

Evaluación de la capacidad de tratamiento de una Unidad de recuperación de vapores ante el incremento de producción en un campo de los Llanos Orientales y su impacto sobre la carbono intensidad del mismo.

Alejandra Baquero Gutiérrez y Santiago Rincón Zambrano

Trabajo de Grado para optar el título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

Harving Díaz Consuegra  
Msc. Ingeniería de petróleo y gas

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Especialización en Ingeniería de gas

Bucaramanga

2023

### **Dedicatoria**

En primer lugar, un agradecimiento a la familia y los amigos que siempre han brindado su apoyo incondicional y lealtad para poder cumplir con los objetivos propuestos. Ellos son los que con su cariño sincero han impulsado siempre a cumplir sueños y nunca abandonarlos frente a las adversidades.

A mis abuelitos por enseñarme que nada enriquece más que la bondad y la honestidad sin condiciones. “Su ausencia se siente, pero lo que nos ha enseñado nunca desaparecerá. Vivirá por siempre en nuestros corazones.”

A mi abuelito poncho el apoyo brindado y por siempre recordarme que en la vida todo se va, pero lo único que queda es el estudio.

**Tabla de contenido**

Introducción .....	11
1. Objetivos.....	12
1.1. Objetivo General.....	12
1.2. Objetivos Específicos .....	12
2. Fundamentos teóricos .....	13
2.1. Gas asociado generado en facilidades .....	13
2.2. Unidades recuperadoras de vapor .....	13
2.3. Gases de efecto invernadero .....	14
2.4. HYSYS .....	15
3. Descripción de procesos .....	17
3.1. Facilidad de tratamiento .....	17
3.2. Unidad recuperadora de vapor.....	19
4. Bases de diseño.....	20
4.1. Pronósticos.....	20
4.2. Assay Crudo.....	20
4.3. Gas asociado de la estación .....	23
4.4. Assay nafta.....	24
4.5. Importancia del uso de nafta.....	25
4.6. Cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero .....	26
5. Estimación de emisiones de gases de efecto invernadero según alternativas.....	29
6. Diagnóstico y evaluación de las Unidades recuperadoras de vapores.....	32
6.1. Diagnóstico .....	32

6.2. Evaluación .....33

7. Conclusiones.....42

8. Recomendaciones .....44

Bibliografía.....45

**Lista de Tablas**

Tabla 1	Pronósticos de producción.....	20
Tabla 2	Características crudo tipo A .....	20
Tabla 3	Curva de destilación simulada del crudo Tipo A.....	21
Tabla 4	Curva de viscosidad para crudo tipo A.....	22
Tabla 5	Curva de destilación (TBP) simulada para crudo tipo B .....	22
Tabla 6	Curva de viscosidad para crudo tipo B.....	22
Tabla 7	Cromatografía de gas asociado.....	23
Tabla 8	Propiedades del gas asociado.....	23
Tabla 9	Propiedades de la nafta de dilución .....	24
Tabla 10	Curvas de viscosidad y densidad de la nafta de dilución.....	24
Tabla 11	Datos de la curva de destilación de la nafta.....	25
Tabla 12	Factor de emisión por conexión al interconectado nacional.....	27
Tabla 13	Factores de emisión de gases de efecto invernadero .....	28
Tabla 14	Planteamiento de alternativas para evaluación de URVs .....	29
Tabla 15	Requerimiento de Outbreathing.....	30
Tabla 16	Gas a URV.....	30
Tabla 17	Consumo eléctrico por equipos .....	31
Tabla 18	Resultados diagnóstico Unidades recuperadoras de vapor.....	33

**Lista de Figuras**

Figura 1	Esquema de deshidratación de crudo .....	18
Figura 2	Representación URV en facilidad de los Llanos Orientales .....	19
Figura 3	Consumo eléctrico de la facilidad .....	34
Figura 4	Comparación de consumo eléctrico en la facilidad.....	35
Figura 5	Comparación GEI por consumo eléctrico .....	36
Figura 6	Comparación emisiones de CO <sub>2</sub> e por quema en tea (Uso de URV).....	37
Figura 7	Emisiones totales de CO <sub>2</sub> en la facilidad.....	38
Figura 8	Emisiones de CO <sub>2</sub> (venteo vs quema) .....	39
Figura 9	Carbono - intensidad por alternativa .....	40
Figura 10	Diluyente recuperado por alternativa .....	40
Figura 11	Aumento de gas de proceso vs uso de URV .....	41

## Resumen

**Título:** Evaluación de la capacidad de tratamiento de una Unidad de recuperación de vapores ante el incremento de producción en un campo de los Llanos Orientales y su impacto sobre la carbono intensidad del mismo.\*

**Autores:** Alejandra Baquero y Santiago Rincón.\*\*

**Palabras clave:** URV, gases efecto invernadero, gas asociado, Llanos Orientales.

### Descripción

En la industria de los hidrocarburos, las estaciones de tratamiento permiten obtener crudo en condiciones óptimas para ser exportadas o tratadas en refinerías dentro del país por medio de operaciones de separación. Sin embargo, este proceso tiene un impacto en la generación de gases efecto invernadero, ya que no todo el gas que llega desde los yacimientos es utilizado de manera adecuada y en algunos casos es quemado dentro de los campos.

En una facilidad de tratamiento ubicada en los Llanos Orientales, se tiene una producción de crudo con la generación de un gas asociado, que es recuperado en una URV. Sin embargo, los cambios en los pronósticos de producción en la facilidad de tratamiento implican que una mayor cantidad de gas asociado entre a la estación. Durante el proceso de deshidratación del crudo se generan gases en las botas de separación y tanques de proceso, estos gases contienen altos contenidos de volátiles tanto de nafta, como de crudo. Por este motivo, es importante tener una buena recuperación de vapores, de tal manera que la quema sea menor con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialista en Ingeniería del Gas. Director: Harving Díaz Consuegra. Msc. Ingeniería de petróleo y gas

### Abstract

**Title:** Evaluation of the treatment capacity of a vapor recovery unit in response to the increase in production in a field in the Eastern Llanos and its impact on its carbon intensity. \*

**Authors:** Alejandra Baquero y Santiago Rincón. \*\*

**Key Words:** VRU, greenhouse gas, associated gas, Llanos Orientales.

### Description

In the hydrocarbon industry, station treatments allow obtaining crude oil in optimal conditions to be exported or treated in refineries within the country through separation operations, however, this process has an impact on the generation of greenhouse gases, since not all the gas that comes from the fields is used adequately and in some cases, it is burned inside the fields.

In a treatment facility located in the Eastern Plains, there is a production of crude oil with the generation of an associated gas, which is recovered in a URV. However, changes in production forecasts at the treatment facility imply that more associated gas will enter the station. During the crude oil dehydration process, gases will be generated in the separation boots and process tanks. These gases have high volatile contents of both naphtha and crude oil. For this reason, it is important to have a good recovery of vapors, and in this way the burning is less and thus avoid the generation of greenhouse gases.

---

\* Degree work.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Gas Engineering Specialist.  
Director: Harving Díaz Consuegra, Master in Petroleum and Gas Engineering.

## Introducción

Desde la industria de los hidrocarburos se ha contribuido con la generación de gases de efecto invernadero. Esta generación es consecuencia de los procesos asociados a la extracción y tratamiento del crudo. En muchas ocasiones el gas asociado no es rico en componentes que se puedan aprovechar, como es el caso de campos ubicados en los Llanos orientales que tienen gases con altos contenidos de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y bajas proporciones de metano ( $\text{CH}_4$ ), lo que los hace poco atractivos comercialmente, por lo que en la mayoría de los casos este gas con presencia de dióxido de carbono y con componentes volátiles de crudo y nafta puede ser quemado, lo que contribuye a una mayor contaminación. La Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022, establece los requerimientos técnicos para el aprovechamiento y disposición de gas durante la exploración y explotación de hidrocarburos, en donde se estipula que el gas debe aprovecharse y/o disponerse de forma que se reduzcan los venteos y desperdicios de este. Sin embargo, la quema del gas como manera de disposición requiere de permisos sujeto a situaciones imprevistas. En Colombia, alrededor de 187000 kilotoneladas de  $\text{CO}_2$  fueron producidos para el año 2019, de los cuales 11047 kilotoneladas de  $\text{CO}_2$  corresponden a la etapa de producción y separación del crudo en campos petroleros, parte de estas emisiones se deben a la quema en tea del gas asociado que ingresa a estos campos. Por consiguiente, es importante contar con una unidad recuperadora de vapores que permita la recuperación de volátiles de nafta y crudo, y de esta manera reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. De modo que, esta monografía busca analizar los pronósticos de producción y el uso de nafta en esta facilidad de los Llanos Orientales y determinar si estos se ajustan a la capacidad de tratamiento de la unidad recuperadora de vapores que se utiliza actualmente. En caso contrario, plantear de alternativas que permitan hacer un buen tratamiento.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo General**

Evaluar la capacidad de una unidad de recuperación de vapores ante el incremento de producción en un campo de los llanos orientales y su impacto sobre la carbono intensidad de este.

### **1.2. Objetivos Específicos**

Realizar un modelo diagnóstico de una unidad de recuperación de vapores según la producción actual de un campo de los Llanos Orientales.

Estimar las emisiones asociadas a las proyecciones de producción de un campo de los Llanos Orientales.

Evaluar la capacidad de tratamiento de una unidad recuperadora de vapores para las proyecciones de producción de un campo de los Llanos Orientales.

Estimar la reducción de los gases de efecto invernadero por la retención de los volátiles en la unidad de recuperación de vapores según las proyecciones de producción.

