

ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE
GLP COMO AGENTE DILUYENTE EN CRUDOS PESADOS PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL CRUDO.

JAIME LUIS VITOLA RAMÍREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2021

ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE
GLP COMO AGENTE DILUYENTE EN CRUDOS PESADOS PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL CRUDO.

JAIME LUIS VITOLA RAMÍREZ

Monografía para optar el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:

HOMERO REYES SIERRA

Esp. Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a Dios, mi padre celestial, que me regala el conocimiento, la fuerza y sabiduría para afrontar nuevos retos, y lograr todo lo que me propongo.

¡Yo me llevo la victoria y para Dios toda la Gloria!

AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a mi esposa en especial por recordarme todos los días lo orgullosa que se siente de mí, a mi familia por todo su apoyo emocional y económico, a mi director de monografía, y a la dirección de Operaciones de la empresa que laboro por apoyarme y motivarme a obtener este nuevo logro.

Gracias a la Universidad Industrial de Santander, por permitirme crecer profesional, y personalmente en este camino de aprendizaje, con excelentes docentes, y seres humanos que aportaron en mi formación.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS.....	14
1.1. OBJETIVO GENERAL	14
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. PROCESOS DE DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	15
2.1. GENERALIDADES.	15
2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE DILUCIÓN.....	18
2.2.1. Estación Rubiales (EBR).....	18
2.2.2. Estación Cusiana (ERC).	18
2.3. SISTEMA DE CODILUCIÓN CON GLP.....	18
2.4. SISTEMA DE DILUCIÓN EN LA PLANTA DE PROCESO.	19
2.5. FILOSOFIA DE OPERACIÓN SISTEMA DE CODILUCIÓN CON GLP.....	21
2.6. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE CRUDOS.....	22
3. INYECCIÓN DE GLP EN CRUDOS PESADOS.	27
3.1. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	27
3.2. ANÁLISIS DEL % GLP EN LA MEZCLA CON CRUDO PESADO.....	30
3.2.1. Efecto de la inyección de GLP.....	32
3.2.2. Efecto del GLP y el ahorro de diluyente.....	33
3.2.3. Condiciones de la entrada del GLP para la Codilución.....	34
4. COSTOS DE INVERSIÓN EN CONSUMO DE DILUYENTES.....	36
4.1. CONSUMO DE DILUYENTES PARA DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS. .	36
4.1.1. Modelo de Unidades de Dilución.	39
5. COSTO BENEFICIO DE INYECCIÓN DE GLP EN CRUDOS PESADOS.	41
5.1. COSTO COMERCIAL DE DILUYENTES Y GLP.....	41
5.2. AHORRO DE DILUYENTE Y BENEFICIO ECONÓMICO.....	42
5.3. RESERVAS DE GAS Y CRUDOS LIVIANOS EN EL PAIS.....	45
5.3.1. Producción nacional de GLP.....	47

5.3.2. Crudos livianos en el país.....	48
6. CONCLUSIONES	50
7. RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Especificaciones mínimas de calidad crudo Extrapesado	23
Cuadro 2. Especificaciones mínimas de calidad crudo Castilla.	24
Cuadro 3. Especificaciones mínimas de calidad crudo Mezcla.....	24
Cuadro 4. Especificaciones mínimas de calidad para Diluyentes.	25
Cuadro 5. Especificaciones de calidad para entrega de crudos a Refinerías de Colombia.....	26
Cuadro 6. Resultados de la inyección del % de GLP en el crudo pesado.	30
Cuadro 7. Calidad del GLP utilizado. Norma ASTM D-2163.....	35
Cuadro 8. Precio GLP y diluyentes para el año 2019.	37
Cuadro 9. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente A.....	37
Cuadro 10. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente B.....	38
Cuadro 11. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente C.....	38
Cuadro 12. Costos de diluyentes y GLP en el mercado actual septiembre 2020.	41
Cuadro 13. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente A.	42
Cuadro 14. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente B.	43
Cuadro 15. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente B.	43
Cuadro 16. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente C.	44

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema del sistema de dilución.....	20
Figura 2. Caracterización de crudo Rubiales, Hocol, Jaguey, Cusiana y Gasolina Natural.	27
Figura 3. Diseño experimental para las pruebas.....	28
Figura 4. Unidad de banco de pruebas para crudos pesados (ICP).	29
Figura 5. Simulación Base Crudo para crudo Castilla.....	31
Figura 6. Simulación Base Crudo para crudo Mezclas.	32
Figura 7. % de GLP Vs crudo diluyente Cusiana para preparar mezclas.	33
Figura 8. % de GLP rico en C4+ Vs crudo diluyente Cusiana para preparar mezclas.....	34
Figura 9. Unidades de dilución para determinar % de diluyente en la mezcla V.8.	39
Figura 10. Unidades de dilución para determinar % de diluyente en la mezcla V.9.	40
Figura 11. Unidades de Dilución Sección Acerca De.....	40
Figura 12. Ahorro de clientes inyectando GLP en la dilución para el año 2019. ...	44
Figura 13. Reservas de gas natural en el país.....	45
Figura 14. Reservas de gas natural por cuenca.....	46
Figura 15. Composición de la producción de GLP año 2017.	48
Figura 16. Disponibilidad por tipo de crudo en Colombia.....	48

GLOSARIO

Gravedad Api: es una unidad de medida de densidad para productos líquidos hidrocarburos, definida por American Petroleum Institute. Su fórmula es $^{\circ}\text{API} = (141,5 / \text{Gravedad Específica}@60^{\circ}\text{F}) - 131,5$.

Viscosidad Cinemática: es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad de una sustancia, medidas a las mismas condiciones de temperatura y presión.

Viscosidad Dinámica: es la relación entre la fuerza de corte y la velocidad de corte de un líquido.

Crudo Diluido: es la mezcla de crudo pesado o extrapesado con diluyente.

Densidad: es la masa por unidad de volumen de una sustancia a una temperatura específica.

Diluyente: es un producto usado para diluir un crudo, sea nafta o crudo liviano.

Codilución: Proceso de previo con GLP antes de la dilución final.

Dilución: es el proceso de mezcla de crudo pesado o extrapesado con diluyente.

Unidad De Dilución: Herramienta usada para determinar el porcentaje de diluyente a utilizar en una mezcla.

Especificaciones De Calidad son los parámetros de calidad definidos o estipulados para un proceso específico.

Usd: moneda dólar.

Bl: unidad de medida en Barriles

Kbpd: unidad de medida equivalente a 1000 barriles por día bombeado.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GLP COMO AGENTE DILUYENTE EN CRUDOS PESADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL CRUDO.*

AUTOR: JAIME LUIS VITOLA RAMÍREZ**

PALABRAS CLAVE: DILUCIÓN CON GLP, CRUDO PESADO, BENEFICIO/COSTO.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo se llevó a cabo un análisis económico del proceso de inyección de GLP en crudos pesados para determinar si el costo de inversión (USD/Bls) que realizan los propietarios de crudos en los oleoductos, utilizando nafta o crudos livianos, para llevar sus crudos pesados a calidades objetivos de comercialización, es más rentable con la inyección de un % de GLP en este proceso de dilución. Para esto, se desarrolló unos análisis de volúmenes reales diluidos en un oleoducto ubicado en la zona de los Llanos Orientales de Colombia, y la utilización de una herramienta de cálculo llamada Unidades de Dilución que permite obtener la relación del % de diluyente a utilizar por cada barril de crudo pesado. También, se definió el % máximo de GLP a inyectar por temas de seguridad y estabilidad del crudo diluido, a través de un estudio experimental en el ICP, y simulaciones. Los resultados de este análisis demostraron que es rentable la inyección de GLP en crudos pesados, reflejando una disminución promedio del -16 % mensual en volúmenes de diluyentes, y por consiguiente un ahorro económico promedio del -13 % (USD/Bl).

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Esp. Homero Reyes Sierra

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE ECONOMIC IMPACT OF THE LPG INJECTION PROCESS AS A DILUENT AGENT IN HEAVY CRUDE FOR IMPROVING THE QUALITY OF CRUDE.*

AUTHOR: JAIME LUIS VITOLA RAMÍREZ**

KEY WORDS: DILUTION WITH LPG, HEAVY CRUDE, BENFIT / COST.

DESCRIPTION: In this work, an economic analysis of the LPG injection process in heavy crude oils was carried out to determine if the investment cost (USD / BIs) carried out by the crude oil owners in the pipelines, using naphtha or light crude oils, to Bringing your heavy crudes to target marketing qualities is more profitable with the injection of% LPG in this dilution process. For this, an analysis of real diluted volumes was developed in an oil pipeline located in the Llanos Orientales area of Colombia, and the use of a calculation tool called Dilution Units that allows to obtain the ratio of the% of diluent to be used by each barrel of heavy crude. Also, the maximum% of LPG to be injected was defined for safety and stability issues of diluted crude oil, through an experimental study at the ICP, and simulations. The results of this analysis showed that the injection of LPG in heavy crude oil is profitable, reflecting an average decrease of -16% per month in diluent volumes, and therefore an average economic saving of -13% (USD / BI).

* Degree work

** Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Esp. Homero Reyes Sierra

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo presenta actualmente varios interrogantes de cómo será el futuro de los crudos del país en vista a que los pozos de mayor producción están en decadencia y presentando disminución en las características de las calidades de estos. Una de las alternativas para contribuir con la preservación o durabilidad de los crudos livianos que se utilizan en el proceso de dilución es buscar nuevas alternativas de mezclado que permitan obtener el objetivo deseado, que es la calidad esperada para comercialización, ya sea para refinación y/o exportación, pero en menor proporción del agente para dilución inyectado.

Una de las mayores preocupaciones del sector petrolero es la disminución de las reservas de crudos livianos que se encuentran en el País, y las mayores exportaciones de nafta para utilizar en los procesos de dilución de crudos pesados. Si bien es cierto, las mayores cantidades de petróleo en las reservas petroleras tienen una calidad de crudo pesado, lo que obliga al sector a buscar alternativas que permitan primeramente facilitar el transporte de estos, adicionando aditivos, pero no a mayor escala de buscar nuevas alternativas para mejorar su calidad a bajo costo y poder comercializarlos.

No obstante, el proceso de dilución es uno de los más utilizados para mejorar la calidad de crudos pesados, buscando aumentar el °API como objetivo comercial, y como segunda variable la viscosidad. Pero en ocasiones la disponibilidad y la gran cantidad de crudos livianos y Naftas que se debe utilizar para llegar a la calidad deseada hace que la inversión sea alta. Considerando calidad deseada, aquella que se encuentra indicada en el mercado comercial nacional e internacional como crudo Castilla, y crudo Mezcla-Vasconia; que tienen un °API @60°F entre 16.0-18.0 para Castilla y 21.0-23.0 para Mezcla-Vasconia. De igual manera, al consumir más crudos livianos como diluyentes impacta negativamente a las reservas de

crudos, llevándolas a su consumo acelerado e induciendo a su agotamiento total. Y por otro lado, la inversión mayor que deben hacer los propietarios de crudos pesados utilizando la nafta como agente diluyente en el proceso de dilución, esto por la diferencia de precios en el mercado de la nafta vs otros agentes diluyentes.

Por tal razón, el análisis de la inyección de GLP en crudos pesados permitirá identificar a los propietarios, comercializadores y transportadores de crudo pesados los beneficios o aspectos a tener en cuenta para llevar a cabo este proceso como una oportunidad de negocio, y si este proceso realmente contribuye a la preservación de crudos livianos o refinados, determinando las proporciones de inyección de GLP vs cantidad de inyección de crudos livianos y Naftas para el mejoramiento de la calidad de los crudos pesados.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto económico del proceso de inyección de GLP como agente diluyente en crudos pesados para el mejoramiento de la calidad °API y Viscosidad de crudos pesados.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar cuáles son los parámetros de calidad que tienen los crudos para su comercialización, ya sea para refinación y/o exportación.
- Analizar las proporciones de GLP que se deben inyectar en crudos pesados para obtener la calidad permitida para el mercado comercial a través de datos experimentales de laboratorio.
- Realizar estudio de las inversiones que realizan los propietarios de crudos pesados utilizando Naftas y crudos livianos para diluir los crudos pesados.
- Realizar un análisis económico indagando las proyecciones de las reservas de GLP vs crudos diluyentes, y el valor comercial que tiene el GLP vs Naftas/crudos livianos.

