos en las tuberías de los intercambiadores de calor y la reducción de la eficiencia en la operación.

El incremento en la concentración de los sólidos trae como consecuencia la acumulación de depósitos en las líneas de transporte de crudo, en equipos diseñados para separaciones físicas, en los tubos de las unidades de intercambio de calor y tubos de fuego y la reducción de la eficiencia de operación.

La primera alternativa del proceso deberá ubicar unidades de rebombeo de refuerzo, con el objetivo de no incrementar las caídas de presión de los fluidos de producción, pero favorecerá a una mejor separación de la cantidad de agua en la línea de alimentación de producción de COPEM

Para la segunda alternativa del proceso se verán comprometidas las unidades de intercambiadores de calor sección caliente/ sección fría creado por el volumen de agua que presenta la corriente de producción, pero puede evitar problemas de tratamiento y separación aguas abajo.

Referencias bibliográficas

[1] Huiza, P. **Simulación y evaluación de los intercambiadores de calor de carcasa y tubo del tren de precalentamiento de crudo de la unidad de destilación atmosférica del complejo Mejorador de Crudo Extrapesado de SINCOR**. Trabajo especial de grado. Universidad Metropolitana. (2016).

[2] Intriago, A. **Optimización del sistema de intercambiadores de calor del tren de precalentamiento de crudo de la unidad no catalítica II en la Refinería Estatal Esmeraldas**. Trabajo especial de grado. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. (2017).

[3] Arias F. **El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica**. 6a Ed. Caracas, República Bolivariana de Venezuela, Editorial Episteme C.A. (2012).

[4] Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. **Metodología de la investigación**. 6ta Ed. México D.F., México: McGraw-Hill. (2014).

[5] Bernal, C. **Metodología de la investigación**. Tercera edición. Pearson educación. Colombia (2010).

[6] Sabino, C. **El proceso de investigación**. Caracas, Venezuela: Panapo. (1992).

[7] Petromonagas S.A **Bases para la selección de unidades de remoción de arena en el Centro Operativo Petromonagas (COPEM)**. (2015).

Nota especial

Artículo de investigación derivado del Trabajo Especial de Grado, intitulado: “Evaluación de las unidades de precalentamiento de crudo dco (crudo diluido) para el escenario de alto corte de agua en el centro operativo PETROMONAGAS” presentado en la Escuela de Ingeniería Química, Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo-Venezuela.