## **2. Fundamentos teóricos**

Los fluidos extraídos en campos de producción son tratados en facilidades de tratamiento, en donde se procesan los fluidos como crudo, agua y gas por medio de separadores. El crudo separado es enviado a tanques de almacenamiento, el agua es tratada en el Sistema de Tratamiento de Agua de Producción (STAP) para posteriormente ser inyectada, mientras que el gas asociado desprendido en los separadores es dispuesto en Teas o recuperado en unidades recuperadoras de vapor.

### **2.1. Gas asociado generado en facilidades**

El gas asociado se genera en los separadores, tanques y botas de gas presentes en las facilidades, el fluido de proceso que llega a la facilidad ingresa a los separadores donde una condición de equilibrio entre las fases gas y líquido a determinada presión y temperatura permite el punto de separación, cuando la velocidad de las partículas en la fase gas es igual a la de las partículas en la superficie del líquido. El gas separado es enviado a un scrubber (depurador de gas) para separar los líquidos remanentes en él y así parte de este ser utilizado como gas blanketing (gas que permite mantener una atmosfera inerte) en los tanques de producción. Previo a los tanques, están ubicadas botas de gas que separan vapores presentes en el fluido debido a diluciones con nafta y calentamientos que se realizan durante el proceso, todo el gas generado es enviado a las unidades de recuperación de vapores.

### **2.2. Unidades recuperadoras de vapor**

Las unidades recuperadoras de vapor son un conjunto de equipos que permiten la recuperación de vapores obtenidos en procesos de separación en una facilidad de producción. Su principal propósito, es la recuperación de hidrocarburos valiosos y agua, además de reducir la contaminación y la emisión de gases efecto invernadero.

### 2.3. Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero son aquellos gases que absorben la radiación infrarroja del sol generando la acumulación de calor y el aumento en la temperatura de la atmósfera. Los principales son el dióxido de carbono, el vapor de agua, el óxido nitroso y el metano. El incremento de su concentración contribuye negativamente al cambio climático.

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se respalda con el Protocolo Global para Inventarios de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a Escala Comunitaria (GPC), cuyo fin principal es la contabilización y divulgación de las emisiones de GEI con dos enfoques, el primero asociando estas emisiones a la actividad que las genera, y el segundo según el alcance dependiendo de dónde se produzcan. (Kovac et al., s. f.)

La producción de hidrocarburos en facilidades se encuentra en el sector de Energía estacionaria y subsector de emisiones fugitivas provenientes de los sistemas de petróleo y gas natural, con un Alcance 1 al estar vinculada al lugar donde se encuentra la facilidad de producción.

El cálculo de emisiones de efecto invernadero se realiza multiplicando los datos de la actividad por un factor de emisión asociado con la actividad medida. El factor de emisión es la masa de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto la unidad de la actividad. En el caso de las facilidades, las emisiones se calculan con base en la cantidad de kilovatios requeridos en equipos para la producción de fluidos en especificaciones, teniendo en cuenta además la forma de generación usada para el suministro de energía, así como en los gases emitidos por quema en tea. Este valor se reporta en toneladas métricas de cada gas de efecto invernadero, así como en las toneladas de dióxido de carbono equivalentes (CO<sub>2</sub>e); adicionalmente, se recomienda realizar el cálculo y reporte de la carbono intensidad, el cual

relaciona las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas con respecto al flujo de petróleo y gas producidos.

La Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 del Ministerio de Minas y Energía establece los requerimientos técnicos para la reducción de la quema de gas y evitar el venteo de estos en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Para el 10 de abril del año 2023, la Resolución 40317 de esta fecha, modifica la Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022. Los proyectos de exploración, explotación y producción de petróleo y gas deben suministrar un Estudio Técnico - Económico que permita identificar oportunidades de aprovechamiento de gas y los costos y utilidad de su implementación, de modo que sea posible justificar que el volumen de Gas natural es económicamente viable o no. Adicionalmente, se debe evaluar operativamente los equipos para la disposición de gas como teas, reportar los volúmenes de gas natural dentro de las facilidades, así como del volumen de gas de venteo intencional. El reporte debe incluir el establecimiento de una Línea Base del total de fugas de Gas natural, incluyendo equipos y componentes, y siendo referencia para las emisiones de gas en los años siguientes. (Resolución número 40317 de abril del 2023, s. f.)

Esta resolución contempla reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Ya que una fracción de las emisiones de estos está asociada a la disposición de gas por medio de quema en Tea, o de su venteo, el objetivo adicional es el aprovechamiento de las corrientes de gas en las facilidades de producción, bien sea en generación eléctrica, así como en su aprovechamiento térmico como fuente de calentamiento.

#### **2.4. HYSYS**

HYSYS es un simulador de procesos que permite representar por medio de un ambiente de simulación los procesos industriales, específicamente en el sector de los hidrocarburos. Además, HYSYS es capaz de ejemplificar tanto el crudo o como nafta mediante la generación de

componentes hipotéticos teniendo en cuenta propiedades de los fluidos y análisis PVT. Es importante resaltar que este simulador cuenta con diversos tipos de ecuaciones de estado que permiten desarrollar las simulaciones y predecir un comportamiento similar al de la industria. Para las simulaciones en las que se quiere estimar el comportamiento del crudo y del gas de procesos, Peng Robinson es el modelo que mejor se ajusta al tipo de fluido y a los cambios que puede tener el mismo en diferentes etapas del proceso, puesto que proporciona una mejor predicción para las densidades de líquidos, brinda muy buenos resultados para condiciones cercanas a las críticas utilizando un solo parámetro de interacción binario que no depende de la presión, de la temperatura ni de la composición.(Cobas-Rodríguez & Pardillo-Fontdevila, 2003).

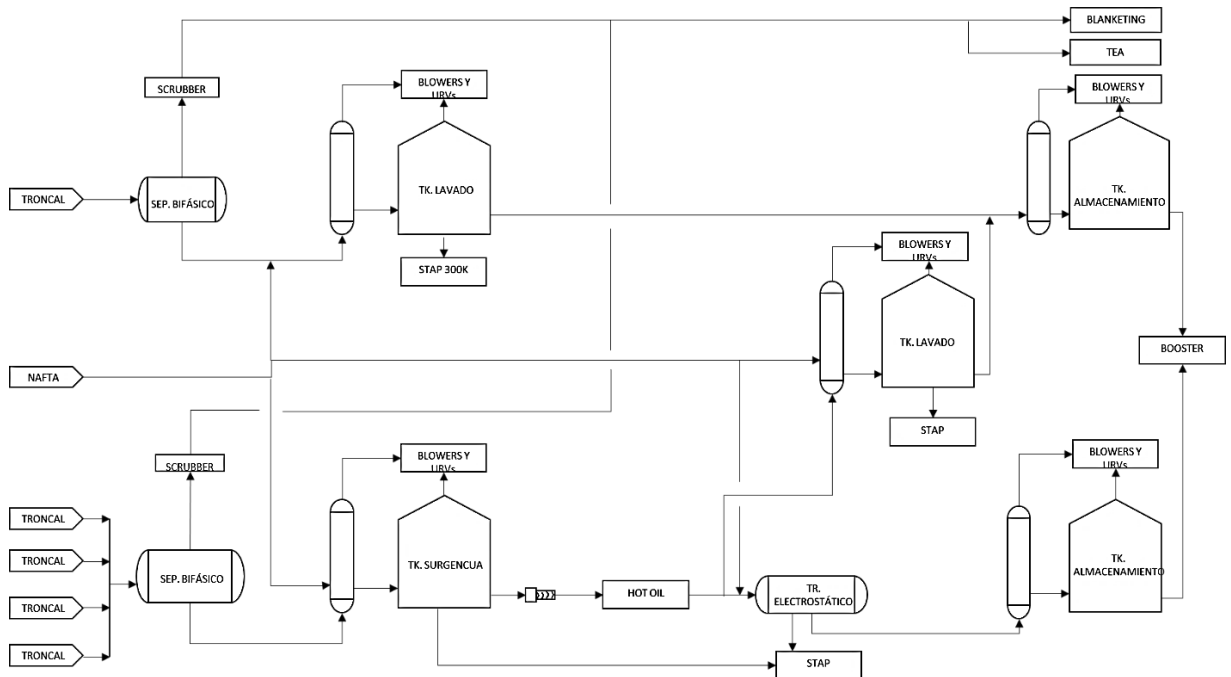
### 3. Descripción de procesos

#### 3.1. Facilidad de tratamiento

El fluido que ingresa a la estación para ser procesado es diluido con nafta con concentraciones de 20 a 22% (V/V base crudo). Este es deshidratado en la estación por medio de tratamiento en dos trenes, en donde se realiza la deshidratación, bombeo de fluidos y almacenamiento de forma independiente.

El primer tren recibe el fluido de cuatro (4) troncales de recolección. La primera parte del tratamiento se realiza en siete (7) separadores bifásicos con tiempo de residencia de 3 minutos, se efectúa una dilución con nafta para un volumen de 26% V/V. La segunda etapa consiste en la separación en tanques de surgencia, con un tiempo de residencia mayor a 3 horas, en donde se obtiene un crudo de 20 a 30 %BSW. Se emplea dilución con nafta para 28% V/V previo a la etapa de calentamiento. El calentamiento se realiza con sistema de hot oil (Calentamiento con aceite térmico) hasta una temperatura de 160°F para el ingreso a tratadores electrostáticos, en donde previo a esta etapa, se diluye con nafta a una concentración de 30% V/V. Se cuenta con siete (7) tratadores electrostáticos donde se obtiene un BSW (Contenido de agua en el crudo) de máximo 0.8%, y este crudo es enviado a dos (2) tanques de almacenamiento. Es importante señalar, que aguas abajo de la etapa de calentamiento, el crudo puede enviarse hacia un tanque de lavado, en donde previamente se diluye a 40% V/V, para la obtención de crudo con máximo 0.8%BSW con tiempos de residencia iguales o mayores a 12 horas.