2. PROCESOS DE DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

2.1. GENERALIDADES.

En el estado del arte se encuentran diferentes tecnologías que emplean diferentes tipos de diluyentes para modificar las características de los crudos pesados y extrapesados, tal como el rompimiento de emulsiones, la separación de impurezas o asfáltenos, y la extracción de bitumen de arenas. Existen procesos donde se adiciona entre 10% a 35% en volumen de la corriente total con un diluyente, como un hidrocarburo liviano, para reducir la viscosidad y posteriormente, realizar un proceso flash, para disminuir la presión de la mezcla. La invención en la patente US8147679B2 divulga un proceso continuo para mejorar un hidrocarburo pesado al retirar asfáltenos. El proceso incluye los pasos de obtener un hidrocarburo pesado, calentar el hidrocarburo, poner en contacto el hidrocarburo pesado con un solvente en condiciones de mejoramiento, para producir un primer producto que comprende la mezcla del hidrocarburo y el solvente, y un segundo producto que comprende residuos de asfáltenos y agua. En la patente US7909989B2 se describe un método y un sistema para obtener un bitumen de baja viscosidad a partir de arenas bituminosas. El método puede incluir dos etapas de extracción, en la primera etapa se usa un solvente aromático ligero y en la segunda etapa de extracción se usa un solvente de hidrocarburo volátil¹.

Los diluyentes convencionales se usan para cambiar las propiedades de los crudos pesados durante el transporte oleoductos, lo más usados son los crudos livianos y las naftas. Algunos diluyentes no convencionales como los

¹ ECOPETROL (ICP). Patente en trámite NC20190005808. Proceso para obtener un hidrocarburo transportable por tubería compuesto de crudos pesados y extrapesados con diluyentes no convencionales. p. 1.

hidrocarburos de bajo peso molecular, también se emplean para cambiar algunas características de los crudos, tal como la viscosidad de las mezclas. Patentes como US4420008A, US4661242 y US 4092238 presentan el uso de crudos livianos y diferentes técnicas de dilución apropiadas para cada caso. Sin embargo, la dilución de crudos pesados y extrapesados requiere del uso de grandes cantidades de diluyente convencional, que limita el espacio para el transporte por tubería. Para el caso de los diluyentes no convencionales que poseen mayor poder diluyente, pueden afectar la estabilidad y la homogeneidad del hidrocarburo obtenido para el transporte².

A continuación, se mencionan invenciones halladas que buscan modificar las características de los crudos pesados, para hacer viable su transporte a través de oleoductos.

La patente US 4994149 reivindica un proceso para el tratamiento de crudos pesados, en el que se añade un diluyente que es reemplazado en parte por GLP. Los diluyentes se adicionan luego de realizar una remisión de componentes livianos en el crudo, tal como el metano y el dióxido de carbono, esto con el fin de reducir la presión de vapor de la corriente resultante. Sin embargo, la invención desconoce el efecto disruptivo de los componentes y la composición del diluyente. La experimentación demuestra que la simple invocación de una etapa llamada adición, no asegura la obtención de las propiedades requeridas en el producto final. Se requieren características específicas a través de la generación de un nuevo conocimiento³.

² ECOPETROL (ICP). Patente en trámite NC20190005808. Proceso para obtener un hidrocarburo transportable por tubería compuesto de crudos pesados y extrapesados con diluyentes no convencionales. p. 2.

³ ECOPETROL (ICP). Patente en trámite NC20190005808. Proceso para obtener un hidrocarburo transportable por tubería compuesto de crudos pesados y extrapesados con diluyentes no convencionales. p. 3.

La solicitud de patente WO2001/059257 divulga un proceso para reducir la gravedad específica del petróleo crudo por la inyección de un hidrocarburo liviano, que es más ligero que el petróleo crudo, en puntos de mezcla corriente abajo del pozo de producción y corriente arriba de un separador de fases. Así, el hidrocarburo es conducido a los puntos de mezcla en el pozo a través de las tuberías de alimentación. Mediante una tubería anular se disuelve el hidrocarburo liviano en el petróleo crudo. Los componentes de la mezcla en la corriente están en equilibrio a las condiciones de presión y temperatura establecidas. El hidrocarburo liviano puede ser una fracción condensada de la serie del metano con un número de carbonos entre C2 y C16 inclusive, preferiblemente se utiliza una mezcla de estos componentes. Según dicha solicitud, la invención que en ella se reporta incrementa la eficiencia de extracción y bombeo del petróleo crudo, minimizando significativamente los costos relacionados con la producción y el procesamiento. Sin embargo, la simple invocación de una etapa llamada mezcla, no asegura la obtención de las propiedades requeridas en el producto final⁴.

Por otro lado, el gas licuado de petróleo (GLP) es un combustible fósil, fuente vital de energía dentro de los sectores residencial y comercial, con propósito de calentamiento y cocción de alimentos, principalmente. La mezcla de este gas está constituida por propano y butano primordialmente, aunque puede contener etano, pentano, propenos y butenos en cantidades muy pequeñas. Se denomina “gas licuado” porque, aunque se produce en estado gaseoso, se somete a un proceso de compresión y enfriamiento que facilita su almacenamiento y transporte en estado líquido, entregándolo en cilindros o tanques tipo bala.

⁴ ECOPETROL (ICP). Patente en trámite NC20190005808. Proceso para obtener un hidrocarburo transportable por tubería compuesto de crudos pesados y extrapesados con diluyentes no convencionales. p. 4.

2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE DILUCIÓN⁵.

2.2.1. Estación Rubiales (EBR). La Estación Rubiales cuenta con un proceso de mezclado para preparar crudo prediluido, mediante las cuales se realiza el acondicionamiento del crudo extrapesado a las especificaciones de calidad para su transporte por el Oleoducto de los Llanos Orientales, Cuadro 1.

2.2.2. Estación Cusiana (ERC). La Estación Cusiana cuenta con una Instalación de Dilución en el cual se realiza el acondicionamiento del Crudo transportado por el Oleoducto de los Llanos Orientales para cumplir con las especificaciones de calidad acordadas entre transportador y el cliente, para su transferencia a los sistemas de transporte de crudo aguas abajo del Oleoducto.

2.3. SISTEMA DE CODILUCIÓN CON GLP.

El sistema de codilución de la estación Cusiana, estará compuesto por las bombas centrífugas verticales con motor y una capacidad de 111 gpm c/u con una filosofía de una bomba en operación y una de respaldo, para obtener las especificaciones de los dos productos de crudo entregado a la estación de recibo posterior a los procesos de codilución y dilución, con las siguientes características: uno de 16,5 °API crudo Castilla y uno de 21,1 °API.

Estas bombas tienen recirculación por flujo mínimo a través de unas válvulas definidas, que llevan el fluido hacia las balsas de almacenamiento de GLP por medio de una línea. En esta operación el GLP de 131 °API es tomado del cabezal de succión de las bombas existentes ubicadas en la zona de almacenamiento de la planta de gas y enviado a través de las bombas por una línea en 3”.

⁵ ODL. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución. 2019

La corriente de GLP y crudo mezcla Rubiales son incorporadas en los mezcladores estáticos en donde se obtiene el crudo diluido en especificaciones de calidad (16.5 °API crudo Castilla y 21.1 °API), el cual pasará para entrega; para condiciones de flujo normal y máximo se utilizarán tres mezcladores; mientras para flujo mínimo, solo operará uno de ellos.

La especificación de calidad final se hará con el proceso de dilución que consiste en adicionar crudos livianos a la mezcla que se obtiene de la codilución; este flujo se controla con un medidor de densidad aguas abajo del sistema LACT de crudo; el sistema LACT permite la contabilización del volumen de crudo diluido y la recolección de la muestra del crudo, para luego ser analizada en el laboratorio por medio de procedimientos de análisis para crudos, basados en las normas ASTM, y así determinar la calidad preparada. En este sistema, también se cuenta con un densitómetro en línea que permite al operador hacer el control o regulación de la apertura/cierre de la válvula para la inyección del diluyente al crudo pesado.

2.4. SISTEMA DE DILUCIÓN EN LA PLANTA DE PROCESO.

El sistema de dilución actual de la estación Cusiana, está basado en una operación normal de dos bombas y una de respaldo para obtener crudo diluido a 16.5 °API. Cuando se requiere que la dilución sea a 21.5 °API, el sistema existente opera con tres bombas en simultáneo, sin tener bomba de respaldo, durante el tiempo necesario para cumplir con el requerimiento de volumen con esta calidad. Debido a que se puede incrementar el volumen de crudo diluido requerido de mezcla a 21.5°API y que el tiempo de operación de las bombas aumentaría.

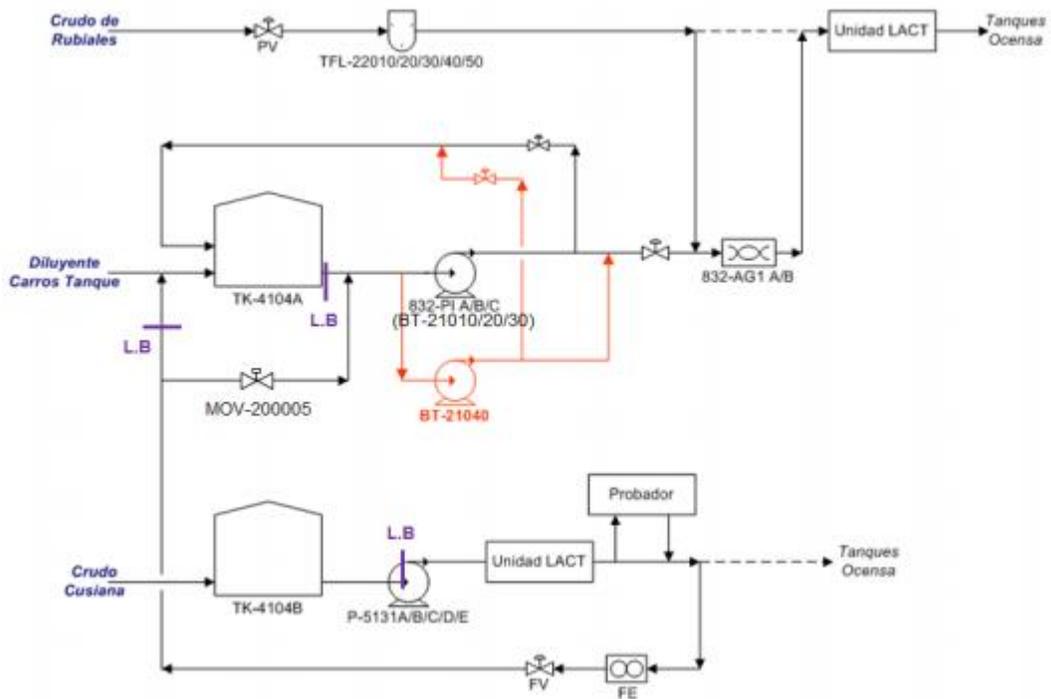
Este proyecto busca garantizar la confiabilidad del sistema instalando una cuarta unidad de bombeo de respaldo en el sistema de dilución, para completar la dilución del crudo de 16° API a 21.5°API. Para realizar la dilución del crudo pesado

recibido por el Oleoducto se utilizarán en el sistema, diluyentes de diferente calidad o una mezcla de ellos. El diluyente es almacenado en el tanque de diluyente y desde allí bombeado al sistema de dilución donde se ajusta la calidad del crudo a 16.5 o 21.5 °API.

En el desarrollo de la ingeniería se considerarán como principales diluyentes, el crudo liviano de 45.4 °API producido en el campo y la Nafta de 70.7 °API recibida a través del descargadero existente.

A continuación, se muestra el esquema del sistema de dilución de la estación, incluyendo la cuarta bomba de respaldo.

Figura 1. Esquema del sistema de dilución.



Fuente: ODL. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución. 2019

2.5. FILOSOFIA DE OPERACIÓN SISTEMA DE CODILUCIÓN CON GLP.

El GLP producido en la planta de gas es almacenado en 9 balas cada una con 1832 barriles de capacidad, y tiene dos destinos: Cargadero de GLP, a través de bombas y sistema de Codilución en el área de la planta de recibo donde se encuentra localizada el sistema de dilución, sin embargo; cabe mencionar que actualmente se requiere la operación de 4 balas para recibir el volumen diario de producción de GLP.

El proceso de codilución es continuo (24h) mientras que el cargadero de acuerdo con la programación diaria tendrá una operación aproximada de entre 8 y 12 horas con un mínimo de dos bombas. Cada bala tiene una válvula motorizada a la entrada y a la salida, para realizar una operación de cargue y descargue automatizada. En todo momento una bala debe estar en estado de recepción, otra en revisión de especificaciones de GLP y otra en despacho y una más disponible para recibir.

El procedimiento de comunicación y operación entre el sistema de almacenamiento, cargadero y Codilución se hace por confirmación por radio para dar los permisos desde la sala de control para encender las balas. Los dos sistemas mencionados (cargadero y Codilución) succionan desde las balas de almacenamiento. La codilución se realiza mediante la mezcla de crudo y GLP, controlando el flujo de GLP a un valor constante, a través de la válvula; esto lo realiza el nuevo sistema de control por medio de una lógica matemática, configurada en un sistema de cómputo ABB, entre las señales y los lazos de control de los instrumentos de densidad, temperatura y presión.

El flujo volumétrico de crudo es medido a la salida de los filtros, a través de una señal que va al computador de flujo para determinar la cantidad de GLP a inyectar y enviar la señal a la válvula de control de flujo de GLP. Se realiza una medición

de densidad en línea, por medio de un densitómetro al final del mezclado, pero no se controla la densidad a la salida de codilución con la variación del % de GLP inyectado.

Las bombas de despacho de GLP son centrifugas de velocidad fija y el rango operativo de flujo de GLP para el sistema de codilución es variable, como medida de protección de las bombas se requiere la implementación de una recirculación de flujo entre la descarga de la misma bomba y las balas de almacenamiento para evitar los incrementos de presión y de temperatura que lleven a la parada de la bomba y calentamiento del GLP.

Por esta razón, se diseña un sistema de recirculación que permite llevar el fluido hacia las balas de almacenamiento cuando se alcancen valores de flujo inferiores a 1440 BPD.

2.6. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE CRUDOS.

En la estación de recibo y almacenamiento se realiza la medición de las cantidades y calidades de hidrocarburos recibidos y entregados, de acuerdo con los lineamientos de las normas API y ASTM y los procedimientos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía. La planta cuenta con sistemas de medición dinámica, estática y de telemetría automático. En los Puntos de entrada y de salida de hidrocarburos, se dispone de medidores dinámicos de alta exactitud, la medición manual con cinta en tanques (medición estática) se realiza para la fiscalización de hidrocarburos y el sistema de telemetría automático se utiliza para control operacional.

Los volúmenes de hidrocarburos recibidos en la planta deben cumplir con calidades mínimas, con respecto a características fisicoquímicas, como la viscosidad, gravedad API, punto de fluidez, punto de acidez, presión de vapor, contenido de sal, agua y sedimentos.

Por lo cual los volúmenes que ingresen al oleoducto deben cumplir con la calidad mínima establecida en los Cuadros 2 y 3, dependiendo del programa de nominación de las entregas.

El transportador no estará obligada a recibir crudo que no cumpla con los requerimientos de calidad mínima establecidos en el manual del transportador, usando las versiones actualizadas de los métodos de prueba allí establecidos, cuyas características físicas o químicas determinen, a juicio del área de calidad, que no es transportable o que pueden materialmente afectar la calidad de otros petróleos transportados o la integridad del Oleoducto.

En las siguientes imágenes, se presentan las especificaciones mínimas de calidad que se deben cumplirse para el recibo de petróleo extrapesado, crudo castilla, crudo mezcla, y el diluyente, respectivamente.

Cuadro 1. Especificaciones mínimas de calidad crudo Extrapesado

Parámetro	Valor permitido
Gravedad API °API @ 60°F)	Igual o superior a 14.9 ° API @60°F pero inferior a cincuenta 50 grados API @60°F.
Temperatura de Entrega (°F)	Máximo 180 °F
Viscosidad (cSt) 30°C	Igual o inferior a 1350 cSt a 86°F (30°C).
Agua y sedimentos (BSW)	Máximo 0.500% en volumen.
Contenido de Sal en crudo, PTB	Máximo 20 libras por cada (1000) Barriles bruto.
Presión de Vapor Reid (37.8°C), psia	Máximo 11 Psia a temperatura de operación.
Punto de fluidez	Máximo 12 °C
Azufre en crudo, % Peso	Máximo 2.00% en Peso.

Fuente: OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. Manual del transportador. 2019.

Los crudos extrapesados, mencionado en el Cuadro 1 como parámetros de calidad permitido, deben ser mezclados obligatoriamente con un diluyente antes de ser entregado al Oleoducto aguas abajo, al igual, del cumplimiento comercial

que tiene cada propietario con sus clientes, para venta de estos a nivel nacional e internacional.

Cuadro 2. Especificaciones mínimas de calidad crudo Castilla.

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	METODO DE ENSAYO
Agua y sedimento	Máximo 0,8% en volumen	Agua – Karl Fischer ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 18 grados API pero inferior a 21.1 grados API.	ASTM – D 1298
Viscosidad a Temperatura de referencia	Máximo 300 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTMD3230
Punto de Fluidez	≤ 6°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Máximo o igual a 2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez Total)	Menor o igual a 0.8 mgKOH/g	ASTM 664

Fuente: OLEODUCTO CENTRAL S.A. Manual del transportador. 2011.

Cuadro 3. Especificaciones mínimas de calidad crudo Mezcla

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	METODO DE ENSAYO
Agua y sedimento	Máximo 0,5% en volumen	Agua – Karl Fischer ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 21.1 grados API	ASTM – D 1298
Viscosidad a Temperatura de referencia	Máximo 200 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTMD3230
Punto de Fluidez	≤ 6°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Máximo o igual a 1.2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia

TAN (Número de Acidez Total)	Menor o igual a 0.5 mgKOH/g	ASTM 664
------------------------------	-----------------------------	----------

Fuente: OLEODUCTO CENTRAL S.A. Manual del transportador. 2011.

En los Cuadros 2 y 3, se contemplan las especificaciones de calidades requeridas para exportación en el terminal Marítimo de Coveñas, Sucre; conocidos como Castilla Blend y Vasconia Blend respectivamente, Cuadro 5. Los crudos pesados transportados en el Oleoducto de los Llanos Orientales deben mezclarse con diluyentes (Naftas y crudos livianos) el Cuadro 4, indicada las especificaciones de calidades de estos diluyentes, para poder obtener estas mezclas objetivos que les permitan mejor la calidad de sus crudos, y poder ser transportadas hacia puertos, según el manual del transportador del Oleoducto que los direcciona a puerto de exportación, y a la vez, cumplir con sus negociaciones internacionales.

Para tener en cuenta, el transportador se reserva la facultad de aceptar recibos de petróleo con un nivel de Presión de Vapor REID entre 9 y 13.6 lb/pulgada cuadrada (RVP), por solicitud del Remitente o Tercero, si una vez evaluada la situación, el Oleoducto a transportar considera que dicho recibo no genera ningún tipo de riesgo a la operación ni a las instalaciones y siempre y cuando: el propietario del crudo o cliente cumpla la totalidad de las condiciones establecidas contractualmente, y entregue en el plazo requerido por ésta, el diluyente que permita corregir la calidad para asegurar antes del bombeo y el transporte, una mezcla de crudo-diluyente con máximo 9 RVP. Adicionalmente el transportador podrá suspender la medida en cualquier momento o en caso de incumplimiento por parte del propietario del crudo las condiciones y requisitos informados contractualmente.

Cuadro 4. Especificaciones mínimas de calidad para Diluyentes.

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	METODO DE ENSAYO
Agua y sedimento	Máximo 0,5% en volumen	Agua – Karl Fischer ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Mínimo 21.1/ Máximo 85.0	ASTM – D 1298

Viscosidad a Temperatura de referencia	Máximo 200 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 12.0 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 100 °F	

Fuente: OLEODUCTO CENTRAL S.A. Manual del transportador. 2011.

Por otro lado, existe el compromiso contractual de cumplir con los parámetros de calidades de los crudos que se entregan a las refinerías de nuestro país. Es indispensable el cumplimiento de estas calidades, por las dietas de crudos establecidas para los procesos de refinación en la Refinería de Barrancabermeja y Refinería de Cartagena, que se encuentran estipulados en el manual del transportador de CENIT, Cuadro 5. Lo que este a su vez asegura que los productos o crudos transportados cumpla con las especificaciones mínimas de calidad.

Cuadro 5. Especificaciones de calidad para entrega de crudos a Refinerías de Colombia.

PARAMETRO	Norma ASTM	Unidad	Tipo de Crudo					
			Castilla Blend	Vasconia Blend	Magdalena Blend	Caño Limon	South Blend	Cusiana Blend
API	D-1298	°API min 60°F °API max 60°F	18.0 21.0	21.0 26.0	18.0 20.0	29.0 31.0	28.0 30.0	39.0 43.0
%BSW	D-4377/ D-473	%Vol	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
SAL	D-3230	PTB	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
VISCOSIDAD	D-445	Máximo en cSt 30°C	300	50	300	30	45	10
ACIDEZ	D-664	Máximo en mg KOH/g	0.8	0.8	3.0	0.8	0.8	0.8
TEMPERATURA DE RECIBO		Máximo en °F	No exceder 120°F					
PRESIÓN DE VAPOR	D-323	Reid Vapour Pressure	No exceder 11 lb / Pug2					
PUNTO DE FLUIDEZ	D-5853	No mayor en °C	No mayor a 12°C					

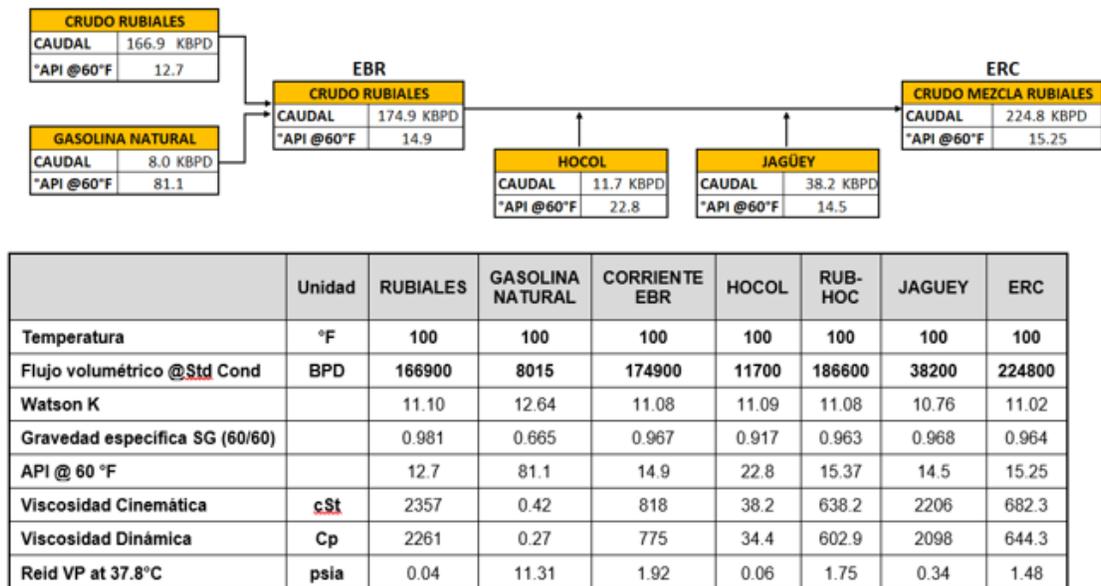
Fuente: CENIT. Anexo TC-1, Manual del Transportador 2014.