El segundo tren recibe fluido de una troncal. Se realiza la separación en un separador bifásico, y este es enviado a un tanque de lavado, en donde con tiempos de residencia superiores a 12 horas se obtiene un %BSW de 0.8, previamente se ha diluido hasta 40% V/V. Este esquema de tratamiento de crudo se observa a continuación en la Figura 1.

**Figura 1***Esquema de deshidratación de crudo*

*Nota:* La figura es una representación del esquema de proceso de la facilidad de tratamiento de los Llanos Orientales.

Por otro lado, el agua separada en las etapas de proceso mencionadas previamente, se recolecta y se envía al Sistema de Tratamiento de Agua de Producción (STAP), y posteriormente es enviada al tanque pulmón de agua tratada, para así, ser bombeada hacia pozos inyectores donde se dispone.

Finalmente, el gas asociado que es separado en las diferentes etapas de separación (botas de gas y tanques), es enviado hacia unidades recuperadoras de vapor, en donde se condensa una parte y es enviada al sistema de estabilización de naftas, mientras el gas es aprovechado o dispuesto en la tea.

### 3.2. Unidad recuperadora de vapor

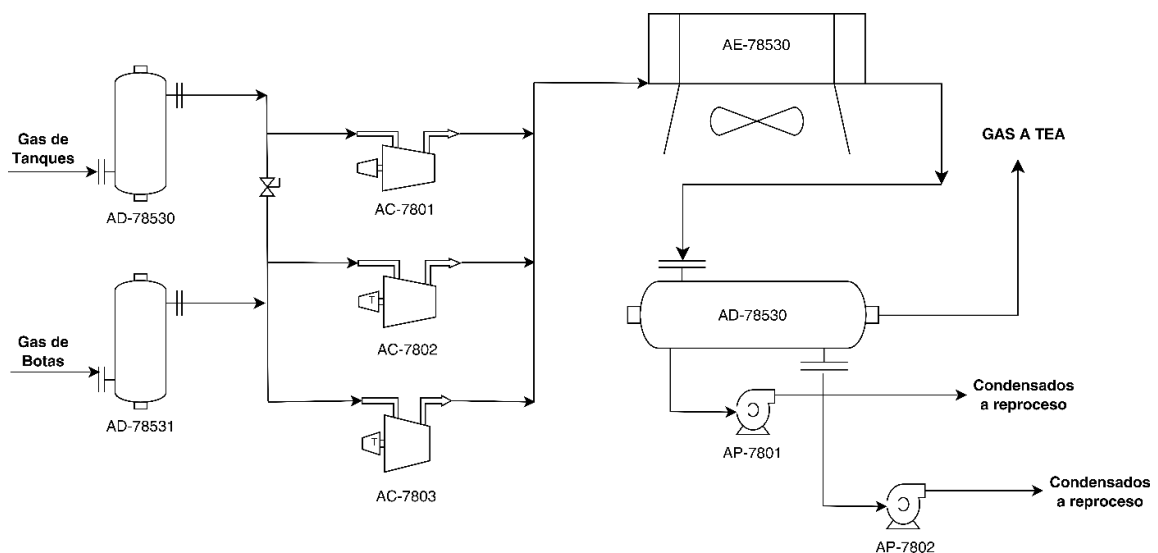
Las unidades de recuperación de vapor cuentan con scrubbers de succión, compresores, aerofriador y un separador bifásico o trifásico.

El gas ingresa por la válvula de paso hacia el scrubber cuyo fin es la retención y separación de líquido remanente en el gas. El gas separado se envía al compresor (soplador de tornillo) hasta alcanzar una presión deseada para ser enviado al aerofriador, con el objetivo de condensar volátiles de nafta, y así ser separados en el separador final. Los condensados son enviados a reproceso, y el gas remanente enviado a Tea.

En la Figura 2 se muestra una representación de las URV's de la facilidad de tratamiento de los Llanos Orientales, los tags (identificación del equipo) mostrados a continuación no representan los tags existentes en la facilidad, solo se colocan para el ejemplo.

**Figura 2**

*Representación URV en facilidad de los Llanos Orientales*



*Nota:* La figura es una representación del esquema de proceso de la unidad recuperadora de vapor ubicada en la facilidad de tratamiento de los Llanos Orientales.

## 4. Bases de diseño

### 4.1. Pronósticos

A continuación, se muestran los caudales asociados a los pronósticos de producción en la facilidad de los Llanos Orientales.

**Tabla 1**

*Pronósticos de producción*

TIPO DE CAUDAL	PICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO (ENERO 2023)	PICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA (MARZO 2028)
Caudal de crudo	67,497 BOPD	55,681 BOPD
Caudal de nafta	14,849 BNPD	12,250 BNPD
Caudal de agua	256,730 BWPD	393,776 BWPD
Caudal de gas	6.8 MMSCFD	8 MMSCFD

*Nota:* Esta tabla muestra las fechas para tener en cuenta para los pronósticos de producción en la facilidad de los Llanos Orientales.

Las propiedades y assay (caracterización de hidrocarburos) de la materia prima involucrados en el tratamiento se encuentran descritos a continuación.

### 4.2. Assay Crudo

En esta estación de los Llanos Orientales llegan dos crudos distintos (tipo A y tipo B), cada uno con una especificación diferente. La Tabla 2 presenta las propiedades para el crudo tipo A, en la Tabla 3 se muestra la curva de destilación y en la Tabla 4 la curva de viscosidad.

la curva de viscosidad.

**Tabla 2**

*Propiedades crudo tipo A*

PROPIEDADES CRUDO	VALOR
Gravedad específica @ 60°F	1.056
Gravedad API	8.10

PROPIEDADES CRUDO	VALOR
Azufre total (% wt)	3.13
Punto de escurrimiento ( <i>Pour Point</i> , °F)	86
Viscosidad a 77°F (cSt)	2356832
Viscosidad a 100°F (cSt)	296994
Níquel (ppm)	113
Vanadio (ppm)	500
Nitrógeno total (ppm)	4190
Número ácido total (mgKOH/g)	0.34
Mercaptanos (ppm)	1.1
Sulfuro de hidrógeno	-
Presión de vapor de Reid (psi)	0.15
UOPK	11.8
Sulfuro total (% wt)	3.53

*Nota:* Esta tabla muestra las propiedades del crudo Tipo A.

**Tabla 3**

*Curva de destilación simulada del crudo Tipo A*

	INICIO (°F)	FIN (°F)	PESO (% wt)	VOLUMEN (% vol)	PESO ACUMULADO (% wt)	GRAVEDAD API	PESO MOLECULAR (g/mol)
	IBP	FBP				6.9	
	C5	150	0.0	0.1	0.0	75.8	78
	150	220	0.2	0.4	0.2	59.9	95
	220	350	0.8	1.1	1.2	43.7	128
Cortes a	350	410	0.7	1.0	1.9	37.5	150
presión	410	440	0.6	0.9	2.6	34.5	164
	440	580	5.8	6.6	8.4	27.6	201
atmosférica	580	650	5.8	6.3	13.8	21.8	250
	650	690	2.9	2.9	16.61	19.5	282
	690	690	84.5	81.5	100.0	3.8	495
Cortes al	680	860	16.6	17.5	33.2	15.4	333
	860	950	9.6	9.6	42.6	10.7	410
vacío	950	1030	6.7	6.8	49.1	8.0	465
	1020	FBP	50.7	47.8	100.0	-0.9	619

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de destilación simulada del crudo Tipo A.

**Tabla 4**

Curva de viscosidad para crudo tipo A.

TEMPERATURA [°F]	VISCOSIDAD [cSt]
77	2356832
86	912569
100	296994
130	33567

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de viscosidad del crudo Tipo A.

La caracterización para el crudo tipo B se muestran en la Tabla 5 y en la Tabla 6.

**Tabla 5**

*Curva de destilación (TBP) simulada para crudo tipo B*

% VOL	TEMPERATURA [°F]
0	91.84
5	260
10	375.1
20	509.2
30	586.5
40	694.0
50	773.4
60	854.8
70	998.2
100	1030

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de destilación simulada del crudo Tipo B.

**Tabla 6**

*Curva de viscosidad para crudo tipo B.*

TEMPERATURA [°F]	VISCOSIDAD [cSt]
104	133.9
122	78.5

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de viscosidad del crudo Tipo B.

### 4.3. Gas asociado de la estación

El gas asociado cuenta con tres cromatografías disponibles y sus respectivas composiciones se registran a continuación en la Tabla 7.

**Tabla 7**

*Cromatografía de gas asociado.*

COMPOSICIÓN	FRACCIÓN MOLAR		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Nitrógeno	0.1626	0.1613	0.2068
CO <sub>2</sub>	0.6037	0.4817	0.2694
Metano	0.0644	0.2046	0.1652
Etano	0.0194	0.0261	0.0161
Propano	0.0139	0.0313	0.0199
i-Butano	0.0083	0.0188	0.0161
n-Butano	0.0222	0.0250	0.0429
i-Pentano	0.0204	0.0190	0.0543
n-Pentano	0.0194	0.0155	0.0482
n-Hexano	0.0167	0.0167	0.0490
n-Heptano	0.0093	-	0.0329
n-Octano	0.037	-	0.0168
n-Nonano	-	-	0.0475
n-Decano	-	-	0.0019
Oxígeno	0.0361	-	0.0130

*Nota:* Esta tabla muestra las cromatografías del gas asociado.

Las propiedades de gas asociado se pueden ver en la Tabla 8.