3. INYECCIÓN DE GLP EN CRUDOS PESADOS.

3.1. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.

Para la determinación del % de GLP en crudos pesados, se realizaron tomas de muestras en cada punto del Oleoducto, ilustrado en la figura 2. Posteriormente se realizaron caracterizaciones de estos crudos pesados, obteniendo datos de gravedad Api, viscosidad, RVP, entre otros análisis, realizados en el laboratorio del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Con estas muestras de crudos y análisis realizados, se determinó la mezcla de crudo pesado a la cual se le inyectará el GLP en el laboratorio, y determinar el % óptimo de GLP para inyectar en la mezcla de este crudo pesado.

Figura 2. Caracterización de crudo Rubiales, Hocol, Jagüey, Cusiana y Gasolina Natural.



Fuente: Wood. Power Point, slide 18. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución de crudo Rubiales con GLP en el Cpf Cusiana.

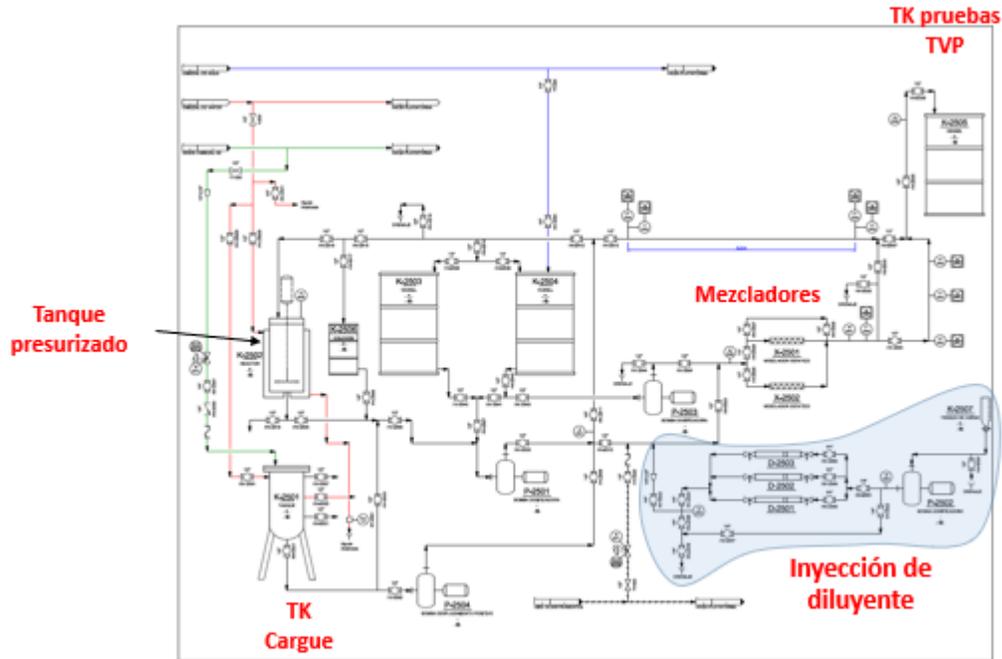
Con los datos obtenidos de la mezcla, se realizaron corridas en Planta Piloto del (ICP) figura 4, adicionando GLP a la corriente de crudo pesado variando los % de inyección de GLP; basado en el diseño experimental figura 3, obteniendo el % de inyección de GLP. Este % se obtuvo realizando análisis de las condiciones de estabilidad de la mezcla, por medio del Índice de Estabilidad Coloidal (IEC), realizado experimentalmente en laboratorio del ICP, esta prueba mide la tendencia de la mezcla a precipitar asfáltenos. Y basándose en las condiciones de temperatura y presión, se determinó la estabilidad de la mezcla, buscando como objetivo que el crudo diluido se mantenga en fase líquida en los tanques de almacenamiento y oleoducto transportador. El resultado también fue determinando, por la validación de las precipitaciones de asfáltenos en la mezcla, y en los % de inyección de GLP analizados, no se presentó precipitación de asfáltenos. Adicionalmente, este resultado obtenido fue acompañado de una simulación en el simulador Hysys v.10, donde se empleó como alimentación al sistema la mezcla en el punto ERC figura 2, obtenida por simulación compuesta por crudo Rubiales prediluido con nafta, crudo Hocol y el crudo inyectado en Estación Jaguey.

Figura 3. Diseño experimental para las pruebas.



Fuente: ICP&ODL. Informe de Herramienta Unidades de dilución V.9.2020

Figura 4. Unidad de banco de pruebas para crudos pesados (ICP).



Fuente: Diagrama de la U-2500. Instituto Colombiano de Petróleo (ICP).

La proporción de la nafta utilizada como diluyente en la EBR se calculó a través del simulador (Hysys v.10), y ajustada para obtener como condición de transporte por el oleoducto, un crudo en la corriente de 14.9 °API.

La caracterización de las corrientes de predilución que determinan el crudo pesado a codiluir en el punto final son: crudo Mezcla de 21.1 °API (máx 200 cSt @30°C), y crudo Castilla de 16.5 °API (máx 600 cSt @30°C), se realizó a través del software de simulación Aspen Hysys v.10. por la compañía Wood.

3.2. ANÁLISIS DEL % GLP EN LA MEZCLA CON CRUDO PESADO.

La inyección de GLP como diluyente para el sistema de codilución corresponde al 1.13% en volumen en base crudo en la corriente de entrada a la codilución determinado por el (ICP), según Cuadro 6.

Cuadro 6. Resultados de la inyección del % de GLP en el crudo pesado.

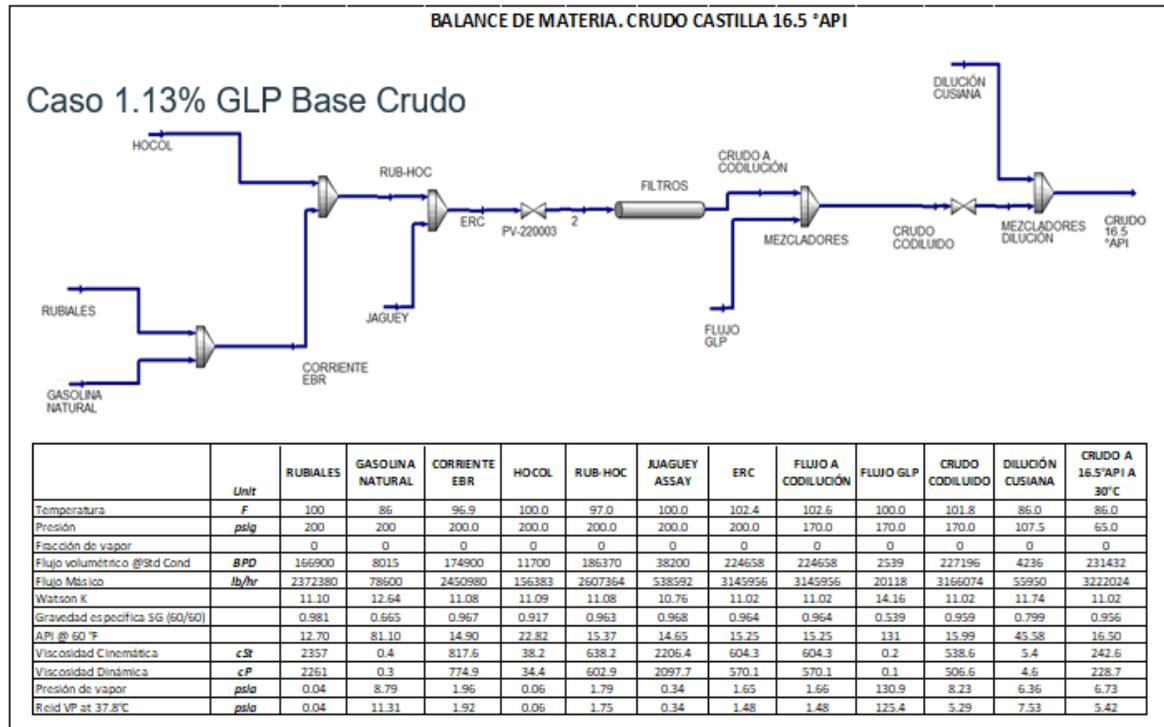
CODILUYENTE		DILUYENTE	PRESIÓN				VISCOSIDAD
CORRIENTE DE GLP		CRUDO CUSIANA	RVP	Pvap	RVP	RVP max.	μ
%	BARREL/DAY	BARREL/DAY	psia	psia	psia	psia	cSt
0	0	76080	4.641	4.544	8	9	167.4
0.2	448	75450	5.064	5.157	8	9	166.1
0.4	896	74810	5.487	5.769	8	9	164.9
0.6	1344	74140	5.911	6.379	8	9	163.8
0.8	1792	73480	6.335	6.987	8	9	162.7
1	2240	72830	6.76	7.594	8	9	161.6
1.13	2531.2	72400	7.037	7.988	8	9	160.9
1.2	2688	72170	7.186	8.2	8	9	160.5
1.4	3136	71510	7.612	8.804	8	9	159.4
1.6	3584	70840	8.0038	9.407	8	9	158.3
1.8	4032	70170	8.466	10.01	8	9	157.3
2	4480	69510	8.894	10.61	8	9	156.2

Fuente: Wood. Pag.23. Ingeniería conceptual Sistema de Codilución con GLP en la Estación Cusiana a implementarse en la red de crudo Mezcla Rubiales/ ERC.

Los datos obtenidos en el Cuadro 6, muestran que entre más GLP se inyecte menor será la cantidad de diluyente a utilizar en la mezcla objetivo. Nos obstante, la determinación del % de GLP óptimo para el proceso de codilución se determinó en 1.13%, a pesar de que la presión de vapor en la inyección del 1.2% y 1.4% de GLP, se encuentra por debajo de los 9 psia, que es un parámetro determinante en el sistema de transporte y almacenamiento en tanques atmosféricos ubicados aguas abajo del sistema de dilución; según el límite permitido en los parámetros de calidad de Ocenso Cuadro 2 y 3, se consideró luego de un análisis riesgo entre los especialistas del proyecto y el ICP, que por seguridad e integridad de los

equipos, se debe dejar un margen de presión aproximado de -2 psia de inyección de %GLP en la mezcla. En relación con las calidades obtenidas de crudo castilla figura 5 y del crudo mezcla figura 6, con la inyección del 1.13% de GLP, cumplen con los parámetros de calidades para transporte y comercialización.

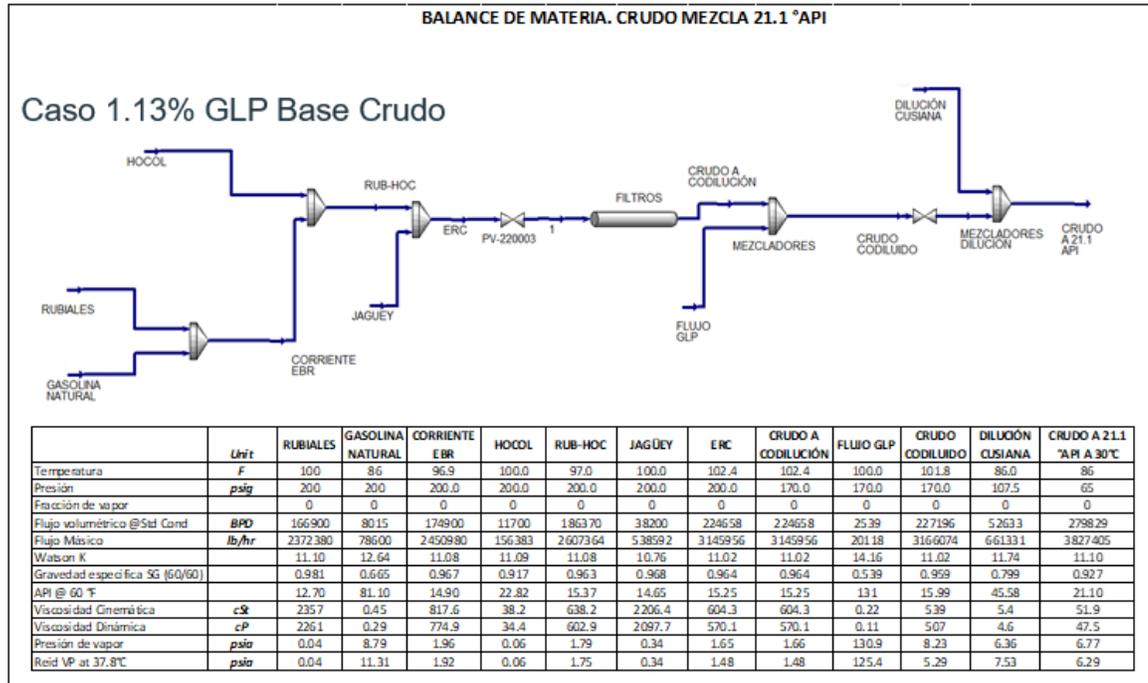
Figura 5. Simulación Base Crudo para crudo Castilla.