**Tabla 8**

*Propiedades del gas asociado.*

PARÁMETRO	VALOR		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Peso Molecular	41.94	37.64	48.70
Densidad @ (Calculada) (lb/ft <sup>3</sup> )	0.1114	0.0993	0.1339
Factor de compresibilidad @ (Calculada)	0.9956	0.9960	0.9915
Viscosidad @ (Calculada) (cP)	0.0159	0.0151	0.0132
Poder calorífico inferior (LHV) @ (MMBTU/bbl)	0.0028	0.0035	0.0082

PARÁMETRO	VALOR		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Punto de rocío hidrocarburo @ (Calculado)(°F)	56.25	7.89	150

*Nota:* Esta tabla muestra las propiedades del gas asociado para sus 3 cromatografías.

#### 4.4. Assay nafta

La nafta diluyente empleada en la facilidad de producción cuenta con las propiedades que se presentan en la Tabla 9.

**Tabla 9**

*Propiedades de la nafta de dilución*

PROPIEDADES	VALOR
Punto inicial de ebullición	76.0 °F
Punto final de ebullición	368.5 °F
Azufre	No se reporta valores
Corrosión al cobre	No se reporta valores
API	65°
Gravedad específica	0.7160
Presión de vapor Reid	7.19 psia

*Nota:* Esta tabla muestra las propiedades de la nafta empleada para la dilución del crudo.

La curva de viscosidad de la nafta diluyente se observa en la Tabla 10.

**Tabla 10**

*Curvas de viscosidad y densidad de la nafta de dilución*

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)	DENSIDAD (lb/ft <sup>3</sup> )	VISCOSIDAD (cSt)
100	0.344	43.41	0.495
120	0.310	42.76	0.452
140	0.280	42.11	0.415
160	0.254	41.44	0.383
180	0.232	40.74	0.355
200	0.212	40.03	0.330
215	0.198	39.48	0.314

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de viscosidad y densidad de la nafta empleada para la dilución

del crudo.

Los datos de la curva de destilación de nafta se pueden ver en la Tabla 11.

**Tabla 11**

*Datos de la curva de destilación de la nafta.*

<b>% VOL</b>	<b>TEMP. [°F]</b>	<b>% VOL.</b>	<b>TEMP. [°F]</b>	<b>% VOL.</b>	<b>TEMP. [°F]</b>	<b>% VOL.</b>	<b>TEMP. [°F]</b>
IBP	76.0	26%	147.5	52%	211.9	78%	265.9
1%	78.8	27%	150.5	53%	216.5	79%	270.2
2%	90.5	28%	154.3	54%	217.6	80%	272.5
3%	91.4	29%	156.9	55%	218.5	81%	273.8
4%	92.12	30%	157.5	56%	218.9	82%	276.4
5%	92.84	31%	157.9	57%	219.6	83%	280.5
6%	93.54	32%	158.2	58%	219.8	84%	282.1
7%	94.12	33%	159.4	59%	220.4	85%	283.3
8%	94.72	34%	166.3	60%	222.8	86%	285.4
9%	95.60	35%	168.1	61%	229.2	87%	288.4
10%	97.88	36%	169.1	62%	233.2	88%	291.6
11%	99.15	37%	179.1	63%	233.7	89%	293.8
12%	99.85	38%	183.4	64%	235.4	90%	296.8
13%	100.5	39%	185.8	65%	239.5	91%	304.5
14%	101.2	40%	186.9	66%	241.3	92%	305.2
15%	101.7	41%	189.1	67%	242.5	93%	306.7
16%	102.6	42%	191.2	68%	244.8	94%	313.1
17%	102.9	43%	193.8	69%	245.8	95%	318.5
18%	104.5	44%	194.7	70%	246.1	96%	322.9
19%	110.6	45%	195.2	71%	247.6	97%	329.1
20%	131.5	46%	201.5	72%	252.5	98%	336.6
21%	134.8	47%	203.1	73%	257.2	99%	353.8
22%	135.8	48%	206.4	74%	258.7	FBP	368.5
23%	136.8	49%	210.5	75%	261.2		
24%	138.2	50%	210.9	76%	261.5		
25%	142.4	51%	211.5	77%	262.2		

*Nota:* Esta tabla muestra la curva de destilación de la nafta empleada para la dilución del crudo.

#### **4.5. Importancia del uso de nafta**

El crudo de los llanos orientales colombianos tiene unas características especiales como

se nota en la sección 4.2, este crudo es un crudo pesado con un °API de 8.10, lo cual es una limitante para el transporte del mismo tanto desde los pozos productores hacia la facilidad como dentro de la misma, por tal razón hay puntos de dilución con nafta tanto en troncales como dentro de la facilidad, esta nafta utilizada es mucho más volátil que el crudo ya que tiene un °API de 65 y permite que el crudo se transporte de manera más fácil, sin embargo, esta dilución también conlleva a la generación de vapores los cuales deben ser recuperados.

#### **4.6. Cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero**

El cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero se realiza con la relación entre el consumo energético en la facilidad de producción para el tratamiento de fluidos en esta, y el factor de emisión asociado al tipo de combustible empleado para la generación de energía, así como el inventario de las emisiones por venteo o disposición en quema de los gases en una facilidad de tratamiento.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), es una unidad administrativa técnica adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es la planeación con entidades del sector minero energético del desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros. Para el año 2015, fueron actualizados los factores de emisión para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre los cuales se encuentran los inventarios de las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, generando la calculadora de emisiones FECOC 2016.

Esta calculadora cuenta con una base de datos de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos disponibles en el territorio nacional, así como la opción de generación de energía con electricidad y un combustible propio, y asocia para cada uno poderes caloríficos (inferior y superior), factores de emisión (kg CO<sub>2</sub>/TJ), y composición.

Para la estimación de gases de efecto invernadero en la Facilidad de los Llanos Orientales, se tiene en cuenta que la energía aprovechada por medio de la interconexión al sistema nacional, el cual está compuesto por energía hidráulica, térmica, y energía renovable no convencional. Esta cuenta con un factor asociado de emisión, el cual se puede observar en la Tabla 12 (UPME, 2021), al relacionar este valor total estimado para el tratamiento de fluidos, se obtiene el valor de las emisiones relacionadas con este consumo eléctrico.

**Tabla 12**

*Factor de emisión por conexión al interconectado nacional*

<b>Factor de emisión por conexión al interconectado nacional</b>	0.126 tonCO <sub>2</sub> /MWh
--	-------------------------------

*Nota:* Esta tabla muestra el factor de emisión por conexión al interconectado nacional empleado para la estimación de emisiones por consumo eléctrico.

$$ECO_2 = F_{emisión} * Consumo\ eléctrico \tag{Ecuación 1}$$

Adicionalmente, se hacen estimaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero por venteo de gases a la atmósfera y/o por disposición de gas en equipos como teas y/o oxidadores térmicos. Para esto, se tienen en cuenta las siguientes relaciones.

$$ECO_2 = Vol_{quem} * 1000 * Vol_{molgas} * PMCO_2 * \left[ \sum \left( \frac{moleHidrocarburo}{mole\ gas} * \frac{AmolC}{molHC} * \frac{0,98moleCO_2}{moleCquemado} \right) + \frac{BmoleCO_2}{mol\ gas} \right] * \frac{1}{2204,623} \tag{Ecuación 2}$$

Donde,

- ECO<sub>2</sub>= Emisión de CO<sub>2</sub> (Ton)
- Vol<sub>quem</sub>=Volumen de gas enviado a tea (KPC)
- 1000= Factor de conversión de KPC a scf
- Vol<sub>molgas</sub>= Conversión molar de gas, de volumen a masa (379,3 scf/lbmol)
- PMCO<sub>2</sub>= Peso molecular del CO<sub>2</sub> (44 lb/lbmol)
- A= El número de moles de carbón en las partículas de hidrocarburo
- B= Las moles de CO<sub>2</sub> presente en la corriente de gas a tea

2204,623= Factor de conversión de lb a Ton

$$ECH_4 = Vol_{quem} * 1000 * Frac.molarCH_4 * \%res.CH_4 * \frac{1}{Vol_{molgas}} * PMCH_4 * \frac{1}{2204,623} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

$ECH_4$ = Emisión de  $CH_4$  (Ton)

$Vol_{quem}$ =Volumen de gas enviado a tea (KPC)

1000= Factor de conversión de KPC a scf

Frac.molar  $CH_4$ = Contenido molar de  $CH_4$  en la corriente de gas enviado a tea

$\%res.CH_4$ = Porcentaje de corriente de gas no quemado (por defecto 2%)

$Vol_{molgas}$ = Conversión molar de gas, de volumen a masa (379,3 scf/lbmol)

$PMCH_4$ = Peso molecular del  $CH_4$  (16 lb/lbmol)

2204,623= Factor de conversión de lb a Ton

Adicionalmente, se consideran los factores de emisión de los siguientes compuestos.

Estos tienen en cuenta el poder calorífico y el gas según pronósticos de producción.(US EPA, 2016).

**Tabla 13**

*Factores de emisión de gases de efecto invernadero*

Compuesto	Valor	Unidad
Oxidos De Nitrogeno- $NO_x$	0.068	lb/MMBTU
Monoxido Carbono-CO	0.37	lb/MMBTU
Material Particulado-MP	177	$\mu g/l$
DioxidoCarbono- $CO_2$		Nota 1
OxidoNitroso- $N_2O$	5.9E-10	kg/ft <sup>3</sup>
Metano- $CH_4$		Nota 1

*Nota:* Esta tabla muestra el factor de emisión asociado a cada gas de efecto invernadero para la estimación de emisiones por venteo o disposición en Tea.

Nota 1: Las emisiones de dióxido de carbono están sujetas a la transformación de la corriente de hidrocarburo en dióxido de carbono y el metano que no se alcanza a quemar en tea por temas de eficiencia (alrededor del 2%).

## 5. Estimación de emisiones de gases de efecto invernadero según alternativas

A continuación, se observan las alternativas para evaluar las capacidades de las unidades de recuperación de vapores en la facilidad de tratamiento y el respectivo diagnóstico.

La selección de las alternativas se basa en los picos de producción de crudo, gas y agua, y en las tres diferentes cromatografías del gas asociado que ingresa a la facilidad. En primer lugar, los caudales que se presentan en los pronósticos son aquellos en los que la producción es mayor, y por lo tanto el consumo eléctrico también lo será. Adicionalmente, las cromatografías seleccionadas son aquellas en las que el contenido de dióxido de carbono es mayor, por lo que las emisiones asociadas a su disposición en la tea también serán las más elevadas. Las alternativas se muestran en la Tabla 14.

**Tabla 14**

*Planteamiento de alternativas para evaluación de URVs*

<b>Alternativa</b>	<b>Descripción</b>
Caso 1	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2023 y la cromatografía tipo 1.
Caso 2	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2023 y la cromatografía tipo 2.
Caso 3	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2023 y la cromatografía tipo 3.
Caso 4	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2028 y la cromatografía tipo 1.
Caso 5	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2028 y la cromatografía tipo 2.
Caso 6	Se toma como base el pronóstico de producción del año 2028 y la cromatografía tipo 3.

*Nota:* Esta tabla muestra el planteamiento de las alternativas para tener en cuenta en la evaluación de las unidades recuperadoras de vapor.

La estimación de los vapores generados dentro de la facilidad tiene en cuentas dos tipos de vapores, el generado en los tanques de proceso y el generado en las botas de separación de gas.

Los vapores generados en los tanques están asociados a la generación de flujo por

Outbreathing (flujo de gas blanketing desalojado en los tanques), el flujo de Outbreathing se genera por dos fenómenos, el primero por calentamiento y el segundo por llenado, la estimación de este flujo tiene en cuenta el estándar API 2000, donde considera las dimensiones del tanque y el flujo de llenado de este. Para el análisis de la URV, solo se contemplará el requerimiento normal de outbreathing, este requerimiento se muestra en la Tabla 15 para las 6 alternativas.

**Tabla 15**

*Requerimiento de Outbreathing*

Alternativa	Outbreathing
Caso 1	2.967
Caso 2	2.917
Caso 3	3.222
Caso 4	3.829
Caso 5	3.770
Caso 6	3.939

*Nota:* Esta tabla muestra el requerimiento de Outbreathing en los tanques de la facilidad de tratamiento.

Los vapores generados en las botas de gas se estiman mediante la simulación de Hysys para cada caso expuesto y la generación de estos vapores está asociada en su mayoría al contenido de nafta presente en el flujo de producción, estos vapores se incrementan cuando dentro de la facilidad se trabajan con nafta con elevada volatilidad, en la Tabla 16 se exponen los vapores asociados para las botas y el gas de entrada a la URV.

**Tabla 16**

*Gas a URV*

Alternativa	Gas generadopor botas	Gas generadopor tanques	Gas de entrada aURV
Caso 1	4.490	2.967	7.457
Caso 2	4.229	2.917	7.146
Caso 3	4.066	3.222	7.288

Alternativa	Gas generadopor botas	Gas generadopor tanques	Gas de entrada aURV
Caso 4	5.683	3.829	9.512
Caso 5	5.351	3.770	9.121
Caso 6	5.998	3.939	9.937

*Nota:* Esta tabla muestra el gas que es enviado a URVs según cada alternativa.

La estimación del consumo eléctrico para cada alternativa se encuentra en la Tabla 17, como se puede ver a continuación:

**Tabla 17**

*Consumo eléctrico por equipos*

Alternativa	Bombas Trasiago (hP)	Bombas Despacho (hP)	Compresores URV (hP)	Hot oil (kW)	Aeroenfriador (kW)
1	115.6	70.94	341.7	3,975	857.1
2	115.6	70.90	327.3	3,980	832.6
3	117.7	72.12	334.5	4,001	865.5
4	172.3	77.35	436.2	5,938	1073.8
5	172.1	77.59	416.1	6,095	1125.8
6	176.3	79.29	444.88	5,670	1201.0

*Nota:* Esta tabla muestra los consumos eléctricos por equipo según cada alternativa.

El cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero se realiza por medio de la Calculadora de emisiones FECOC 2016 como se menciona en la sección 4.6 , con el estimado de consumo eléctrico en la estación de tratamiento, así como del gas para ser dispuesto por medio de la Tea. La cantidad de emisiones se reduce al disminuir el volumen de gas que es quemado y al aumentar la recuperación de nafta. La estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la disposición de gas en la tea, tiene en cuenta la cromatografía y propiedades del gas que se dispone, la cantidad de gas a quemar, y los factores de emisión según el gas de efecto invernadero correspondiente, como se muestra en la Tabla 13.

Adicionalmente, para normalizar los datos de las emisiones de gases de efecto

invernadero respecto con los caudales de producción asociados a picos, se realiza la relación de las toneladas de dióxido de carbono equivalentes generadas por año, entre los barriles equivalentes de petróleo (barriles de petróleo y gas), la cual se denomina carbono – intensidad.

## **6. Diagnóstico y evaluación de las Unidades recuperadoras de vapores**

### **6.1. Diagnóstico**

En la facilidad de los Llanos orientales, se cuenta con dos unidades recuperadoras de vapor, las unidades AX-8520 y AX-8521, la primera con capacidad de 12 MMSCFD, y la segunda con capacidad de 4.2 MMSCFD.

La URV AX-8520 cuenta con tres compresores, dos para el gas proveniente de botas, y uno para el gas proveniente de tanques; cada compresor tiene una capacidad de 4 MMSCFD. El aerofriador cuenta con una capacidad de 12 MMSCFD, y enfría el gas comprimido máximo hasta una temperatura de 20°F por encima de la temperatura ambiente. El gas y sus condensados son separados en un separador bifásico, el cual envía los condensados a un separador de recuperación de nafta, mientras el gas es enviado al cabezal de Tea.

La URV AX-8521 cuenta con dos scrubbers de succión, uno para el gas proveniente de botas de gas y otro para el gas que proviene de los tanques. Esta URV cuenta con dos compresores, uno para el gas proveniente de botas, y otro para el gas proveniente de tanques; el compresor del gas de botas tiene una capacidad de 2.9 MMSCFD, y el compresor de tanques tiene capacidad de 1.3 MMSCFD. El aerofriador cuenta con una capacidad de 4.2 MMSCFD, y enfría el gas comprimido máximo hasta una temperatura de 20°F por encima de la temperatura ambiente. Esta URV cuenta con un separador trifásico, donde el agua recuperada es enviada a tanques de surgencia, los hidrocarburos separados que generalmente son diluyentes se envían a reproceso a un separador para la recuperación de nafta, y por último el gas remante es enviado a

quema a TEA.

Teniendo en cuenta la información de la Tabla 16 y las capacidades de las URV's actuales se puede notar que, bajo las condiciones de proceso dadas, las URVs tienen la capacidad para poder recuperar en una operación normal la cantidad de vapores generados en la facilidad.

## 6.2. Evaluación

Según la información suministrada de cada una las alternativas a continuación, en la Tabla 18, se muestran los resultados para la evaluación de cada caso. Adicionalmente, para cada alternativa mencionada en la sección 5, se reporta información correspondiente al consumo energético, recuperación de diluyente, número de equipos en funcionamiento, emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes al consumo eléctrico y a la disposición de gas en tea, y el cálculo de la carbono – intensidad para cada alternativa.

**Tabla 18**

*Resultados diagnóstico Unidades recuperadoras de vapor*

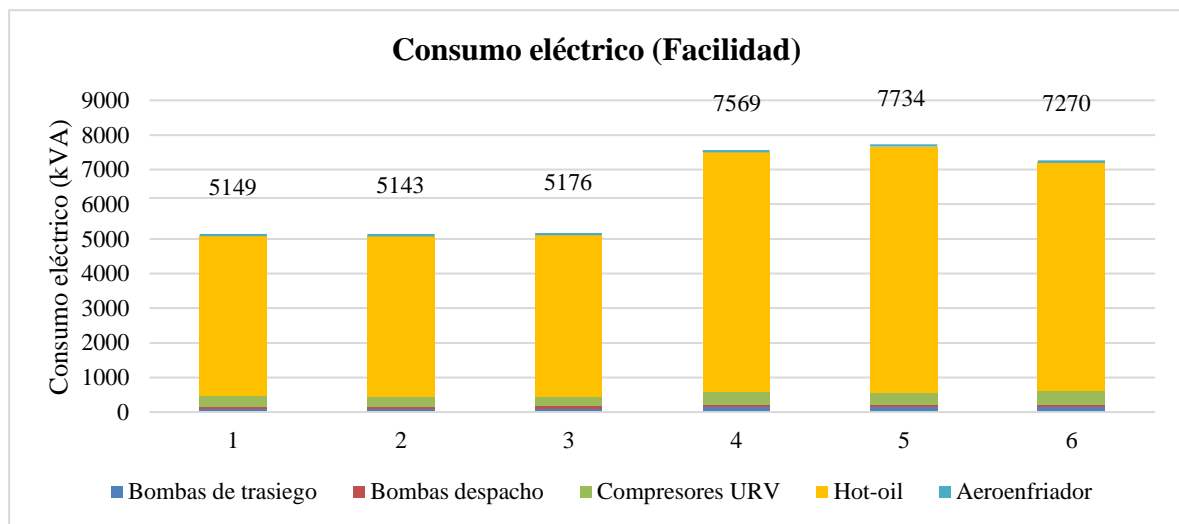
Alternativa	Consumo energético (kVA)	Equipos en funcionamiento	Diluyente recuperado (BPD)	Ton CO <sub>2</sub> /año (Consumo eléctrico)	Ton CO <sub>2</sub> /año (Tea)	BEPD	Carbono – intensidad (Ton CO <sub>2</sub> /BEPD)
Caso 1	5149	Bombas trasiego (5)	131	5683.8	483,745.4		7.13
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					
		Aeroenfriador (1)					
Caso 2	5143	Bombas trasiego (5)	131	5676.4	503,896.6	68,669	7.42
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					
		Aeroenfriador (1)					
Caso 3	5176	Bombas trasiego (5)	159	5713.4	460,560.4		6.79
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					
		Aeroenfriador (1)					
Caso 4	7569	Bombas trasiego (5)	148	8353.9	589,043.5		10.47
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					