Fuente: Wood. (ODL-GG-ERC-000-IB-PRO-PF-301_2-3_D1). Diagrama de flujo de proceso (PFD), Sistema de Mezclas 16.5°API.

Se observa en la figura 5 y figura 6, que la calidad de crudo pesado pasa de 15.25 °API y 604.3 cSt de Viscosidad a 15.99 °API y 538.6 cSt de Viscosidad, con la inyección del 1.13% de GLP. Se evidencia un aumento de grados °API en 0.74 °API y en Viscosidad disminuye 65,7 cSt.

Figura 6. Simulación Base Crudo para crudo Mezclas.

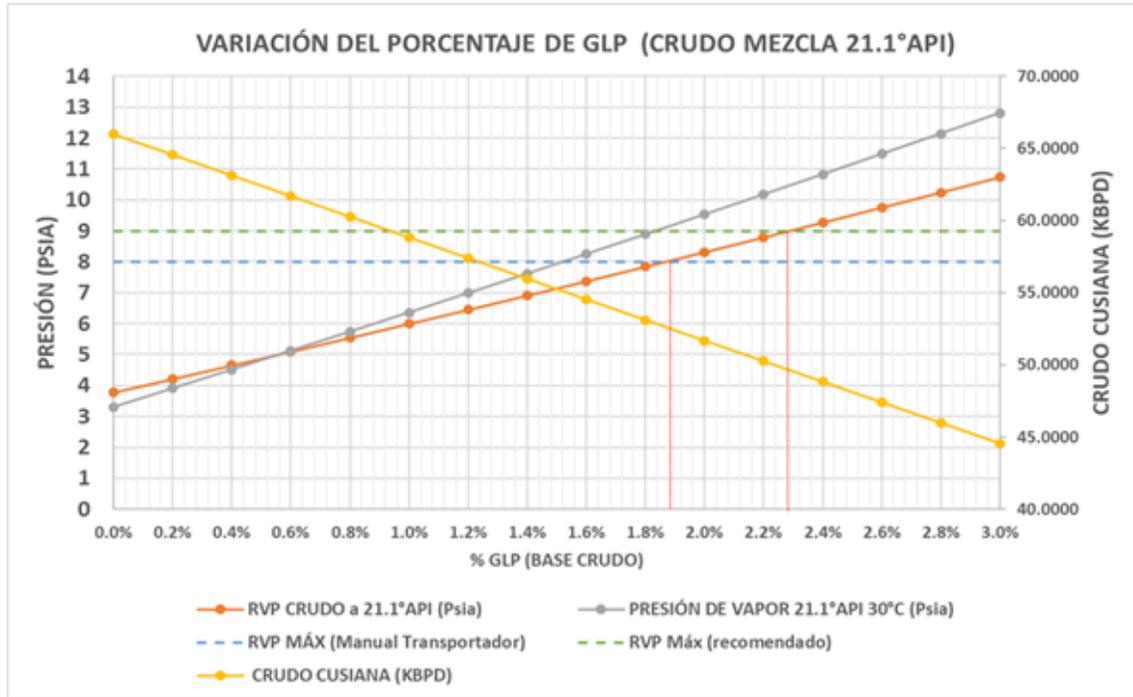


Fuente: Wood. (ODL-GG-ERC-000-IB-PRO-PF-301_3-3_D1). Diagrama de flujo de proceso (PFD), Sistema de Mezclas 21.1°API

3.2.1. Efecto de la inyección de GLP. Con un volumen de crudo pesado de 247.500 BPD entregado para inyectar GLP, se realizó un análisis del comportamiento de la mezcla; como resultado para mantener el RVP en la corriente de crudo Mezcla en 8 psia. Se obtuvo un resultado recomendado de una Inyección de GLP máxima de 1.88% (RVP máx. 8 psia) y 2,3 % de GLP (RVP máx. 9 psia), figura 7.

El ahorro de diluyente (crudo Cusiana) con una inyección de 1.13% de GLP es de cerca del 12.3% según cálculos de laboratorio e ingeniería.

Figura 7. % de GLP Vs crudo diluyente Cusiana para preparar mezclas.

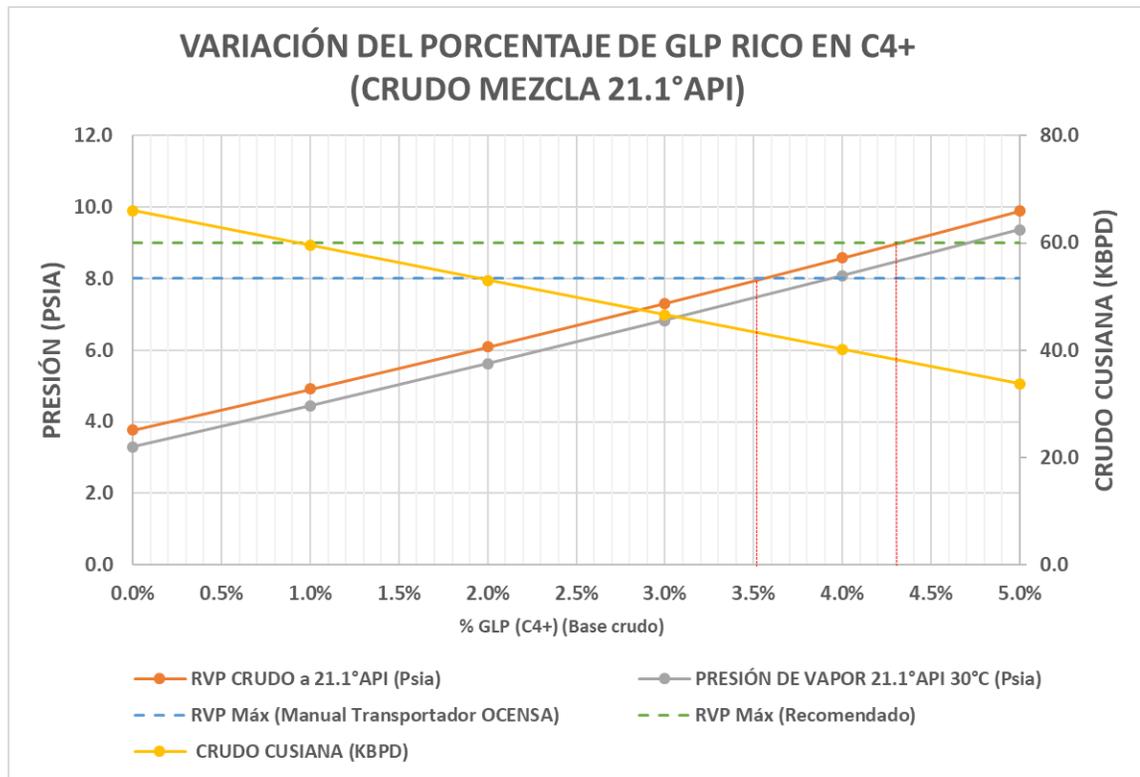


Fuente: Wood. Power Point, slide 18. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución de crudo Rubiales con GLP en el Cp Cusiana.

3.2.2. Efecto del GLP y el ahorro de diluyente. Se evalúa el efecto de inyectar una corriente de GLP (rica en C4) con la siguiente composición: i-butano: 44%; n-butano: 56%, datos simulados en Hysys v.10. Se obtiene un resultado de una Inyección de GLP máxima de 3.5% (RVP máx. 8 psia) y 4.3 % (RVP máx. 9 psia), figura 8. El ahorro de diluyente (crudo Cusiana) con una inyección de 2% de GLP (RVP de 6 psia) es de cerca del 19.54%.

El ahorro de diluyente (crudo Cusiana) con una inyección de 3.5% de GLP (RVP de 8 psia) es de cerca del 34.3%. No obstante, se debe revisar aguas abajo del sistema el aumento del RVP, si a futuro se decide utilizar estos % de inyección de GLP.

Figura 8. % de GLP rico en C4+ Vs crudo diluyente Cusiana para preparar mezclas.



Fuente: Wood. Power Point, slide 19. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución de crudo Rubiales con GLP en el Cpf Cusiana.

3.2.3. Condiciones de la entrada del GLP para la Codilución. En el análisis de las pruebas se obtuvieron unos resultados de la corriente de GLP en Hysys v.10, el modelo termodinámico utilizado fue el de Peng Robinson Ec (1), para las simulaciones de mezclado de crudo base y de la mezcla, a las condiciones de entrada a una temperatura de 100°F:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad \text{Ec (1).}$$

R = Constante de los gases (8,31451 J/(K·mol))

$$a = \frac{0,45723553R^2T_c^2}{P_c} \quad \text{Ec (2).}$$

$$b = \frac{0,07779607RT_c}{P_c} \quad \text{Ec (3).}$$

$$\alpha = \left(1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2) \left(1 - T_r^{0,5}\right)\right)^2 \quad \text{Ec (4).}$$

Donde ω es el factor acéntrico del compuesto.

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad \text{Ec (5).}$$

Cuadro 7. Calidad del GLP utilizado. Norma ASTM D-2163.

Peso molecular ⁶	50.4
Densidad	31.87 lb/ft ³
°API @60°F	128.7
Viscosidad a 100°F	0.114 cP
Viscosidad cinemática a 100°F	0.223 cSt
Reid VP A 37,8 °C	125.4 psia
True VP A 37,8 °C	131.7 psia

Fuente: Wood. Power Point, Slide 24. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución de crudo Rubiales con GLP en el Cpf Cusiana.

4. COSTOS DE INVERSIÓN EN CONSUMO DE DILUYENTES.

Colombia tiene una riqueza de crudos pesados, lo que lleva a los propietarios de estos crudos a invertir en diluyentes como Nafta y crudos livianos, para buscar mejorar la calidad de sus crudos a través del proceso de dilución. El mejoramiento de esta calidad es indispensable para transportar y también para poder comercializar estos crudos, ya sea, para exportación o refinación. De esta manera, le genera a los propietarios de crudos, y a los transportadores, la necesidad de encontrar otras estrategias para reducir costos en este proceso de dilución.

4.1. CONSUMO DE DILUYENTES PARA DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

Los volúmenes y calidades reportados en los Cuadros 9, 10, y 11; son datos reales del año 2019, reportados en los balances volumétricos oficiales de cada propietario. El costo del diluyente, varia en base al precio del mercado del petróleo Brent, adicional a los costos de tarifas de transporte y descargue, hasta la estación donde se realiza la dilución.

A continuación, se indican los costos mensuales de los diluyentes (Nafta+crudo liviano); suministrado por los propietarios, según sus acuerdos confidenciales de compras:

- **\$ costo del diluyente para el Cliente A= (\$ Brent +\$7,50 USD) /BI.**
- **\$ costo del diluyente para el Cliente B= (\$ Brent + \$8,00 USD) /BI.**
- **\$ costo del diluyente para el Cliente C= (\$ Brent + \$7,50 USD) /BI.**

Estos precios serán multiplicados por los volúmenes (BIs) de los diluyentes utilizados mensualmente en el año 2019; para determinar los costos de las

inversiones que realizó cada propietario en diluir sus crudos pesados; utilizando nafta o crudos livianos como diluyentes.

Para la realización de los cálculos se utilizó el precio del petróleo Brent a cierre del año 2019, 30 de diciembre 2019, **Petróleo Brent= \$66,90 USD/BI**⁶.

Cuadro 8. Precio GLP y diluyentes para el año 2019.

\$ USD AÑO 2019			
PRODUCTO	CLIENTE A	CLIENTE B	CLIENTE C
GLP	\$ 54.4	\$ 54.4	\$ 54.4
DILUYENTE	\$ 74.4	\$ 74.9	\$ 74.4

Fuente: “Elaboración propia”. Datos suministrados por propietarios de crudos.

Cuadro 9. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente A.

CLIENTE A							
2019	Crudo pesado (Bls)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	Diluyente (Bls)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	\$USD Diluyente
ENERO	915945	14.9	1309	235023	55.4	1.155	\$ 17,485,711
FEBRERO	790079	15.0	1300	214979	52.6	1.594	\$ 15,994,438
MARZO	870465	15.0	1300	229069	53.0	1.589	\$ 17,042,734
ABRIL	845093	15.0	1300	201327	56.9	1.108	\$ 14,978,729
MAYO	896197	15.0	1300	190170	62.3	0.878	\$ 14,148,648
JUNIO	860896	15.0	1300	206955	58.9	0.978	\$ 15,397,452
JULIO	890330	15.0	1300	204994	58.5	1.012	\$ 15,251,554
AGOSTO	870463	14.7	1337	197370	61.2	1.009	\$ 14,684,328
SEPTIEMBRE	869230	14.8	1342	187426	64.0	0.836	\$ 13,944,494
OCTUBRE	898582	14.8	1348	188895	65.5	0.807	\$ 14,053,788
NOVIEMBRE	817522	14.9	1329	173577	64.0	0.814	\$ 12,914,129
DICIEMBRE	799272	14.8	1348	190590	60.2	0.902	\$ 14,179,896
TOTAL INVERSIÓN 2019							\$ 180,075,900

Fuente: “Elaboración propia”.

⁶<https://www.preciopetroleo.net/brent-2019>.

Cuadro 10. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente B.

CLIENTE B							
2019	Crudo pesado (Bl)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	Diluyente (Bl)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	\$USD Diluyente
ENERO	5401085	15.5	1335	606992	53.4	1.054	\$ 45,463,701
FEBRERO	4813906	15.5	1350	516182	53.4	1.024	\$ 38,662,032
MARZO	5167368	15.5	1350	521338	53.5	1.007	\$ 39,048,216
ABRIL	4458072	15.5	1350	514104	53.4	1.070	\$ 38,506,390
MAYO	5478266	15.4	1330	580312	53.9	1.032	\$ 43,465,369
JUNIO	5446320	15.4	1339	585811	55.6	1.004	\$ 43,877,244
JULIO	5715310	15.4	1348	660589	56.1	0.979	\$ 49,478,116
AGOSTO	5465204	15.4	1320	593616	56.7	0.961	\$ 44,461,838
SEPTIEMBRE	5449175	15.4	1342	727373	55.6	0.996	\$ 54,480,238
OCTUBRE	5250660	15.4	1348	621727	59.1	0.929	\$ 46,567,352
NOVIEMBRE	4845913	15.5	1348	545232	57.1	0.961	\$ 40,837,877
DICIEMBRE	5218077	15.4	1348	541148	59.7	0.909	\$ 40,531,985
TOTAL INVERSIÓN 2019							\$ 525,380,358

Fuente: "Elaboración propia".

Cuadro 11. Crudo pesado diluido y diluyente utilizado, cliente C.

CLIENTE C							
2019	Crudo pesado (Bl)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	Diluyente (Bl)	API@60°F	Visc@30°C (cSt)	\$USD Diluyente
ENERO	438747	15.5	2577	92358	57.8	0.927	\$ 6,871,435
FEBRERO	425100	15.3	3182	112040	49.5	1.357	\$ 8,335,776
MARZO	0	0	0	0	0	0	\$ -
ABRIL	229580	16.4	1318	39651	80.6	0.502	\$ 2,950,034
MAYO	246175	16.4	1174	44777	81.0	0.460	\$ 3,331,409
JUNIO	381964	16.3	1310	71948	81.0	0.469	\$ 5,352,931
JULIO	267278	16.2	959.0	49643	81.2	0.455	\$ 3,693,439
AGOSTO	201389	16.2	974.4	38217	79.6	0.492	\$ 2,843,345
SEPTIEMBRE	190738	16.2	964.8	36647	79.6	0.474	\$ 2,726,537
OCTUBRE	68818	16.2	998.0	14234	57.5	0.921	\$ 1,059,010
NOVIEMBRE	98004	16.2	998.0	23097	80.3	0.443	\$ 1,718,417
DICIEMBRE	57202	16.1	998.0	13629	80.3	0.443	\$ 1,013,998
TOTAL INVERSIÓN 2019							\$ 39,896,330

Fuente: "Elaboración propia".

El volumen de diluyente reportado es obtenido de la herramienta de dilución figura 9, elaborada por el ICP y ODL, que permite determinar el % de diluyente a

consumir en la mezcla total, ingresando los datos de calidad de crudo pesado, y calidad del diluyente a utilizar.

4.1.1. Modelo de Unidades de Dilución. Las unidades de dilución, es una herramienta que se elaboró en conjunto con el ICP, bajo unos datos experimentales en laboratorio de muestras tomadas de los crudos pesados a diluir, y se complementó con datos de campo, que buscan recrear escenarios de las mezclas (crudo pesado+diluyente), incluyendo el encogimiento de las moléculas, y perdidas por evaporación, figura 9.

Figura 9. Unidades de dilución para determinar % de diluyente en la mezcla V.8.

  MODELO DE UNIDADES DE DILUCIÓN - VERSIÓN 8.0 - Oleoducto de los Llanos Orientales 					
Producto	% Volumen	API	Viscosidad cSt @ 30C	UD por API, BLS	UD por V30, BLS
Crudo Pesado	82.3%	14.8	1342	4.65136	4.65136
Nafta Diluyente	100.0%	64.0	0.8360		
Crudo Diluyente	0.0%	0.0			
Pool Diluyente	17.69%	64.00		1	1
Crudo Diluido	100.0%	21.10		5.65136	5.65136
Objetivo		API	V30	Dato Calculado	
Valor		21.1	100	Dato de Usuario	

Fuente: ICP-ODL. Herramienta Unidades de dilución V.8.2013.

Actualmente, la versión V.8 del modelo de Unidades de dilución, se encuentra en proceso de sintonización para actualizar crudos nuevos, para lo cual se estará emitiendo para finales del 2020, una versión actualizada del modelo llamada V.9.

Figura 10. Unidades de dilución para determinar % de diluyente en la mezcla V.9.

	Volumen:	% Base Mezcla	API:	Viscosidad a 30°C	
Crudo pesado:	100	97,79	13.8	2781	Blending...
Diluyente:	2,26	2,21	79.2	0.46	Blending...
Crudo Diluido:	0,0	100,00	14.8	1461,4	

Fuente: ICP&ODL. Herramienta Unidades de dilución V.9.2020

Figura 11. Unidades de Dilución Sección Acerca De.

Modelo de Unidades de Dilución. Versión 9.0. © 2020.
Instituto Colombiano del Petroleo. ICP. Ecopetrol.
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.
Todos los derechos reservados.

Raul Gabriel Ramos: Raulg.Ramos@ecopetrol.com.co
Jaime Luis Vitola Ramirez: Jaime.vitola@odl.com.co

Advertencia: este programa esta protegido por las leyes y derechos de autor. La reproducción o distribución no autorizados de este programa o de cualquier parte puede dar lugar a responsabilidades civiles.

Fuente: ICP-ODL. Herramienta Unidades de dilución V.9.2020 Sección Acerca De.

5. COSTO BENEFICIO DE INYECCIÓN DE GLP EN CRUDOS PESADOS.

Los diluyentes utilizados en los procesos de dilución normalmente son naftas importadas y/o crudos livianos, estos al mezclarse con los crudos pesados, aumentan el API y disminuyen la viscosidad. Sin embargo, las naftas tienen un precio comercial que no es muy rentable para los propietarios, y los crudos livianos que ayudan en este proceso son cada día más escasos; como es el caso del crudo Cusiana y Cupiagua, en el sector de los Llanos Orientales de nuestro país.

5.1. COSTO COMERCIAL DE DILUYENTES Y GLP.

Todos los propietarios de crudos pesados mensualmente deben incluir en sus costos operativos el valor de los diluyentes. Sin embargo, la alternativa de hacer una codilución previa con GLP, antes de la dilución final ayudaría a disminuir el uso de naftas o diluyentes en estos procesos, y el costo del GLP que reemplaza a los diluyentes, tiene un costo comercial más económico como se observa en el Cuadro 11.

Cuadro 12. Costos de diluyentes y GLP en el mercado actual septiembre 2020.

PRODUCTO	
PRODUCTO	\$USD/BI
GLP	\$ 30.0
NAFTAS	\$ 48.4
CRUDOS LIVIANOS	\$ 41.9
\$ Petróleo Brent: 40.9 USD	

Fuente: “Elaboración propia”.

Los precios actuales del GLP y diluyentes tienen este costo por la variación, y afectación que ha tenido el mercado del petróleo por la pandemia de Covid-19 a nivel mundial en el presente año. Por tal razón, los cálculos se realizarán para el año 2019.

5.2. AHORRO DE DILUYENTE Y BENEFICIO ECONÓMICO.

Al realizar los cálculos de los volúmenes de consumo de diluyente con inyección de GLP y sin inyección de GLP, se refleja el impacto económico de la codilución de crudos pesados para la preparación de las mezclas objetivo para exportación y/o refinación. Se tomaron los volúmenes y calidades oficiales transportadas de cada propietario, y se estimó el volumen de GLP que se debe inyectar, bajo el dato obtenido en laboratorio y simulación Hysys, por el ICP y la compañía Wood de 1.13% de GLP en el crudo pesado. Adicionalmente, el precio de los diluyentes se basó en el valor del **petróleo Brent \$USD 66,9** del año 2019, aplicando los ajustes correspondientes de los costos de diluyente para cada propietario, Cuadro 8.

Cuadro 13. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente A.

CLIENTE A-AHORRO DE DILUYENTE CON LA INYECCIÓN DE GLP PARA PREPARAR CRUDO MEZCLA										
2019	\$ USD Sin GLP	\$ USD Con GLP	API@60°F Crudo	GLP 1.13% (Bls)	API@60°F Codiluido	API@60°F Mezcla	Ahorro de Diluyente (Bls)	\$USD Ahorro mes	% Ahorro mes	
ENERO	\$ 17,485,711	\$ 16,647,287	14.9	10350	15.6	21.1	-18837	\$ 838,424	5%	
FEBRERO	\$ 15,994,438	\$ 15,052,747	15.0	8928	15.7	21.1	-19185	\$ 941,691	6%	
MARZO	\$ 17,042,734	\$ 16,214,327	15.0	9836	15.7	21.1	-18327	\$ 828,407	5%	
ABRIL	\$ 14,978,729	\$ 13,749,613	15.0	9550	15.7	21.1	-23503	\$ 1,229,116	8%	
MAYO	\$ 14,204,225	\$ 13,437,403	15.0	10127	15.7	21.1	-17711	\$ 766,822	5%	
JUNIO	\$ 15,397,452	\$ 14,563,616	15.0	9728	15.7	21.1	-18321	\$ 833,836	5%	
JULIO	\$ 15,251,554	\$ 14,402,858	15.0	10061	15.7	21.1	-18763	\$ 848,696	6%	
AGOSTO	\$ 14,684,328	\$ 13,989,243	14.7	9836	15.4	21.1	-16535	\$ 695,085	5%	
SEPTIEMBRE	\$ 13,944,494	\$ 12,852,394	14.8	9822	15.5	21.1	-21861	\$ 1,092,100	8%	
OCTUBRE	\$ 14,053,788	\$ 12,967,192	14.8	10154	15.5	21.1	-22029	\$ 1,086,596	8%	
NOVIEMBRE	\$ 12,914,129	\$ 11,887,433	14.9	9238	15.6	21.1	-20554	\$ 1,026,696	8%	
DICIEMBRE	\$ 14,179,896	\$ 13,016,450	14.8	9032	15.5	21.1	-22242	\$ 1,163,446	8%	
	\$ 180,131,478	\$ 168,780,563	TOTAL AHORRO USD AÑO 2019					-237868	\$ 11,350,915	6%

Fuente: “Elaboración propia”.

Cuadro 14. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente B.

CLIENTE B-AHORRO DE DILUYENTE CON LA INYECCIÓN DE GLP PARA PREPARAR CRUDO CASTILLA										
2019	\$ USD Sin GLP	\$ USD Con GLP	API@60°F Crudo	GLP 1.13% (Bls)	API@60°F Codiluido	API @60°F Castilla	Ahorro de Diluyente (Bls)	\$USD Ahorro mes	% Ahorro mes	
ENERO	\$ 8,360,951	\$ 7,675,235	15.5	38948	16.2	16.4	-37443	\$ 685,717	8%	
FEBRERO	\$ 7,922,551	\$ 5,044,058	15.5	36075	16.2	16.4	-64633	\$ 2,878,493	36%	
MARZO	\$ 9,556,301	\$ 5,064,643	15.5	40150	16.2	16.4	-89130	\$ 4,491,659	47%	
ABRIL	\$ 8,664,706	\$ 4,235,301	15.5	42678	16.2	16.4	-90135	\$ 4,429,406	51%	
MAYO	\$ 9,888,761	\$ 6,053,558	15.4	41526	16.1	16.4	-81365	\$ 3,835,203	39%	
JUNIO	\$ 11,356,684	\$ 7,110,145	15.4	40733	16.1	16.6	-86280	\$ 4,246,539	37%	
JULIO	\$ 10,231,425	\$ 5,889,724	15.4	40298	16.1	16.5	-87235	\$ 4,341,701	42%	
AGOSTO	\$ 12,028,685	\$ 7,712,881	15.4	40359	16.1	16.7	-86933	\$ 4,315,804	36%	
SEPTIEMBRE	\$ 10,797,951	\$ 7,160,710	15.4	33000	16.1	16.8	-72529	\$ 3,637,240	34%	
OCTUBRE	\$ 7,591,493	\$ 4,153,568	15.4	34745	16.1	16.4	-71136	\$ 3,437,925	45%	
NOVIEMBRE	\$ 5,039,275	\$ 1,773,214	15.5	32596	16.2	16.2	-67280	\$ 3,266,061	65%	
DICIEMBRE	\$ 8,806,089	\$ 5,191,266	15.4	36926	16.1	16.5	-75081	\$ 3,614,823	41%	
	\$ 110,244,873	\$ 67,064,302					TOTAL AHORRO USD AÑO 2019	-909180	\$ 43,180,571	39%

Fuente: "Elaboración propia".

En el Cuadro 14, se observa el comportamiento del consumo de diluyente, y el ahorro inyectando GLP al crudo pesado, solamente para la preparación de crudo Castilla, y el Cuadro 15 contempla los datos de diluyentes para la preparación de crudo Mezcla, correspondiente para el mismo cliente B, que comercializa ambos productos.

Cuadro 15. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente B.

CLIENTE B-AHORRO DE DILUYENTE CON LA INYECCIÓN DE GLP PARA PREPARAR CRUDO MEZCLA										
2019	\$ USD Sin GLP	\$ USD Con GLP	API@60°F Crudo	GLP 1.13% (Bls)	API@60°F Codiluido	API @60°F Mezcla	Ahorro de Diluyente (Bls)	USD Ahorro me	% Ahorro mes	
ENERO	\$ 37,894,850	\$ 34,504,366	15.5	22084	16.2	21.6	-61307	\$ 3,390,483	9%	
FEBRERO	\$ 30,416,974	\$ 25,618,672	15.5	18322	16.2	21.1	-77370	\$ 4,798,302	16%	
MARZO	\$ 29,491,896	\$ 26,023,007	15.5	18241	16.2	21.2	-59562	\$ 3,468,889	12%	
ABRIL	\$ 28,295,191	\$ 23,831,704	15.5	15767	16.2	22.0	-71045	\$ 4,463,487	16%	
MAYO	\$ 33,959,476	\$ 30,272,440	15.4	20774	16.1	21.3	-64314	\$ 3,687,036	11%	
JUNIO	\$ 32,037,518	\$ 29,126,014	15.4	20822	16.1	21.2	-53995	\$ 2,911,505	9%	
JULIO	\$ 39,249,975	\$ 35,847,836	15.4	24285	16.1	21.5	-63060	\$ 3,402,139	9%	
AGOSTO	\$ 32,610,791	\$ 29,716,388	15.4	21242	16.1	21.3	-54071	\$ 2,894,403	9%	
SEPTIEMBRE	\$ 43,682,269	\$ 39,976,843	15.4	28576	16.1	21.3	-70226	\$ 3,705,427	8%	
OCTUBRE	\$ 38,975,858	\$ 35,210,812	15.4	24587	16.1	21.3	-68125	\$ 3,765,046	10%	
NOVIEMBRE	\$ 35,798,566	\$ 28,372,690	15.5	22163	16.2	21.2	-115241	\$ 7,425,876	21%	
DICIEMBRE	\$ 34,182,670	\$ 31,203,706	15.4	22039	16.1	21.4	-55779	\$ 2,978,963	9%	
	\$ 416,596,034	\$ 369,704,477					TOTAL AHORRO USD AÑO 2019	-814096	\$ 46,891,557	11%

Fuente: "Elaboración propia".

Cuadro 16. Ahorro de diluyente y costo de inversión año 2019 Cliente C.

CLIENTE C-AHORRO DE DILUYENTE CON LA INYECCIÓN DE GLP									
2019	\$ USD Sin GLP	\$ USD Con GLP	API@60°F Crudo	GLP 1.13% (Blis)	API@60°F Codiluido	API @60°F Mezcla	Ahorro de Diluyente (Blis)	\$USD Ahorro mes	% Ahorro mes
ENERO	\$ 6,871,435	\$ 6,339,018	15.5	4958	16.2	21.1	-10781	\$ 532,417	8%
FEBRERO	\$ 8,335,776	\$ 7,692,621	15.3	4804	16.0	21.1	-12157	\$ 643,155	8%
MARZO	\$ -	\$ -	0.0	0	0.0	0.0	0	\$ -	0%
ABRIL	\$ 2,950,034	\$ 2,845,106	16.4	2594	17.1	22.6	-3307	\$ 104,928	4%
MAYO	\$ 3,331,409	\$ 3,132,436	16.4	2782	17.1	23.0	-4708	\$ 198,973	6%
JUNIO	\$ 5,352,931	\$ 5,060,353	16.3	4316	17.0	23.1	-7088	\$ 292,578	5%
JULIO	\$ 3,693,439	\$ 3,529,720	16.2	3020	16.9	23.0	-4409	\$ 163,719	4%
AGOSTO	\$ 2,843,345	\$ 2,676,456	16.2	2276	16.9	23.0	-3907	\$ 166,889	6%
SEPTIEMBRE	\$ 2,726,537	\$ 2,548,271	16.2	2155	16.9	23.0	-3972	\$ 178,265	7%
OCTUBRE	\$ 1,059,010	\$ 986,460	16.2	778	16.9	23.0	-1544	\$ 72,550	7%
NOVIEMBRE	\$ 1,718,417	\$ 1,568,647	16.2	1107	16.9	23.0	-2823	\$ 149,770	9%
DICIEMBRE	\$ 1,013,998	\$ 901,568	16.1	646	16.8	21.1	-1984	\$ 112,429	11%
	\$ 39,896,330	\$ 37,280,656					-56680	\$ 2,615,674	7%
TOTAL AHORRO USD AÑO 2019									

Fuente: “Elaboración propia”.

Figura 12. Ahorro de clientes inyectando GLP en la dilución para el año 2019.



Fuente: “Elaboración propia”.

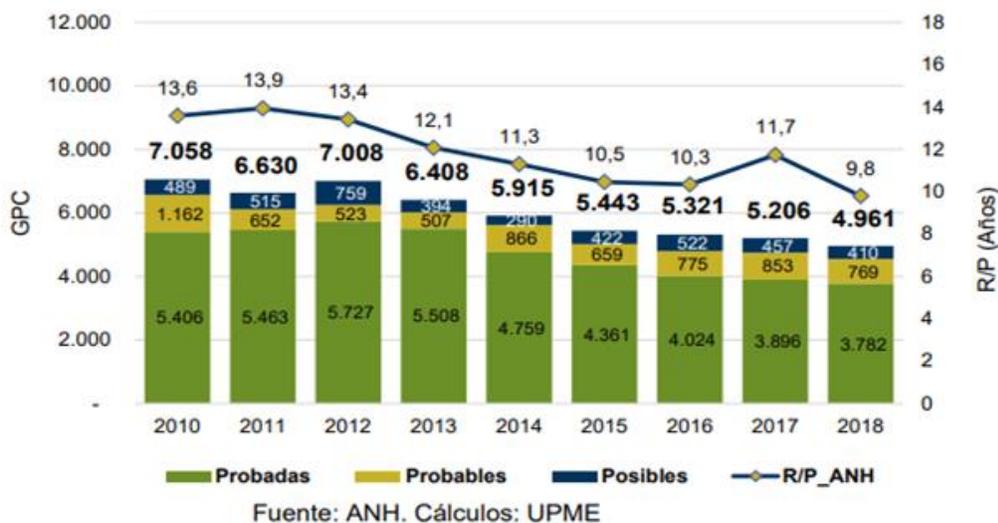
El ahorro del diluyente de cada cliente depende de las calidades y el poder de dilución de los diluyentes utilizados después de la inyección del GLP al 1.13%, para obtener el producto final. Los clientes que usan solo nafta tienen un ahorro de diluyente en cantidades menores, pero los que usan solo crudos livianos que poseen un API más bajo, el ahorro es mayor. Pero la cantidad del diluyente ahorrado varía considerablemente también por la cantidad de crudo a diluir, como

se observa con el cliente B, que diluye en promedio 5 millones de Bls/mes Cuadro 10, el ahorro de diluyente es más alto, a diferencia del cliente C que en promedio diluye 230.000 Bls/mes Cuadro 11, el ahorro de diluyente es menor, por las proporciones de los volúmenes usados. Sin embargo, la cantidad de diluyente ahorrado para cada cliente es considerable tanto en volumen como en costos operativos.

5.3. RESERVAS DE GAS Y CRUDOS LIVIANOS EN EL PAIS.

De acuerdo con la información suministrada por la ANH, a 31 de diciembre de 2018, se contabilizaron 4.9 Terapiés cúbicos (TPC), de los cuales 3.78 TPC corresponden a reservas probadas; 0.77 TPC a reservas probables y 0.41 TPC a reservas posibles. La evolución se detalla en la siguiente gráfica⁷.

Figura 13. Reservas de gas natural en el país.



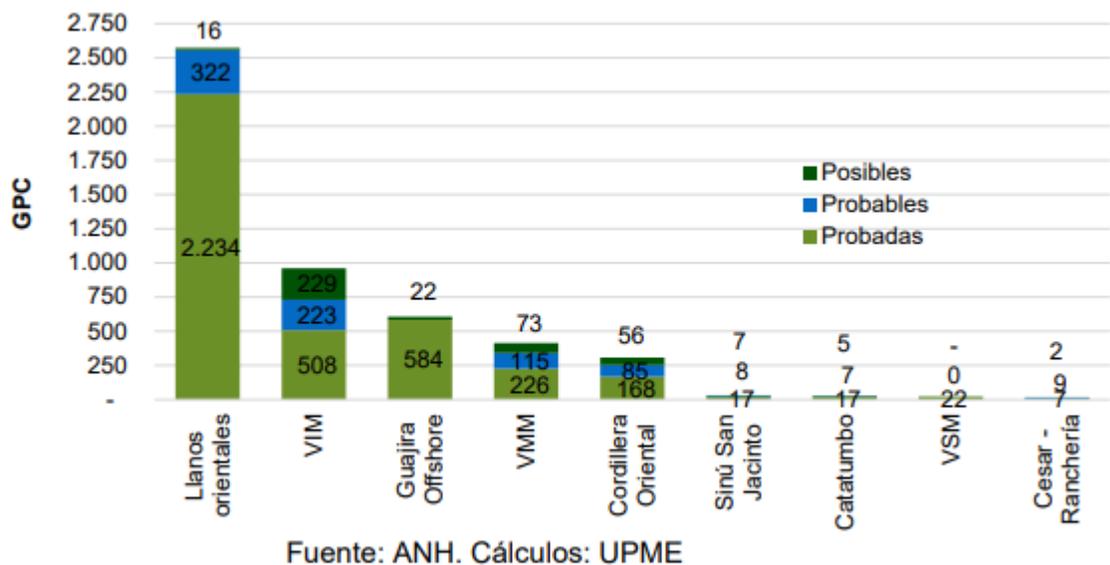
Fuente: UPME. Estudio Técnico para el plan de abastecimiento de Gas Natural. 2020
https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

⁷ UPME. ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL. Bogotá, julio de 2020 p.14.

En cuanto a la variación, las reservas totales disminuyeron un 4.7% con respecto a los valores de 2017, las reservas probadas disminuyeron un 3% y las reservas probables y posibles alrededor del 10% respectivamente. Con estos valores y partiendo de una producción de gas en el año 2018, equivalente a 386 millones de giga pies cúbicos, se calcula una relación reservas / producción de 9.8 años⁸.

En cuanto a la localización de las reservas, es de resaltar la posición de la cuenca de los Llanos Orientales la cual cuenta con el 60% de reservas probadas, las siguientes cuencas con mayor acumulación son La Guajira con un 15.4% y el Valle Inferior del Magdalena con 13.4%⁹.

Figura 14. Reservas de gas natural por cuenca.



Fuente: UPME. Estudio Técnico para el plan de abastecimiento de Gas Natural. 2020
https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

⁸ UPME. Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. Bogotá, julio de 2020 p.15.

⁹ UPME. Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. Bogotá, julio de 2020 p.15.

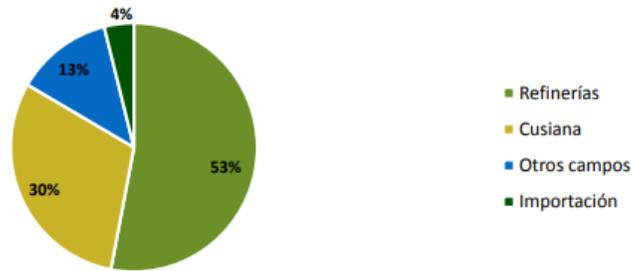
En general, las reservas de hidrocarburos son clasificadas según el nivel de certidumbre respecto a su posibilidad de ser explotables y comercializables, y son categorizadas según la madurez del proyecto. Estas se componen por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones futuras del mercado y de desarrollo de los yacimientos¹⁰.

5.3.1. Producción nacional de GLP. En Colombia el GLP comercializado es una mezcla de Propano y Butano en diferentes proporciones, las cuales dependen de las fuentes de producción de donde provenga el producto, dichas fuentes son la refinación del crudo del petróleo y las plantas de secado ubicadas en campos productores de gas natural. La mayoría de GLP en Colombia se produce gracias a la refinación, es así como en el año 2017 aproximadamente el 53% del GLP se produjo en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja mientras el 43% se produjo a través de plantas de secado ubicadas en diferentes campos, principalmente en el campo Cusiana, donde se produjo alrededor del 31% de la oferta nacional. Las importaciones participaron aproximadamente con el 4% de la oferta en todo el año. Tan solo un poco más del 12% se produjo en fuentes diferentes a las refinerías, Cusiana e importación, estas fuentes son los denominados campos menores: Apiay, La Punta, Dina, y Floreña. Es de importancia señalar que el 90% del GLP ofertado en el año 2017 fue producido por Ecopetrol¹¹.

¹⁰ UPME. Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. Bogotá, julio de 2020 p.16.

¹¹ UPME. Plan indicativo de abastecimiento de gas licuado del petróleo (GLP). Colombia 2018, marzo 2019 p.4.

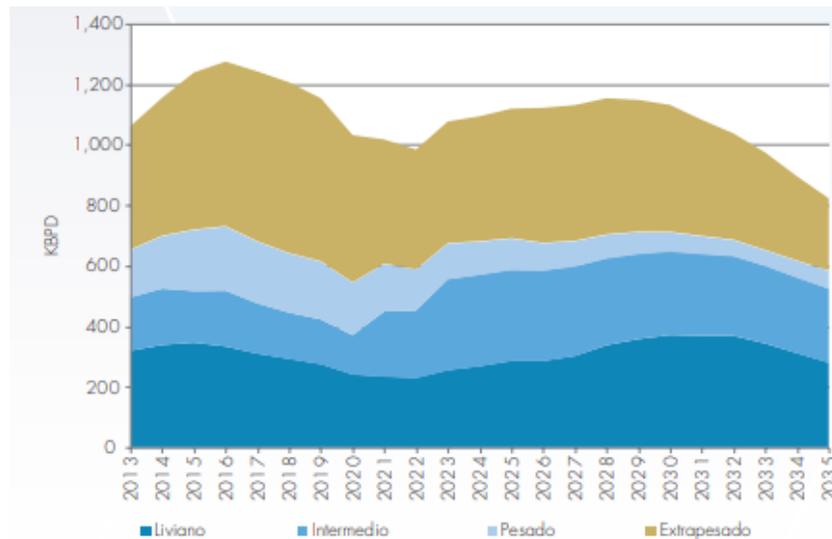
Figura 15. Composición de la producción de GLP año 2017.



Fuente: UPME. Plan indicativo de abastecimiento de gas licuado del petróleo (GLP) https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf

5.3.2. Crudos livianos en el país. La Figura 17 muestra la oferta de crudo en el país de acuerdo con su calidad en el escenario base, donde se observa la disponibilidad del crudo liviano entre los 200-400 KBPD, con una proyección hasta el 2035 como se ilustra en la gráfica.

Figura 16. Disponibilidad por tipo de crudo en Colombia.



Fuente: UPME. Escenarios de oferta y demanda de Hidrocarburos en Colombia. http://www.upme.gov.co/docs/publicaciones/2012/escenarios_oferta_demanda_hidrocarburos.pdf

La cuenca de los Llanos Orientales sigue siendo preponderante por los volúmenes que aporta y luego se encuentra Magdalena Medio, en una magnitud significativamente menor, seguida por las cuencas de Cordillera, Putumayo y Sinú. El mayor atractivo se refleja en el fuerte desarrollo de crudos extrapesados y en el largo plazo, los crudos tanto livianos y medios como los pesados registran un aporte significativo¹².

En términos generales, son tres las dinámicas que determinan los perfiles de producción de crudo y gas en los distintos escenarios y hacen referencia a: i) la habilidad de contrarrestar la declinación de las reservas probadas con nuevos desarrollos, ii) La efectividad en el desarrollo y puesta en producción de los nuevos descubrimientos que resulten de los esfuerzos exploratorios en marcha y iii) Las mejoras en las tasas de éxito y la factibilidad del desarrollo comercial de los recursos no convencionales en una escala representativa y en plazos razonables, de manera que en menos de 10 años participen de manera importante en la matriz energética colombiana¹³.

¹² UPME. Escenarios de oferta y demanda de Hidrocarburos en Colombia. Bogotá, diciembre 2012. p.20.

¹³ UPME. Escenarios de oferta y demanda de Hidrocarburos en Colombia. Bogotá, diciembre 2012. p.20.

6. CONCLUSIONES

El uso de GLP como agente diluyente en el proceso de dilución de crudos es rentable para los propietarios de crudos pesados y extrapesados, por el ahorro económico que este les genera al disminuir la compra de nafta o crudos livianos para diluir estos crudos, y lograr las preparaciones de productos finales para su comercialización o refinación.

El impacto económico es positivo para los que deciden utilizar este método de codilución de crudos pesados antes de la dilución final, logrando una reducción de costos de inversión mensual desde el 4% hasta el 65% dependiendo de las calidades de diluyentes que decidan utilizar en el proceso, y la calidad objetivo que deseen preparar. Por consecuencia, se obtiene un ahorro considerable en los diluyentes hasta 100.000 BIs mensuales en preparaciones de crudo Castilla y crudo Mezcla-Vasconia.

Técnicamente, el % de inyección de GLP estará condicionado al sistema de bombas, tuberías y tanques de la estación donde se realice el proceso de codilución, se debe monitorear el comportamiento de la mezcla después de la dilución final para evitar afectaciones futuras. Para el sistema analizado en los Llanos Orientales, la inyección del 1.13% de GLP en la mezcla con crudo pesado cumple con las condiciones de seguridad y parámetros de calidad, como es el RVP (Presión de Vapor Reid), API, Viscosidad, entre otros, que se estipulan en las especificaciones de calidades para su almacenamiento en tanques y posterior transporte.

Por otro lado, las reservas probadas de gas reflejan una proyección hasta el año 2028, lo que asegura por un buen periodo la existencia de GLP en el país. No dejando de lado, las exploraciones y tecnologías para obtener este recurso. No

obstante, conociendo las reservas de crudos livianos, se podría abrir un nuevo caso de negocio para generar GLP por medio de craqueo reformado, entre otras técnicas petroquímicas, para adicionarlo como diluyente a los crudo pesado.

Aunque las reservas de crudos livianos reflejen una proyección hasta el año 2035, el consumo es más acelerado que el GLP en este proceso de dilución, lo que haría atractivo buscar alternativas de preservación de estos crudos que son de menor existencia en el país en comparación a los crudos extrapesados; siendo la inyección de GLP en crudos pesados un contribuyente a esta causa mencionada.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda antes de seleccionar la inyección de GLP como agente diluyente en crudos pesados, determinar las proporciones de GLP que garanticen un caso de negocio factible, alineado al sistema de transporte y al almacenamiento de estos crudos diluidos, para evitar restricciones que afecten a las expectativas planteadas.

Es importante conocer los precios del mercado de los diluyentes a utilizar, para determinar cuál de estos es más rentable reemplazar por el GLP. Considerando el beneficio económico (\$/BI) obtenido en este trabajo de grado, se recomienda reemplazar la nafta como diluyente, por su mayor valor comercial frente a los crudos livianos.

BIBLIOGRAFÍA

ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ, John Fredy Reina González, Julian David Blanco Sánchez, & Luis Enrique Mantilla Ramírez. (2017).

ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ, John Fredy Reina González, Julian David Blanco Sánchez, & Luis Enrique Mantilla Ramírez. (2017). Transporte De Crudo Pesado Por Oleoducto Usando El Método De Dilución: Un Enfoque Práctico Para Modelar La Caída De Presión Y La Precipitación De Asfáltenos. Revista Fuentes El Reventón Energético, (2), 7.

AVENDAÑO DICELIS, H. J. (2008). Propuesta plan de negocios para el desarrollo del GLP en la. economist, 15.

CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. Manual del Transportador. 2014.

GAVIRIA VEGA, A. M., & Romero Zafra, E. M. (2017). Factibilidad económica del acople de los mecanismos de dilución y calentamiento para mejorar el transporte de crudo pesados en líneas de tuberías.

<http://www.anh.gov.co/>

<https://www.odl.com.co/odl/>

<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

OLEODUCTO CENTRAL S.A. Manual del Transportador. 2011.

OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. Manual del Transportador. 2018.

OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. Manual del Dilución. 2018.

PAEZ BELTRAN, E., & Forero Sanabria, J. E. dir. (2011). Análisis costo beneficio para implementación de unidad recuperadora de vapores en campos productores de crudo pesado con dilución de nafta.

SA, S. D. E., & HERNÁNDEZ, F. A. T. Inyección de solventes para reducir la viscosidad de crudos pesados producidos por la superintendencia de operaciones.

Transporte De Crudo Pesado Por Oleoducto Usando El Método De Dilución: Un Enfoque Práctico Para Modelar La Caída De Presión Y La Precipitación De Asfáltenos.

WOOD, OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. Ingeniería conceptual y básica sistema de codilución de crudo rubiales con Glp en el Cpf Cusiana, Filosofía de Operación.2019.