Alternativa	Consumo energético (kVA)	Equipos en funcionamiento	Diluyente recuperado (BPD)	Ton CO <sub>2</sub> /año (Consumo eléctrico)	Ton CO <sub>2</sub> /año (Tea)	BEPD	Carbono – intensidad (Ton CO <sub>2</sub> /BEPD)
Caso 5	7734	Aeroenfriador (1)	273	8536.3	594,976.6	57,060	10.58
		Bombas trasiego (5)					
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					
Caso 6	7270	Aeroenfriador (1)	234	8024.1	607,731.5		10.79
		Bombas trasiego (5)					
		Bombas despacho (4)					
		Compresores (3)					
		Hot oil (1)					
	Aeroenfriador (1)						

Nota: Esta tabla muestra los resultados completos para cada alternativa.

**Figura 3**

*Consumo eléctrico de la facilidad*



Nota: Esta figura muestra el consumo eléctrico de la facilidad para las 6 alternativas.

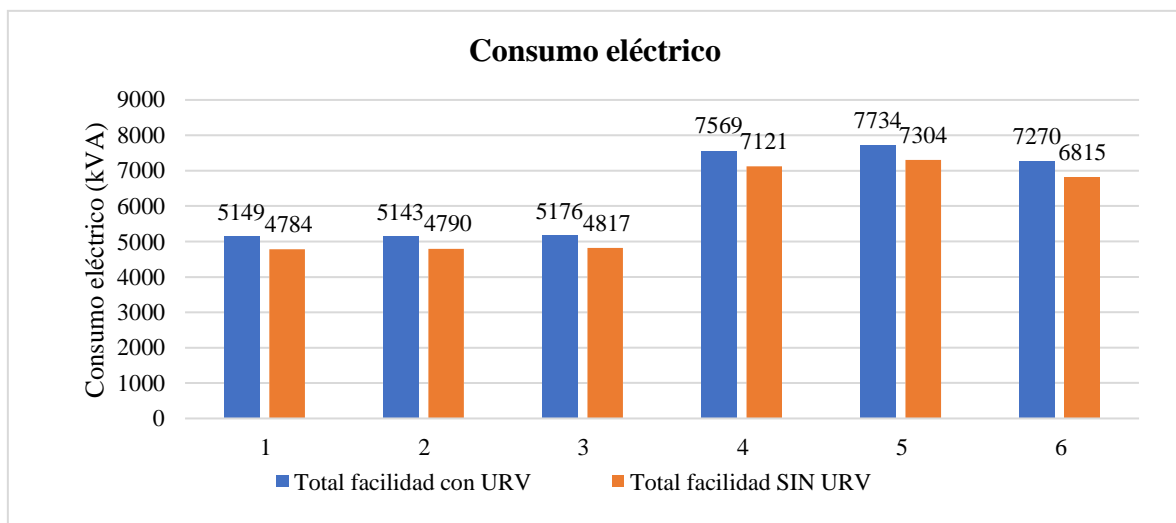
Como se puede observar en la Figura 3, el consumo eléctrico es mayor cuando se presenta el pico de producción de agua para el año 2028 (7,270 a 7,734 kVA), en donde además se tiene una mayor producción de gas (8 MMSCFD). Para este pico, y el presentado también en 2023, se tiene un elevado consumo en el intercambio de calor en el hot – oil (89 a 91% del consumo eléctrico de la facilidad), ya que se acondiciona a una temperatura de 160°F el caudal

efluente de tanques de surgencia. Además, el consumo eléctrico de los compresores (284 a 386 kVA) es mayor en el pico de producción de agua, en donde la producción de gas es mayor también. Cabe anotar, que la cantidad de equipos en funcionamiento para cada alternativa es la misma, sin embargo, cambia de acuerdo con el caudal a tratar en cada equipo; adicionalmente, a cada consumo eléctrico se le es asociado un factor de potencia de 0.86, con el que se estima el consumo eléctrico de la estación para cada caso.

En la Figura 4 se muestra la comparación entre el consumo eléctrico cuando se usa la URV y cuando no se usa, se evidencia que los mayores consumos están dados cuando se usa la URV y para las alternativas en el pico de gas, siendo la alternativa 5 la que representa mayor consumo.

#### Figura 4

*Comparación de consumo eléctrico en la facilidad*



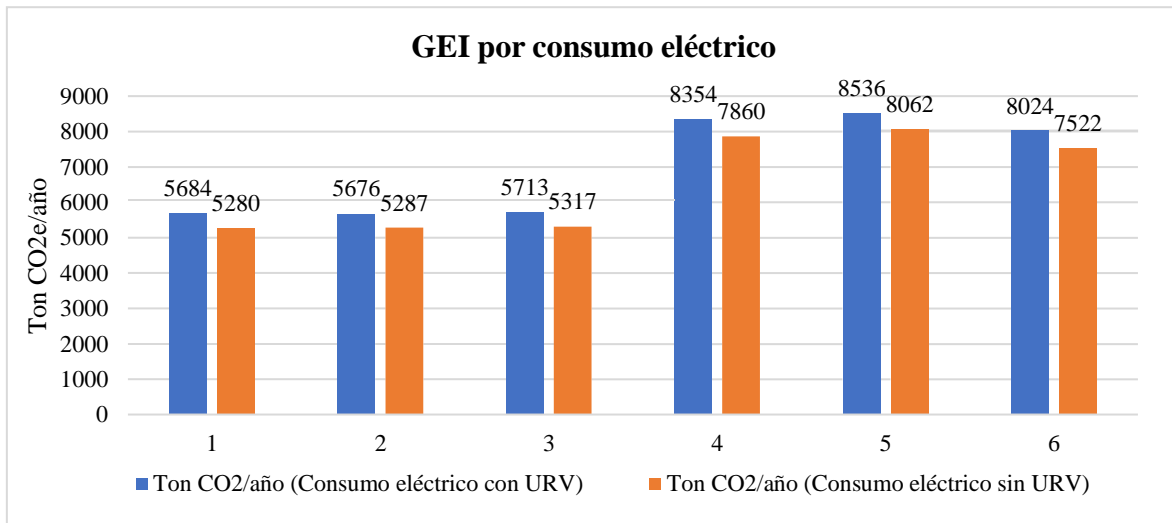
*Nota:* Esta figura muestra el consumo eléctrico cuando se usa la URV y cuando no se usa.

Estos consumos tienen una generación de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> asociadas, las cuales se muestran en la Figura 5 donde se evidencia que cuando se utiliza la URV, las

emisiones son mayores, aumentando entre 390 y 502 Toneladas CO<sub>2</sub>/año dependiendo de la alternativa. Esto se debe a que la URV tiene un consumo eléctrico adicional por el uso de compresores y de aerofriador.

**Figura 5**

*Comparación GEI por consumo eléctrico*

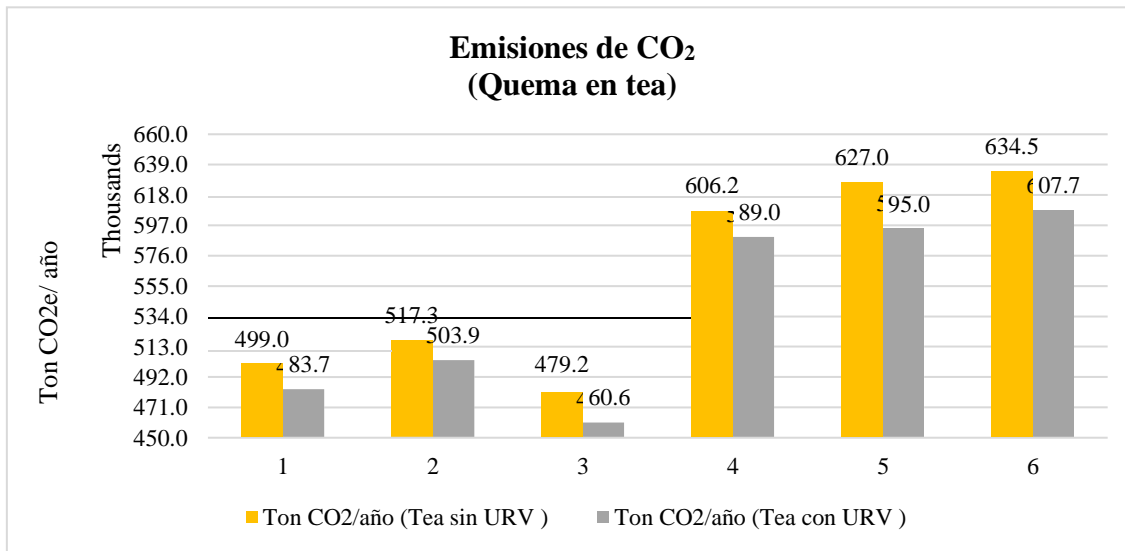


*Nota:* Esta figura muestra los GEI por consumo eléctrico en la facilidad.

Con la producción de gas según pronósticos, y el gas asociado producto de las unidades recuperadoras de vapor, se estima la cantidad de gas a ser dispuesto en la tea. Estas emisiones se pueden ver en la Figura 6 donde se evidencia que las emisiones generadas son altas y el uso de la URV representa una mejoría, ya que la reducción de gases de efecto invernadero en la facilidad es de 2.65% hasta 5.38 %, lo que equivale a dejar de emitir entre 13,371 y 31,992 Toneladas de CO<sub>2</sub>e por año.

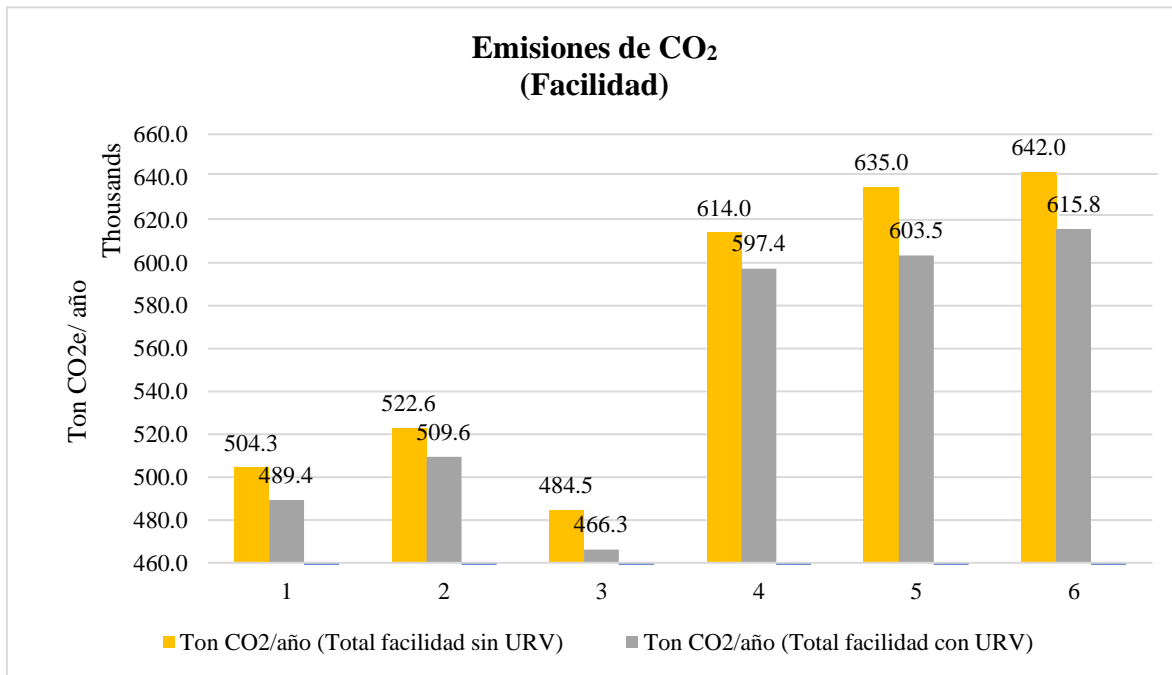
**Figura 6**

*Comparación emisiones de CO<sub>2</sub>e por quema en tea (Uso de URV)*



*Nota:* Esta figura muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> por quema en TEA cuando se usa y cuando no se usa la URV.

Adicionalmente, en la Figura 7 se pueden ver las emisiones de GEI correspondientes a la facilidad, en donde se incluye con respecto a la Figura 6, las emisiones asociadas a consumo eléctrico. El comportamiento es similar, pues se observa una reducción de las emisiones de 2.55% a 5.22%, equivalente a dejar de emitir de 12,981 a 31,517 toneladas de CO<sub>2</sub>e por año.

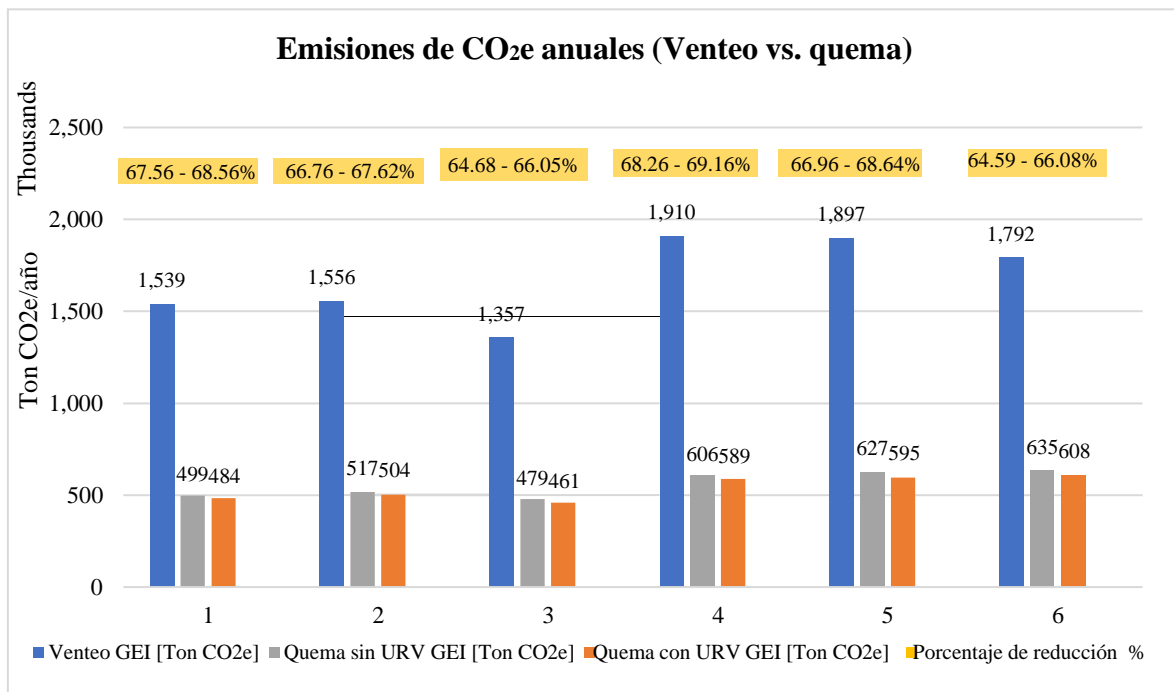
**Figura 7***Emisiones totales de CO<sub>2</sub> en la facilidad*

*Nota:* Esta figura muestra las emisiones totales en la facilidad.

Las emisiones de dióxido de carbono equivalentes tienen en cuenta tanto el consumo eléctrico dentro de la estación de tratamiento, como la disposición de gas en la tea. Para el consumo eléctrico se considera el factor de emisiones por interconexión al sistema nacional que se encuentra en la Tabla 12; cabe resaltar, que, por normativa, no se hacen venteos del gas, ya que estos aumentarían las toneladas de gases de efecto invernadero emitidas a la atmósfera, como se ve en la Figura 8, en donde se observa que al disponer en la tea gas tratado o no en las unidades recuperadoras de vapor, el porcentaje de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es hasta de 69.16%, como se observa en la alternativa 4. Se observa, además, que entre mayor sea la cantidad de gas a ser venteado, si este es tratado en unidades recuperadoras de vapor, mayor será la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

**Figura 8**

*Emisiones de CO<sub>2</sub> (venteo vs quema)*

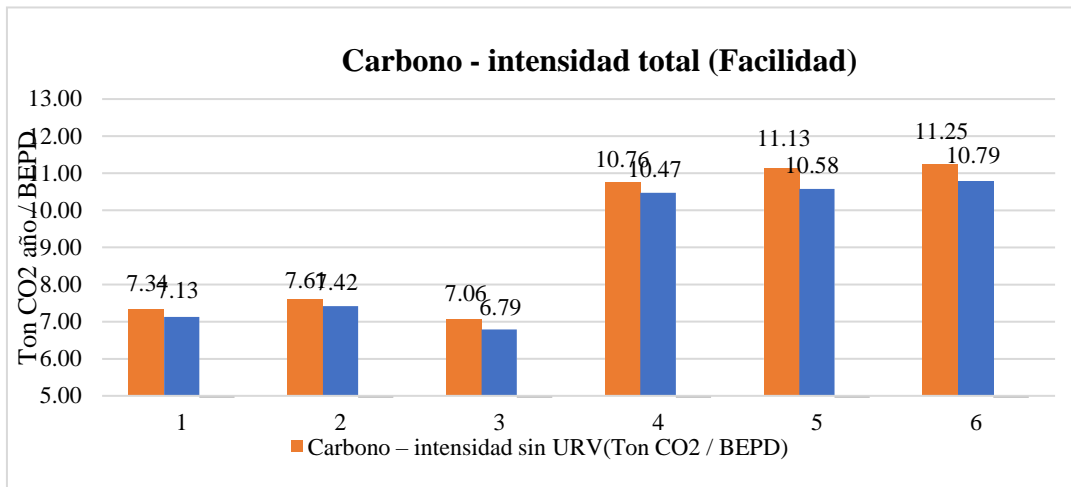


*Nota:* Esta figura muestra la comparación entre las emisiones por venteo vs quema.

En la Figura 9, se observa el cálculo de la carbono – intensidad para cada una de las alternativas tenidas en cuenta en el diagnóstico. Esta aumenta para las alternativas 4, 5 y 6, donde se tiene la mayor cantidad de emisiones (como se puede ver en la Figura 7), y se relaciona este valor con los barriles equivalentes producidos para el pico de producción de agua (57,060 BEPD), estos son menos comparados con los barriles equivalentes para el pico de producción en el 2023 (68,669 BEPD), en donde para las alternativas 1, 2 y 3 las emisiones de gases de efecto invernadero son menores, de la misma forma se puede apreciar que usar la URV reduce la carbono intensidad de 2.55% hasta un 5.22%.

**Figura 9**

*Carbono - intensidad por alternativa*

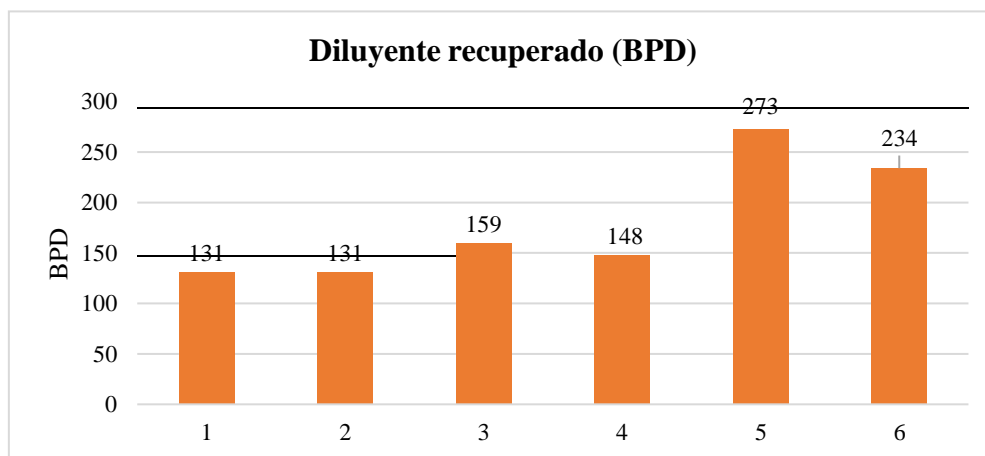


*Nota:* Esta figura muestra la carbono intensidad de las 6 alternativas.

Como se aprecia en la anterior figura, una menor carbono – intensidad está relacionada con el uso de la URV, ya que se recupera diluyente, y los gases efecto invernadero serán menores. En la Figura 10 se observa la cantidad de diluyente recuperado por cada alternativa.

**Figura 10**

*Diluyente recuperado por alternativa*

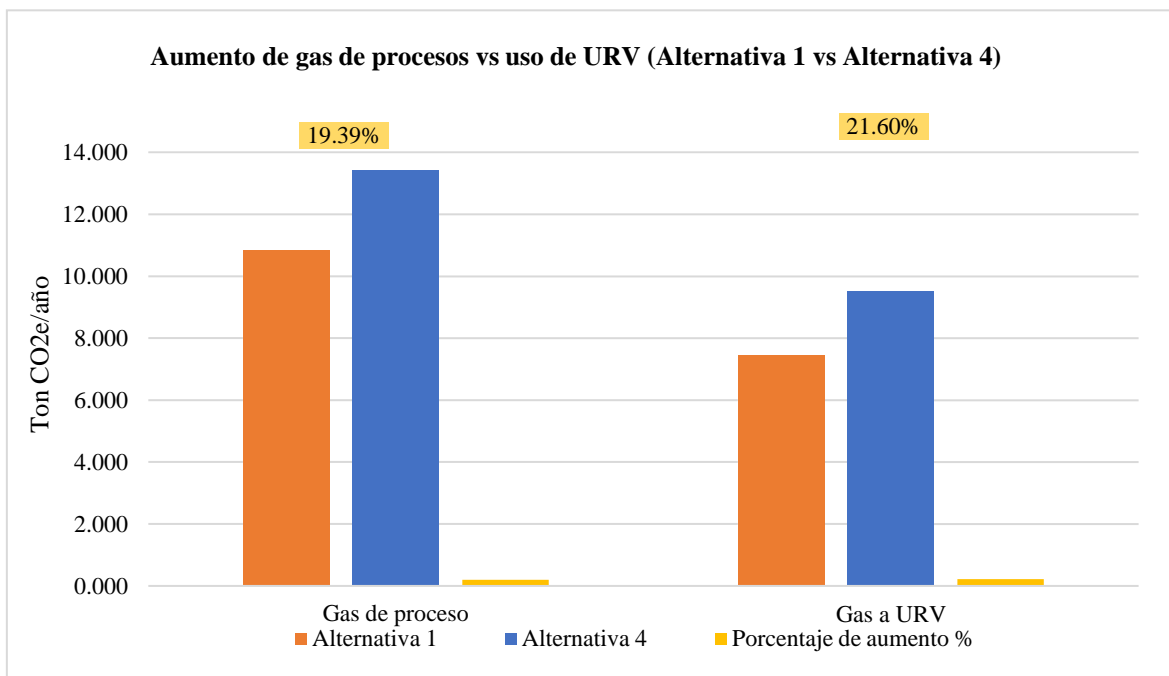


*Nota:* Esta figura muestra el diluyente recuperado para cada alternativa.

Teniendo en cuenta los resultados mostrados anteriormente, en la Figura 11 se aprecia que ante el aumento del gas de proceso en la facilidad es mayor el uso de la URV, para la comparación se utilizaron las alternativas 1 y 4, donde se nota que ante el aumento del gas de procesos en un 19.39%, se incrementa el uso de la URV en un 21.60%.

**Figura 11**

*Aumento de gas de proceso vs uso de URV*



*Nota:* Esta figura compara el aumento de gas de procesos vs uso de URV, para las alternativas 1 y 4..

## 7. Conclusiones

El modelo diagnóstico de las unidades de recuperación de vapores se realizó teniendo en cuenta los equipos actualmente instalados en la facilidad, obteniendo información sobre sus capacidades y condiciones de procesos, dando como resultado que se tiene una capacidad total de 16 MMSCFD para el tratamiento de gas, recibiendo gas de proceso con presiones mínimo de 0 psig y entregándolo a 10 psig.

Se estimaron las emisiones de gases de efecto invernadero para cada alternativa, donde para el caso 3 el valor estimado fue de 466,274 y para el caso 6 fue de 615,756 toneladas de gases de efecto invernadero al año, estas dos estimaciones representan la menor y mayor generación, respectivamente. Dichas estimaciones tienen en cuenta tanto el consumo eléctrico dentro de la facilidad, así como la disposición del gas en la tea, donde estas últimas representan aproximadamente el 98% de las emisiones totales.

La evaluación de la capacidad de tratamiento de las unidades de recuperación de vapor evidencia un adecuado funcionamiento de estas con los caudales presentados para las seis alternativas propuestas (7.1 a 9.9 MMSCFD), ya que los equipos que conforman las unidades recuperadoras de vapor cuentan con una capacidad de hasta 16 MMSCFD, usando entre el 44% y el 62% de la capacidad total.

La reducción de los gases de efecto invernadero puede ser de hasta 69.16% cuando se trata el gas en URV y se dispone en tea. Este porcentaje de reducción corresponde al caso 4 evaluado, en el cual se recuperan hasta 148 BPD de diluyente. Por otro lado, el caso 3 evidencia la menor disminución de GEI con una reducción del 66.05% de dichas emisiones y una recuperación de diluyente de 159 BPD. Aunque la recuperación de diluyente contribuye a la

disminución de las emisiones, no es el único factor que contribuyen a la reducción de GEI, además, la recuperación de diluyente trae un beneficio económico para la facilidad.

La carbono intensidad para cada una de las alternativas se reduce cuando se usan las URV's entre 2.55% y 5.22%. Aunque la reducción en porcentaje de emisiones de GEI es menor al 10%, usar URV's para la recuperación de diluyente contribuye a la reducción de emisiones entre 12,981 y 31,517 TonCO<sub>2</sub>e por año.

## **8. Recomendaciones**

Las emisiones de gases de efecto invernadero se podrían reducir al implementar una alternativa de aprovechamiento del gas, bien sea para la generación de energía o para calentamiento. Esto involucraría la operación de equipos adicionales, para su pretratamiento y su aprovechamiento.

La modificación de las condiciones de operación de las unidades recuperadoras de vapor podría incrementar la recuperación de diluyente, de modo que este pueda ser usado en la reducción de la viscosidad del crudo.

La reducción de emisiones de GEI y la recuperación de diluyente trae consigo la disminución de costos del proyecto como incentivo, resulta prometedor realizar un análisis económico del proyecto ya que permitiría evidenciar su factibilidad.

### Bibliografía

Cobas-Rodríguez, J., & Pardillo-Fontdevila, E. (2003). Características y aplicaciones de ecuaciones de estado en la ingeniería química. Avances recientes. Parte 1. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 29, Article 29.

Kovac, A., Bhatia, P., Russell, B., Morris, E., van Staden, M., Arikan, Y., Eichel, A., Dickinson, J., Desai, R., & Hoornweg, D. (s. f.). *Protocolo Global para Inventarios de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a Escala Comunitaria*.

Resolución número 40317 de abril del 2023, 17. chrome-extension:[https://www.andi.com.co/Uploads/Resoluci%C3%B3n%2040317%20de%202023\\_88036\\_638198728781663938.pdf](https://www.andi.com.co/Uploads/Resoluci%C3%B3n%2040317%20de%202023_88036_638198728781663938.pdf)

UPME. (2021). *Factor de emisiones de la red de energía en Colombia*. [https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento\\_calculo\\_Cartilla\\_Factor\\_de\\_emision\\_2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_Cartilla_Factor_de_emision_2021.pdf)

US EPA, O. (2016, septiembre 26). *AP-42: Compilation of Air Emissions Factors* [Other Policies and Guidance]. <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors>