

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA DE RECIBO DE
BUTANO Y PROPANO DE LOS CAMPOS PROVINCIA - PAYOA EN LA
GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.

BEIBA YAMILE JARAMILLO CASAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2010

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA DE RECIBO DE
BUTANO Y PROPANO DE LOS CAMPOS PROVINCIA - PAYOA EN LA
GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.

BEIBA YAMILE JARAMILLO CASAS

Trabajo de Grado en modalidad de práctica industrial, presentado como requisito
para optar al título de:

Ingeniera Química

Director:

EDWIN MANUEL SUÁREZ TARAZONA

Ingeniero Químico - Medición de Gas

Lector:

CRISOSTOMO BARAJAS FERREIRA

Ingeniero Químico, Msc

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA

2010

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a todos mis docentes, quienes sin esperar nada a cambio me regalaron sus conocimientos y me formaron para ser una excelente profesional. Al profesor Crisóstomo Barajas por apoyarme en la realización de mi proyecto.

A ECOPETROL S.A. por brindarme la oportunidad de formarme como profesional, y por regalarme tantos conocimientos y experiencias de vida en tan corto tiempo, gracias por permitirme estudiar en esta gran escuela.

Al Departamento de Materias Primas y al Departamento de Mantenimiento por su apoyo durante la realización de mis prácticas, su colaboración contribuyó al alcance de mis objetivos.

A la Coordinación de Medición, porque son un grupo muy talentoso, apasionados por su profesión y por la vida, por haberme recibido con tanta calidez y enseñado tantas cosas, por ser mis amigos y mis confidentes.

A Edwin Manuel, por ser mi tutor y acompañarme en cada momento de mi práctica creyendo en mí, por su confianza y por enseñarme lo importante que es la seguridad en mi misma.

A Dios por abrirme un camino lleno de oportunidades, poniéndome pruebas cada día para ser mejor, aprender de mis errores y hacerme más fuerte.

A mi querida mamá por enseñarme a mirar siempre hacia adelante y soñar sin medidas, su fortaleza y empuje han sido mi ejemplo y mi motor para no poner límites en mi vida, su amor de madre es la luz que ilumina mi camino.

A mi papá por apoyarme durante toda mi carrera, enseñándome que debía ser cada día más grande.

A mis hermanos por sus risas y abrazos, siempre han sido la razón de mi lucha.

A toda mi familia, mis amigos y a Julián, por brindarme su apoyo, compañía y amor incondicional.

Beíba Yamile Jaramillo Casas

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
ANTECEDENTES	3
1. CONCEPTOS TEÓRICOS	6
1.1. GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP)	7
1.2. PROPANO	7
1.3. BUTANO	7
1.4. PRESIÓN DE VAPOR	8
1.5. MEDICIÓN DINÁMICA:.....	9
2. METODOLOGÍA	10
2.1. Análisis cualitativo de la línea proveniente de los campos de producción hasta la NEGLP.....	11
2.2. Análisis cuantitativo de las presiones de vapor de los productos blancos provenientes de los campos de producción.....	11
2.3. Realización de pruebas de medición de Propano y Butano provenientes de los campos de producción Provincia y Payoa	12
2.4. Planteamiento de un nuevo programa de bombeo de productos blancos y aseguramiento del mismo.....	13
2.5. Cambio de condiciones operacionales en la NEGLP	15
2.6. Ejecución de las corridas de calibración para los medidores de recibo de Propano y Butano en la NEGLP	16
2.7. Aseguramiento del balance en el Sistema de Información Operacional de la GRB (SIO) 16	
2.8. Aseguramiento de un plan de muestreo de las líneas de recibo de Productos Blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia y Payoa.....	17
2.9. Recuperación de tomamuestras de la NEGLP, para las 8 líneas de recibo y despacho de productos blancos.	18
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	19
3.1. Análisis cualitativo de la línea proveniente de los Campos de Producción hasta la NEGLP.....	19
3.2. Análisis cuantitativo de las presiones de vapor de los productos blancos provenientes de los Campos de Producción:	21

3.3.	Realización de pruebas de medición de Propano y Butano provenientes de los Campos de Producción Provincia-Payoa	23
3.4.	Planteamiento de un nuevo programa de bombeo de Productos Blancos y aseguramiento del mismo.....	25
3.5.	Cambio de condiciones operacionales en la NEGLP	25
3.6.	Ejecución de las corridas de calibración para los medidores de recibo de Propano y Butano en la NEGLP	26
3.7.	Aseguramiento del balance en el Sistema de Información Operacional (SIO)	26
3.8.	Aseguramiento de un plan de muestreo de las líneas de recibo de Productos Blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia y Payoa.....	27
4.	CONCLUSIONES	28
5.	RECOMENDACIONES	30
	BIBLIOGRAFÍA	33
	ANEXOS	35
	ANEXO A: Conceptos importantes y descripción del GLP	35
	Calidad	35
	Características	37
	Usos.....	37
	Odorización del GLP.....	37
	Propiedades.....	38
	<i>Poder calorífico:</i>	38
	<i>Densidad relativa (Gravedad Específica-Sp Gr):</i>	38
	Punto de ebullición.....	39
	Límites de inflamación o de explosión:	39
	Temperatura de ignición:	40
	Temperatura de inflamación:	40
	Punto de rocío:.....	40
	Clasificaciones	41
	Propano comercial:	41
	Butano comercial:	41
	Mezclas comerciales Propano-Butano (PB):.....	41
	Propano para servicio especial:	41
	Precauciones para el uso	41

Modalidad de Venta	42
Sitio de entrega.....	42
ANEXO B: CARACTERISTICAS DEL PROPANO.....	43
ANEXO C: PRESIÓN DE VAPOR	44
Influencia de la naturaleza del líquido.....	45
Influencia de la temperatura	45
ANEXO D: MEDICIÓN DINÁMICA.....	46
Importancia de la medición de hidrocarburos.....	46
<i>Medidor de caudal</i>	47
Medidor Coriolis	47
Instalación medidor Coriolis.....	50
Ventajas del medidor Coriolis	52
Desventajas del medidor Coriolis	53
ANEXO E: INSTRUMENTACIÓN SECUNDARIA.....	57
Instrumentos de medición de presión – indicadores.....	58
Transmisores	58
Medición de temperatura	59
Escala de temperatura	59
Termómetros.....	60
Computador de flujo.....	63
Funcionamiento del probador	65
ANEXO F: TABLAS OBTENIDAS DURANTE LA PRÁCTICA	69
Pruebas realizadas a Propano y Butano de Campos	76
GLOSARIO.....	81

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA REALIZADA EN LA PRÁCTICA....	10
Figura 2. SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA NEGLP.....	13
Figura 3. DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS CAMPOS PROVINCIA-PAYOA, ESTACIÓN GALÁN-NEGLP	14
Figura 4. TOMAMUESTRAS NEGLP	17
Figura 5. TENDENCIA PROPANO PAYOA A 85°F	21
Figura 6. TENDENCIA PROPANO PROVINCIA A 85°F.....	22
Figura 7. TENDENCIA BUTANO PAYOA A 85°F	23
Figura 8. TENDENCIA BUTANO PROVINCIA A 85°F.....	23
Figura 9. MEDIDOR TIPO CORIOLIS	47
Figura 10. MEDIDOR TIPO CORIOLIS TUBOS DOBLADOS	51
Figura 11. INSTALACIÓN MEDIDOR TIPO CORIOLIS.....	51
Figura 12. ONDA SENOIDAL GENERADA POR EFECTO CORIOLIS CONJUNTO IMÁN BOBINA	54
Figura 13. TUBOS DE CAUDAL DE UN MEDIDOR CORIOLIS	55
Figura 14. EFECTO CORIOLIS TUBOS DOBLADOS, SEÑAL SENOIDAL DE SALIDA	55
Figura 15. INDICADORES LOCALES DE PRESIÓN	58
Figura 16. TRANSMISORES	58
Figura 17. TERMÓMETROS.....	60
Figura 18. DENSITÓMETRO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN	62
Figura 19. COMPUTADOR DE FLUJO OMNI	63
Figura 20. PROBADOR BIDIRECCIONAL	65
Figura 21. MÓDULO BALANCE DE PRODUCTOS BLANCOS NEGLP75	
Figura 22. PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA PARA UN BACHE DE PROPANO DE CAMPOS	77

Figura 23. PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA PARA UN BOMBEO DE BUTANO DE CAMPOS	80
--	----

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. NORMAS USADAS PARA ANALISIS DE CALIDAD DE PRODUCTOS DEL PETRÓLEO [2]	36
Tabla 2. COEFICIENTES ECUACIÓN DE ANTOINE.....	44
Tabla 9. UNIDADES DE MEDICIÓN VARIABLES TEMPERATURA.....	59
Tabla 4. PROGRAMA DE BOMBEO DE PRODUCTOS BLANCOS PARA LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN PROVINCIA-PAYOA.....	69
Tabla 5. RESULTADOS CROMATOGRAFÍAS PROPANO-BUTANO PAYOA.....	73
Tabla 6. RESULTADOS CROMATOGRAFÍAS PROPANO-BUTANO PROVINCIA	74
Tabla 7. DATOS PRUEBA DE MEDICIÓN DE PROPANO DE CAMPOS DE PRODUCCIÓN	76
Tabla 8. DATOS PRUEBA DE BUTANO DE CAMPOS POR LÍNEA DE RECIBO DE PROPANO	78
Tabla 9. DATOS PRUEBA DE BUTANO DE CAMPOS POR LA LÍNEA DE RECIBO DE BUTANO	78

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. ECUACIÓN DE ANTOINE PARA LÍQUIDOS.....	11
Ecuación 2. PRESIÓN DE VAPOR EN FUNCIÓN DE LAS CONSTANTES DE ANTOINE.....	12
Ecuación 3. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE UNA MEZCLA.....	39
Ecuación 4. CÁLCULO DE LA FUERZA CORIOLIS.....	49
Ecuación 5. CÁLCULO DEL FLUJO EN FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA DE FASE	50
Ecuación 6. GRAVEDAD API	61
Ecuación 7. CÁLCULO DEL METER FACTOR	67
Ecuación 8. CÁLCULO PORCENTAJE DE REPETIBILIDAD	67
Ecuación 9. CÁLCULO PORCENTAJE DE REPRODUCIBILIDAD	68

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Conceptos importantes y descripción del GLP	35
ANEXO B: CARACTERISTICAS DEL PROPANO.....	43
ANEXO C: PRESIÓN DE VAPOR	44
ANEXO D: MEDICIÓN DINÁMICA.....	46
ANEXO E: INSTRUMENTACIÓN SECUNDARIA.....	57
ANEXO F: TABLAS OBTENIDAS DURANTE LA PRÁCTICA	69

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA DE RECIBO DE BUTANO Y PROPANO DE LOS CAMPOS PROVINCIA - PAYOA EN LA GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR: Beiba Yamile Jaramillo Casas**

PALABRAS CLAVES: Sistema de medición, Productos blancos, GLP.

La Gerencia Refinería Barrancabermeja-GRB en su constante cambio y acción de mejora y con fundamento en el cumplimiento de la Ley SOx, incluye en el proceso de medición y contabilización de hidrocarburos, el balance realizado a los productos blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia, Payoa y El Centro, y Unidades de ruptura catalítica de la GRB.

Éstos son almacenados en la Nueva Estación de GLP — NEGLP en seis balas, cinco para Gas Licuado del Petróleo — GLP y Propano, y una para Butano este es distribuido a las diferentes unidades de proceso en las cuales es usado como carga.

En la actualidad la Coordinación de Medición y Balance de Hidrocarburos de la GRB está adelantando trabajos para dar mayor confiabilidad y garantizar una correcta contabilización y manejo de los movimientos de productos realizados en la NEGLP.

Con este trabajo se busca optimizar el sistema de medición en la NEGLP identificando las oportunidades de mejora en las condiciones de operación para facilitar el proceso de medición del recibo de Productos Blancos; en la primera etapa se determinó el volumen del llenado de línea y su respectiva caracterización, se analizaron las cromatografías de cada producto recibido para verificar y calcular la presión de operación adecuada para el proceso y estandarizar las condiciones de operación de las plantas de gas de los campos de producción de Provincia y Payoa.

Este trabajo se enfoca en el aseguramiento y eficacia del tren de medición de Propano de Provincia-Payoa y el de Butano de Provincia-Payoa, para ello es necesario conocer las condiciones a las cuales deben operar los instrumentos para garantizar que los productos bombeados permanezcan en fase líquida, estas condiciones las determina la composición de cada uno de los productos.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería Química. Director: Ing. Edwin Manuel Suárez Tarazona, Lector UIS: Ing. Crisóstomo Barajas Ferreira, Msc.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION ON RECEIPT OF BUTANE AND PROPANE DYNAMIC MEASUREMENT SYSTEMS COMING FROM THE PROVINCIA & PAYOA OIL PRODUCTION FACILITIES TO THE BARRANCABERMEJA REFINERY OF ECOPETROL SA *

AUTHOR: Beiba Yamile Jaramillo Casas **

KEY WORDS: Measurement System, White Products, Dynamic Measurement, LPG.

The Barrancabermeja Refinery Management-GRB, in its constant change and improvement actions and based on the SOX Law compliance, includes in its oil measurement and accounting process, the balance of white products coming from the Provincia, Payoa and El Centro Production Fields and also from the catalytic rupture units on GRB.

These products are stored in the LPG New Station – NEGLP on six horizontal cylindrical tanks, five of them used for Liquefied Petroleum Gas – LPG & Propane, and one for Butane, which is distributed as input to different processing units.

The Hydrocarbon Measurement and Balance Coordination on GRB is conducting at present, improvement works to give greater reliability and ensure proper accounting and movement reports of products in NEGLP.

This work pretends to optimize the NEGLP measurement system, identifying improvement opportunities on the operational conditions in order to enhance the receipt of white products measuring process, in the first stage the volume of the filling line and its respective characterization was determined, chromatography for each product received was analyzed in order to check and calculate the proper process operating pressure and to standardize the operating conditions on the Payoa & Provincia production field gas plants.

This work is focused on securing the Provincia- Payoa Propane and the Provincia-Payoa Butane measurement systems effectiveness, this requires knowledge of the conditions to which the instruments must operate to ensure that pumped products remain in liquid phase, and these conditions are determined by the each of the products composition.

*Professional Degree Work.

**Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Eng. Edwin Manuel Suárez Tarazona, Reviewer UIS: Eng. Crisóstomo Barajas Ferreira, Msc.

INTRODUCCIÓN

La medición es una parte fundamental en los procesos, debido a que permite de una manera confiable asegurar cada movimiento realizado, permitiendo en este caso una correcta liquidación de productos recibidos; si se logra una correcta medición se garantiza un porcentaje de desbalance de producto mínimo y como consecuencia una menor pérdida económica contribuyendo al crecimiento de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.

Para contar con una buena medición es necesario asegurar ciertos parámetros determinantes en el cumplimiento de las condiciones necesarias para llevar a cabo un buen manejo de la información.

La Nueva Estación de GLP — NEGLP ha estado en funcionamiento por más de 10 años, allí se reciben productos blancos provenientes de los campos de Producción, las condiciones operacionales actuales no permiten mantener los productos con las características necesarias para ser medidos y liquidados correctamente, estos productos son bombeados de los campos de producción Provincia, Payoa y El Centro, el desarrollo de este trabajo se enfoca en los dos primeros (Provincia y Payoa), desde allí tanto el Propano como el Butano recorren una longitud total de 75,036 Km, la longitud del poliducto desde el Campo Provincia hasta el Campo Payoa es de 12,451 Km con un diámetro de 3 pulgadas, de allí a la estación Galán de Petrosantander son 60,699 Km de 4 pulgadas de diámetro, en esta estación son separados los productos por un gravitómetro, el Propano es enviado por una línea de 3 pulgadas cuyo volumen es 2272,1 gal ($8,60083 \text{ m}^3$), el butano por una de 6 pulgadas (0,1524 m) cuya longitud y volumen son 961 m y 4630,9 gal ($17,5299 \text{ m}^3$) respectivamente y 4 pulgadas (0,1016 m) con una longitud de 925 m con un volumen de 1981,1 gal (7.49928 m^3) la distancia total desde la estación Petrosantander Galán hasta la NEGLP es 1,886 Km.

Esta distancia genera una gran caída de presión facilitando la formación de dos fases a la llegada, impidiendo así la correcta medición y aumentando la incertidumbre de los valores obtenidos.

Otro factor determinante en la no contabilización e identificación del producto es el programa de bombeo usado por los campos de producción, debido a que en la línea se mezclan los productos de los dos campos, de igual manera se hace necesario estandarizar los volúmenes bombeados.

Es importante realizar el seguimiento al poliducto para identificar su diámetro y longitud, con ello se conoce el volumen de llenado de línea y la diferenciación de los productos; el análisis continuo a los resultados de cromatografías hechas a los productos permite verificar la calidad de los mismos, el aseguramiento metrológico del sistema de medición garantiza la operación correcta del mismo, la estandarización del programa de bombeo facilita el proceso de medición e identificación de los productos a la llegada a la NEGLP, las comunicaciones entre los campos de producción, la estación Galán de Petrosantander y la NEGLP facilitan la transmisión de la información ayudando a detectar posibles oportunidades de mejora, el programa de capacitación permite que los operadores entiendan el proceso, todo esto enmarcado dentro del programa de ayuda mutua y cooperación entre las partes son factores influyentes en el cambio de las condiciones operacionales y mejora del sistema de medición.

ANTECEDENTES

El Propano Comercial por ser un hidrocarburo liviano tiene una presión de vapor de 188,7 psia (1301,04 kPa), a temperatura de referencia 60°F (288,706 K), en la GRB en la estación de recibo se trabajan temperaturas mucho más altas, del orden de 85-100°F (288,706-310,928 K), el Propano a esta temperatura tiende a gasificarse con mayor facilidad y esto impide una correcta medición.

El Propano es producido en los Campos de producción Provincia, Payoa y El Centro, de allí se bombea a una Presión de 570 psi (3930,01 kPa), este recorre un total de 60,699 Km por una línea de 4 pulgadas (0,1016 m) de diámetro hasta la estación Galán de Petrosantander en donde se cuenta con una válvula de contrapresión (backpressure valve) con un set point de 420 psi (2895,8 kPa), el Propano continua su recorrido por una línea de 3 pulgadas (0,0762 m) de diámetro con una longitud de 1,886 Km hasta llegar a la NEGLP que es el lugar de recibo de la GRB de Productos blancos de Campos, a la NEGLP llega con una Presión de aproximadamente 112 psi (772,213 kPa), con esta Presión el Propano se recibe en dos fases y por tanto genera errores en el valor medido y una alta incertidumbre en el sistema de medición.

El Propano y Butano provenientes de los Campos de Producción son almacenados en la Nueva Estación de GLP en seis balas, cinco para GLP. En las balas de GLP se almacena una mezcla de Propano (40%) y Butano (60%) en la sexta bala se almacena Butano Natural y de allí se distribuye a las diferentes plantas en las cuales son usados como carga al proceso, además de los recibos de los Campos de producción, también se recibe la producción de GLP de las unidades de ruptura catalítica y n-butano producido en la unidad de alquilación que son almacenados en las balas de GLP.

En la NEGLP como sistema de medición dinámica se usan medidores tipo Coriolis, estos funcionan con productos en fase líquida, el Propano como se indicó anteriormente a la llegada tiene una presión inferior a su Presión de vapor encontrándose en dos fases, impidiendo su correcta medición y contabilización, con el Butano las condiciones no son diferentes, a pesar de que su Presión de vapor según análisis cromatográficos está entre 40-60 psi (275,79-413,685 kPa) su llegada no siempre es en una sola fase, debido a que el set point de la válvula de Butano es de 45 psi (310,264 kPa) y por esto no se garantiza la existencia de solo la fase líquida.

La contabilización de productos blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia-Payoa no muestra valores reales debido a que el sistema de medición, por todos los aspectos mencionados anteriormente, han generado inconvenientes en el proceso de calibración y las medidas de volumen recibido y despachado presentan una alta incertidumbre y no cumplen con la normatividad existente en Ecopetrol S.A., esto genera altos desbalances en la NEGLP en el corte de inventarios realizados a media noche.

Además de que las condiciones operacionales no son las mejores, el programa de bombeo seguido por estos dos campos no es el optimo; encontrándose en el trayecto de la línea la unión de dos bombeos de un mismo producto enviado por cada campo. Esto impide la identificación y correcta liquidación de los productos a la llegada de la NEGLP y dificulta el proceso de conciliación necesaria para dirimir las diferencias que se presentan entre las cantidades bombeadas por los campos y las cantidades recibidas en la NEGLP.

Debido a que no se pueden identificar, los datos registrados en el Sistema de Información Operacional de Ecopetrol S.A. (SIO) son los reportados por los campos de producción Provincia y Payoa.

Por último en las líneas de llegada a la NEGLP no se está realizando una análisis de calidad periódicamente, debido a esto es imposible controlar la calidad de los productos y como consecuencia la presión de vapor de los productos recibidos

puede estar fuera de las ventanas operativas de la válvulas de contraresión PCV-31604 – PCV-31607 para propano y butano respectivamente en la NEGLP.

1. CONCEPTOS TEÓRICOS

La Coordinación de Gestión en Medición y Balances de Hidrocarburos tiene por objeto la correcta medición de los productos recibidos y entregados en la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

El objeto de mi proyecto es optimizar la medición de productos blancos (Propano y Butano) en la NEGLP, en ésta estación se reciben de los Campos de Producción Provincia, Payoa y El Centro, además de GLP de las URC's; de igual manera la NEGLP entrega GLP a la Vicepresidencia de Transporte (VIT) para el abastecimiento del consumo nacional y Butano natural a las unidades Demex y Alquilería como carga a su proceso.

Para el desarrollo de este proceso es necesario conocer y entender todos los conceptos requeridos para la medición desde el punto de vista de ingeniería de proceso, electrónica, mecánica además de la instrumentación asociada al sistema de medición.

Para poder comprender la necesidad de optimizar este sistema de medición se explicaran brevemente algunas características del GLP, Propano y Butano que son los productos objeto del trabajo, además de algunos conceptos sobre presión de vapor y la influencia de variables como composición, temperatura y presión de operación en esta, adicionalmente características del sistema de medición de la GRB.

1.1. GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP)

El GLP es una mezcla de hidrocarburos livianos cuyos componentes principales son Propano (C_3) y Butano (C_4) y otros componentes en menor proporción, en condiciones normales es gaseoso pero al comprimirlo pasa a estado líquido.

En la Nueva Estación de GLP la composición de la mezcla Propano-Butano es de alrededor 40% de Propano y 60% de Butano, aunque esas cantidades pueden variar según la producción de campos y el consumo en las unidades de proceso.

En el anexo A, se describirán las principales características, usos, propiedades y tipos de clasificación de estas mezclas, además la obtención y distribución del GLP y Butano en la NEGLP.

1.2. PROPANO

Es un combustible hidrocarburo producido en el país. Su símbolo químico es C_3H_8 y es un subproducto del procesamiento del gas natural y de la refinación del petróleo. En condiciones ambientales el propano incoloro e inoloro. Se convierte en líquido bajo presión moderada y es almacenado y provisto en su estado líquido. El propano es 270 veces más denso como líquido que como vapor.

1.3. BUTANO

El butano también llamado n-butano, es un hidrocarburo saturado, parafínico o alifático, inflamable, gaseoso que se licúa a presión atmosférica a $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, formado

por cuatro átomos de carbono y por diez de hidrógeno, cuya fórmula química es C_4H_{10} .

Como es un gas incoloro e inodoro, en su elaboración se le añade un odorizante (generalmente un mercaptano) que le confiere olor desagradable. Esto le permite ser detectado en una fuga, porque es altamente volátil y puede provocar una explosión.

El butano comercial es un gas licuado, obtenido por destilación del petróleo, compuesto principalmente por normal butano (60%), propano (9%), isobutano (30%) y etano (1%). [3]

1.4. PRESIÓN DE VAPOR

La presión de vapor o más comúnmente presión de saturación es la presión a la cual para una temperatura dada, la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas.

Cada una de las fases en equilibrio recibe el nombre de líquido saturado y vapor saturado. Esta propiedad es inversamente proporcional a las fuerzas de atracción intermoleculares, debido a que cuanto mayor sea el módulo de las mismas, mayor deberá ser la cantidad de energía entregada (ya sea en forma de calor u otra manifestación) para vencerlas y producir el cambio de estado.

El factor más importante que determina el valor de la presión de saturación es la propia naturaleza del líquido, encontrándose que en general entre líquidos de naturaleza similar, la presión de vapor a una temperatura dada es tanto menor cuanto mayor es el peso molecular del líquido. [4]

En términos de derivados del petróleo la presión de vapor es la presión absoluta medida en libras por pulgada cuadrada (psia) la cual es ejercida por los vapores

de un líquido el cálculo de la presión de vapor para hidrocarburos se determina según la norma ASTM D323, Método estándar de Prueba de Presión de Vapor de Productos de Petróleo (NFPA30). [5]

En el Anexo B se explica con mayor profundidad el concepto de presión de vapor y como está influido por la naturaleza de la sustancia y la temperatura.

1.5. MEDICIÓN DINÁMICA:

Para efectuar la medición dinámica de Propano y Butano en la NEGLP, se requieren unas condiciones mínimas de operación para garantizar que la medición tenga la menor incertidumbre posible; los equipos usados para efectuar este tipo de medición son medidores tipo Coriolis, éstos no son medidores bifásicos, por ello para la primera condición es necesario garantizar que los productos estén en fase líquida, así se garantiza que el error en la medición es mínimo.

Otra de las condiciones para llevar a cabo una buena medición dinámica es que los medidores de recibo de Propano y Butano de la NEGLP estén calibrados, igualmente los medidores de despacho a plantas, para con esto garantizar un correcto balance de inventarios.

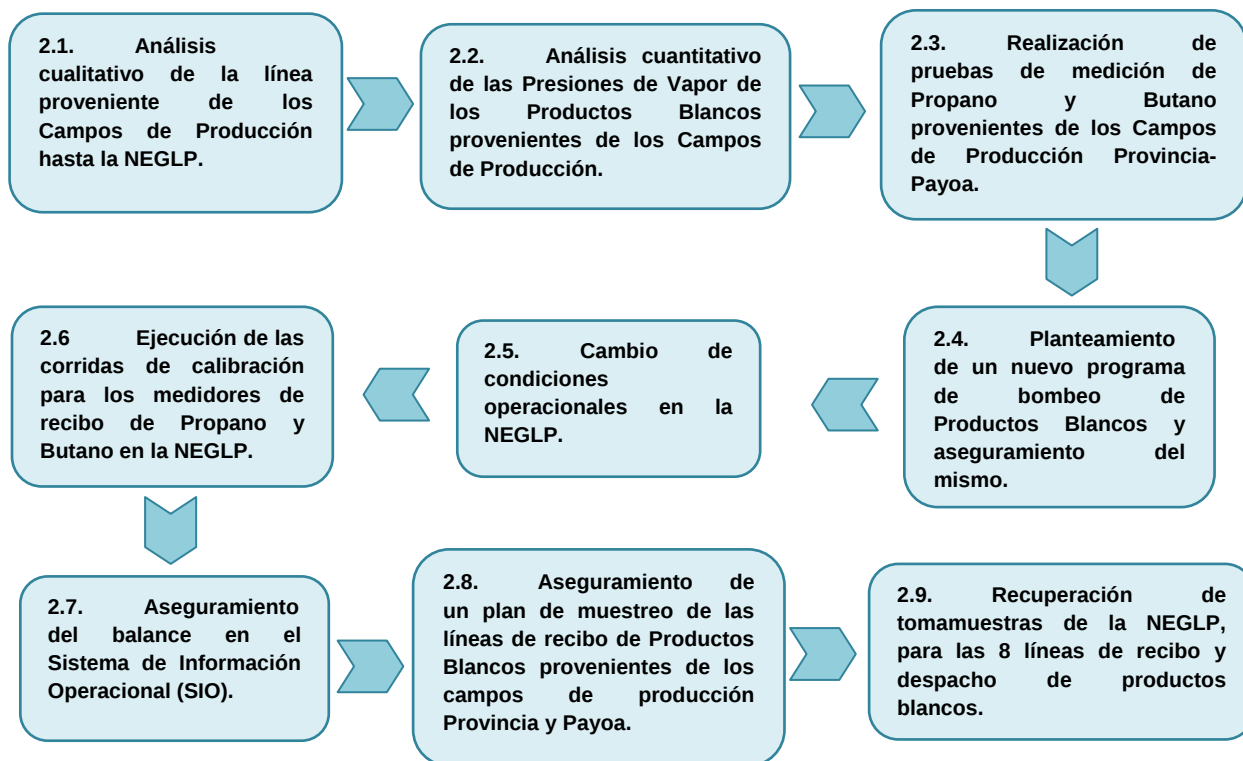
En el anexo D, se explica con mayor grado de profundidad la instalación de un medidor tipo Coriolis, ventajas y desventajas.

2. METODOLOGÍA

Para asegurar la medición de Productos Blancos en las líneas de recibo de Campos se presenta una descripción de la metodología usada para llevar a cabo el desarrollo de las diferentes actividades del proyecto.

En la Figura 1 se muestra un esquema general de la metodología seguida para la optimización del sistema de medición dinámica de la Nueva Estación de GLP.

Figura 1. ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA REALIZADA EN LA PRÁCTICA



FUENTE: EL AUTOR

A continuación se describe de manera detallada la metodología desarrollada para lograr el cumplimiento de los objetivos puestos en la realización del proyecto:

2.1. Análisis cualitativo de la línea proveniente de los campos de producción hasta la NEGLP

En la primera etapa de este trabajo se realizó seguimiento al llenado de línea, se hizo un reconocimiento a los Campos de Producción, adicional a esto se estudiaron las líneas de recibo, incluyendo su revisión para asegurar su estado.

Para la identificación del llenado de línea se tuvieron en cuenta los parámetros de longitud, diámetro y volúmenes totales, estos valores fueron obtenidos luego de un estudio minucioso realizado en cada campo con el acompañamiento de la Coordinación de Medición.

2.2. Análisis cuantitativo de las presiones de vapor de los productos blancos provenientes de los campos de producción

Para encontrar la Presión óptima de trabajo y la Presión de vapor que tiene cada uno de los productos enviados por los Campos de Producción se ha venido haciendo un seguimiento de los resultados de cromatografías de los productos de los dos Campos; con las composiciones se halló la Presión Parcial por componentes y con ayuda de la ecuación de Antoine (Ecuación 1) para la Presión de vapor de líquidos se encontró la Presión de vapor total de la mezcla.

$$\ln(P) = a + \frac{b}{(T + c)} + d * \ln(T) + s * T^f \text{ [kPa]} \quad (1)$$

Ecuación 1. ECUACIÓN DE ANTOINE PARA LÍQUIDOS

Despejando la Presión, se obtiene:

$$P = e^{\left(a + \frac{b}{T+c}\right) + d \sin(T) + eT^f} [kPa] \quad T[K] \quad (2)$$

Ecuación 2. PRESIÓN DE VAPOR EN FUNCIÓN DE LAS CONSTANTES DE ANTOINE

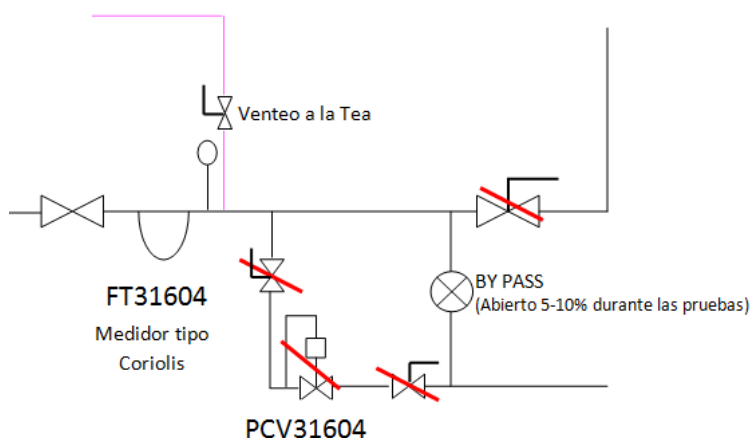
Los coeficientes de la ecuación de Antoine para cada componente de las muestras se encuentran en el Anexo C.

2.3. Realización de pruebas de medición de Propano y Butano provenientes de los campos de producción Provincia y Payoa

Para estas pruebas las válvulas de contrapresión inicialmente estaban fuera de servicio debido a que su set point era inferior al necesario para una correcta operación, se recurrió a hacer las pruebas por el by pass, estas consistían inicialmente en identificar qué producto venía en la cabeza de la línea. Luego el by pass era abierto entre un 5-10% para asegurar que la línea se mantuviera con suficiente presión para que el producto estuviera en fase líquido pero garantizando que no se presionara la línea de recibo.

En la Figura 2 se muestra la PCV-31604 la cual estuvo cerrada durante la prueba, las dos válvulas de media vuelta que están a cada lado de la válvula de contrapresión también estuvieron cerradas debido a que el objetivo era que el flujo pasara por el by pass y que este actuara como si fuera la válvula de contrapresión.

Figura 2. SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA NEGLP



FUENTE: EL AUTOR

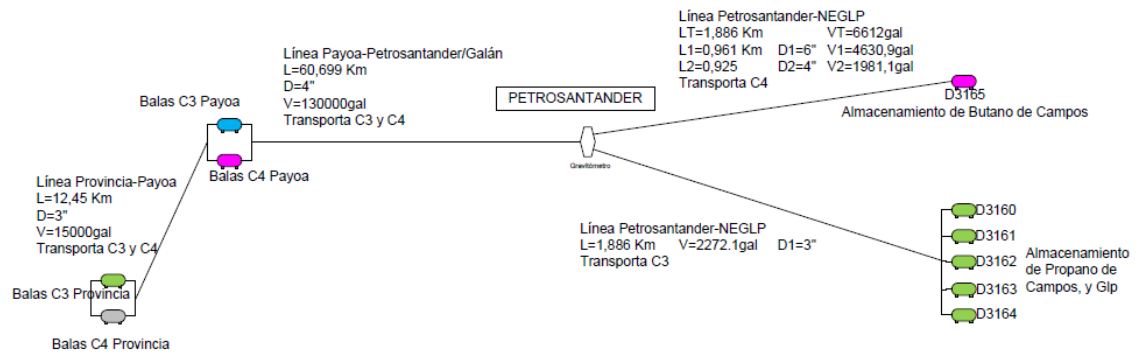
2.4. Planteamiento de un nuevo programa de bombeo de productos blancos y aseguramiento del mismo

Debido a que los bombeos realizados por los campos de producción Provincia y Payoa no estaban permitiendo la correcta identificación y medición de los productos se realizó un nuevo programa de bombeo en el cual se garantiza que a la llegada de la NEGLP se iban a poder identificar plenamente los productos y de esta manera poder medirlos correctamente.

Para ello y luego del seguimiento hecho a los bombeos, se realizó una visita a los dos campos donde se expusieron las consecuencias de continuar con el anterior programa de bombeo y las ventajas de seguir el nuevo programa planteado.

En la Figura 3 se muestra la ubicación de cada campo hasta la NEGLP, por ello es necesario tener un adecuado programa de bombeo

Figura 3. DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS CAMPOS PROVINCIA-PAYOA, ESTACIÓN GALÁN-NEGLP



FUENTE: EL AUTOR

La identificación del llenado de línea permitió encontrar el programa óptimo para el bombeo de productos blancos proveniente de los Campos de Producción Provincia-Payoa, permitiendo así que un mismo producto de dos campos diferentes no venga seguido, la recomendación hecha fue la siguiente:

C3 Provincia (Vol.>23000)	[C3][C3]
C4 Payoa	[C3]C4[C3]
C4 Provincia (Vol.>23000)	[C4][C4][C3]C4[C3]
C3 Payoa	[C4]C3[C4][C3]C4[C3]
C3 Provincia (Vol.>23000)	[C3][C3][C4]C3[C4][C3]C4[C3]
C4 Payoa	[C3]C4[C3][C4]C3[C4][C3]C4[C3]
C4 Provincia (Vol.>23000)	[C4][C4][C3]C4[C3][C4]C3[C4][C3]C4

Esta recomendación fue divulgada en el Campo de Producción Provincia, adicional a esto se solicitó información adicional y se recibieron comentarios, la recomendación incluye la estandarización del volumen por cada bache de producto enviado, buscando que sea un volumen significativo obteniendo así un llenado de línea con un menor número de baches. La calidad de los productos debe cumplir los compromisos pactados contractualmente para mantener

constante la presión de vapor. En el Anexo F se explicará brevemente la dinámica del programa de bombeo planteado.

El programa de bombeo de los Campos de Producción ya fue modificado de acuerdo al requerimiento.

2.5. Cambio de condiciones operacionales en la NEGLP

Con base en los análisis se encontró recomendable variar el set point de las válvulas de recibo de Propano y Butano de los Campos.

El Tag de la válvula de recibo de Propano de Campos Provincia-Payoa es PCV-31604, se gestionó el control de cambios para el cambio del set point de esta válvula.

Con este trabajo se busca mantener el Propano dentro de las condiciones necesarias de operación para mantenerlo líquido y poder medirlo sin correr el riesgo de presionar la línea aguas arriba.

Respecto a la válvula de recibo de Butano de los campos de producción antes mencionados su set point que inicialmente era de 45 psi (310,264 kPa) fue cambiado a 55 psi (379,212), esto se hizo con base al seguimiento realizado a la calidad del Butano, en el seguimiento se evidencia que la presión de vapor es superior al set point inicial, por ello la llegada de este producto podría estar fuera de las condiciones necesarias para realizar la correcta medición, al aumentar este set point se da una mayor confiabilidad y certeza de que el producto se mantiene en fase líquida durante el recorrido a la bala de almacenamiento. El Tag de esta válvula es PCV-31607.

2.6. Ejecución de las corridas de calibración para los medidores de recibo de Propano y Butano en la NEGLP

Luego de cambiar las condiciones en la NEGLP, se procedió a calibrar los medidores de las líneas de recibo de Propano (FQ-31604) y Butano (FQ-31607) de campos de producción Provincia y Payoa. Estas calibraciones se realizaron con el probador de 4 pulgadas (0,1016 m), las corridas se realizaron desde el mes de Octubre, obteniéndose cada mes un Meter Factor el cual fue implementado para la corrección de los volúmenes recibidos.

Se construyeron las cartas de control estadístico, las cuales sirven como guía para identificar los límites operacionales del medidor.

2.7. Aseguramiento del balance en el Sistema de Información Operacional de la GRB (SIO)

En la NEGLP se lleva un registro diario de cada movimiento realizado, esto con el fin de poder identificar pérdidas y minimizarlas a medida que el sistema de medición se optimiza.

Adicionalmente se realiza el corte de media noche, en este corte se registran los inventarios que hay en las balas de almacenamiento; para mejorar la comprensión y análisis de este balance se implementó un módulo de balance en el cual el operador de la estación puede observar claramente que está pasando en la NEGLP, en este módulo se muestra un balance general de recibos, entregas, degradaciones, e inventarios iniciales y finales de la NEGLP.

Luego de que el operador ha registrado los respectivos movimientos y los niveles por telemetría se puede observar el resumen de día en el gráfico ubicado en el Anexo F:

2.8. Aseguramiento de un plan de muestreo de las líneas de recibo de Productos Blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia y Payoa

Para poder controlar la calidad de los productos recibidos de los campos de producción es necesario realizar un plan de muestreo para el análisis de composición por medio de cromatografías y con base a esto verificar la presión de vapor de los productos a la llegada al sistema de medición.

En la NEGLP se cuentan con tomamuestras para cada línea, y actualmente el sistema de muestreo no tiene conexión para purga a la tea, por esta razón cuando se toma la muestra es necesario ventear a la atmósfera la purga de la bala, esto genera un alto riesgo por presencia de una atmósfera explosiva y adicionalmente se puede presentar inhalación de vapores orgánicos en las personas.

La siguiente figura muestra uno de los tomamuestras ubicados en la NEGLP.

Figura 4. TOMAMUESTRAS NEGLP



FUENTE: EL AUTOR

De acuerdo a la necesidad planteada se realizaron los trámites correspondientes para iniciar el proceso de muestreo semanal a los productos recibidos de los Campos Provincia y Payoa.

2.9. Recuperación de tomamuestras de la NEGLP, para las 8 líneas de recibo y despacho de productos blancos.

Es importante controlar la calidad de los productos recibidos y despachados en la NEGLP, esto con el fin de poder liquidar correctamente cada producto.

En la NEGLP se cuenta con ocho tomamuestras los cuales están parcialmente desmantelados, debido a que les faltan algunas facilidades que son de alto impacto en el proceso de toma de muestras por parte del operador se realizó la planeación de mantenimiento para recuperar la confiabilidad de éstos.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. Análisis cualitativo de la línea proveniente de los Campos de Producción hasta la NEGLP

Luego del seguimiento diario a los baches enviados y de corroborar las longitudes, diámetros y volúmenes totales de la línea se encontró lo siguiente:

- La identificación de cada bache a la llegada de la NEGLP es difícil debido a que no se diferencian los productos entre campos, es decir, en la línea vienen dos bombeos de propano o butano seguidos y a la llegada no es posible una correcta medición y por ende una buena liquidación contribuyendo esto al aumento en el desbalance de la NEGLP.
- El seguimiento diario hecho a los bombeos permitió identificar como se desplazan los productos a lo largo de la línea y permitió precisar cuál era el producto que venía en la cabeza de la línea, con esto se pudo tener una visión global acertada de lo que pasa en el recorrido de los productos.
- Como resultado del estudio de las líneas se logró establecer datos como longitud, diámetro y volumen total desde los Campos de Producción hasta la NEGLP:
 - ✓ El Campo Provincia envía Propano y Butano por lotes hasta el Campo Payoa por una línea de 3 pulgadas (0,0762 m), la cual tiene una longitud de 12,451 Km, el volumen total de llenado de línea es de 15000 gal (56,7812 m³); estos productos antes de continuar su viaje pasan por

el Campo de Producción Payoa de allí continúan su trayecto hasta la NEGLP.

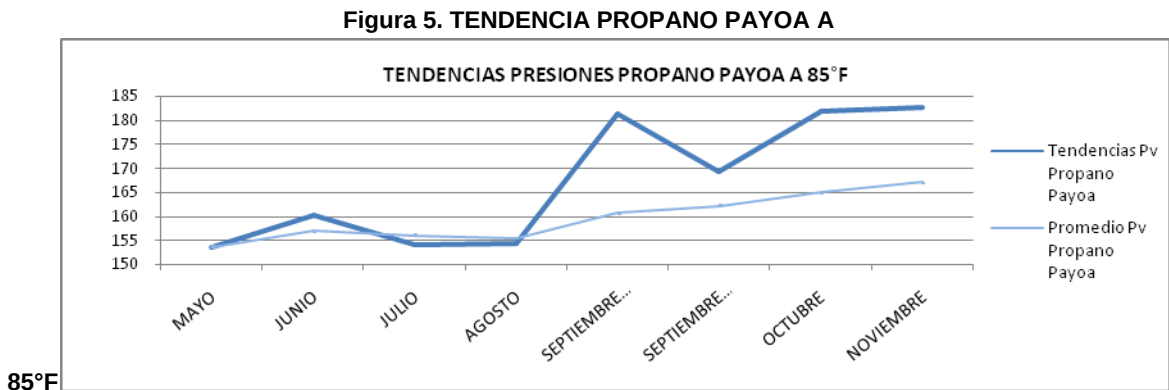
- ✓ Del Campo Payoa también son enviados Propano y Butano por lotes hacia la NEGLP pasando por la Estación Galán de Petrosantander. La longitud de la línea desde el Campo Payoa hacia la Estación Galán de Petrosantander es de 60,699 Km, esta medición fue obtenida gracias a un levantamiento topográfico con soporte de tecnología GPS, esta línea tiene un diámetro de 4 pulgadas (0,1016 m) y un volumen de 130000 gal (492,104 m³). Por esta línea se bombea Propano y Butano de los Campos de producción Provincia y Payoa.
- ✓ La línea proveniente del Campo Payoa llega a la estación Galán de Petrosantander, desde este punto los productos son separados automáticamente utilizando un gravitómetro que envía una señal neumática al control de las válvulas enviando por una línea de 3 pulgadas (0,0762 m) el Propano y por otra de 4 y 6 pulgadas (0,1016 y 0,1524 m) el Butano hacia la NEGLP; la longitud de la línea de Propano es de 1,886 Km y su volumen es 2272,1 gal (8,60083 m³), el Butano es enviado a la NEGLP por una línea cuya longitud total es la misma de la línea de Propano pero está dividida en dos tramos uno de 0,961 Km, de diámetro de 6 pulgadas (0,1524 m) y un volumen de 4630,9 gal (17,5299 m³), y la segunda parte de la línea tiene una longitud de 0,925 Km con un diámetro de 4 pulgadas (0,1016 m) y un volumen de 1981,1 gal (7,49928 m³), el volumen total de la línea de Butano es de 6612 gal (25,0291 m³). Estas líneas en su totalidad fueron recorridas a cadena pisada para verificar longitud, volumen, diámetros y estado de las mismas, garantizando una medición precisa, obteniéndose soportes confiables.

- Luego del seguimiento se encontró que por un mal programa de bombeo en la línea se estaban mezclando dos baches de Propano de los dos Campos, esto generaba dificultad a la hora de la identificación, liquidación y medición del producto recibido en la NEGLP.

3.2. Análisis cuantitativo de las presiones de vapor de los productos blancos provenientes de los Campos de Producción:

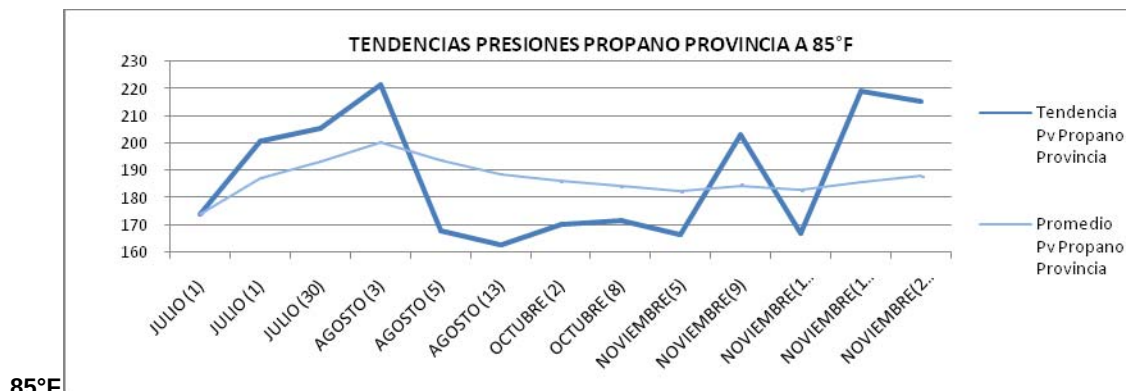
Los resultados de las cromatografías son enviados por los campos de producción, con estos análisis se calculó la presión de vapor del Propano y del Butano para cada campo, estas presiones fueron usadas para calcular el set point de las válvulas de contrapresión para el recibo de campos de la NEGLP, con estas modificaciones se garantiza que a la llegada al sistema de medición el producto se mantiene en una sola fase. En el Anexo F se muestran los resultados de los análisis hechos a cada corriente en los Campos de Producción

Se encontró la Presión de vapor con ayuda de estos análisis y de la ecuación de Antoine para líquidos, a continuación se muestran las tendencias de las presiones de vapor para cada producto a una temperatura de 85°F (302,594 K). Como se puede observar en las gráficas la diferencia entre cada Campo es muy marcada.



FUENTE: EL AUTOR

Figura 6. TENDENCIA PROPANO PROVINCIA A

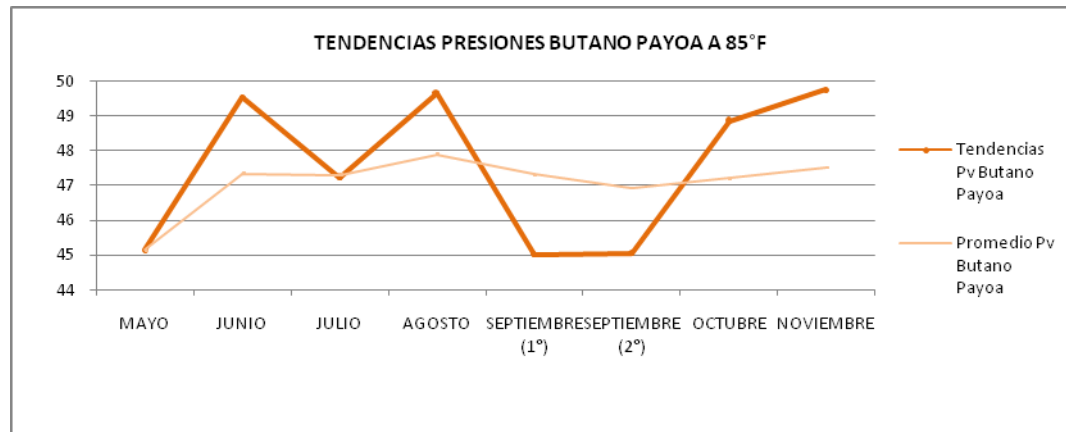


FUENTE: EL AUTOR

Para el Propano de Payoa la Presión de Vapor promedio es 167 psi (1151,42 kPa) mientras que para el Propano Provincia la Presión de Vapor Promedio es 188 psi (1296,21 kPa), esta diferencia se debe a la composición de etano presente en el Propano recibido en la NEGLP, los contenidos de etano en el Propano de Provincia en ocasiones supera el 10% en volumen, el etano tiene una Presión de 800 psia (5515,81 kPa) así que cualquier contenido superior al 1% de etano eleva significativamente la Presión de Vapor total del Propano comercial.

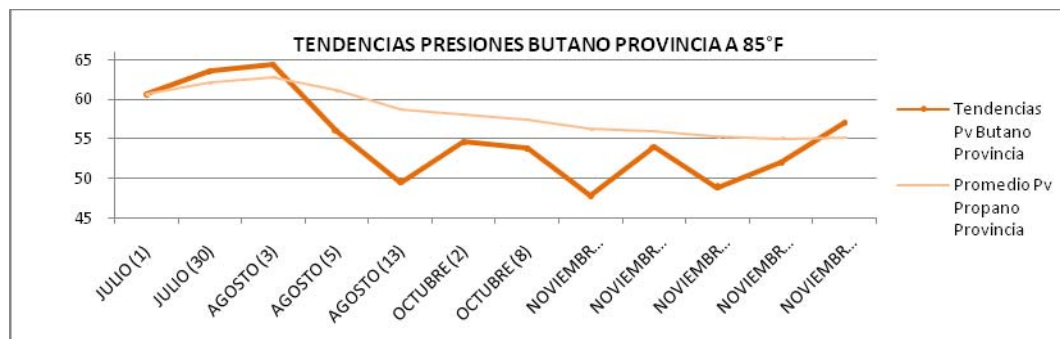
Para el Butano la diferencia entre Campos es de 8 psi (55,1581 kPa), la Presión promedio del Butano Payoa es 47 psi (324,054 kPa) y del Butano Provincia es 55 psi (379,212 kPa).

Figura 7. TENDENCIA BUTANO PAYOA A 85°F



FUENTE: EL AUTOR

Figura 8. TENDENCIA BUTANO PROVINCIA A 85°F



FUENTE: EL AUTOR

3.3. Realización de pruebas de medición de Propano y Butano provenientes de los Campos de Producción Provincia-Payoa

A continuación se describen algunas de las pruebas realizadas al sistema de medición de las líneas de recibo de productos blancos de la NEGLP.

- La primera prueba fue realizada para la línea de recibo de propano de los campos de producción Provincia y Payoa, inicialmente se modificó el set point de la PCV ubicada en la estación Galán de Petrosantander, su set point inicial era de 420 psi (2895,8 kPa) y fue disminuyendo gradualmente

mientras que el by pass en la NEGLP se mantenía cerrado hasta lograr una presión ligeramente por encima de la presión de vapor. todo esto manteniendo la presión controlada y por debajo de 250 psi (1723,69 kPa) aguas abajo de la válvula de la estación Galán; cuando la presión superó los 250 psi (1723,69 kPa) el by pass en la NEGLP fue abierto lentamente en un porcentaje mínimo, evitando presionar la línea pero asegurando una sola fase para el propano para poder medirlo correctamente.

A medida que la Presión iba siendo modificada el computador empezó a registrar valores de flujo de producto, para n=16 en el cual la Presión aguas arriba en la NEGLP era menor a 200 psi (1378,95 kPa) el medidor empezó a fluctuar, lo que era indicio de que el Propano había empezado formar dos fases pues la presión estaba por debajo de la presión de vapor. El caudal de bombeo fue de 115 bbl/h (0,00508 m³/s).

En el Anexo F se encuentran los datos de la prueba realizada para el recibo de Propano de campos.

También se realizaron pruebas para la línea de recibo de butano de campos, se midió un bombeo proveniente de Provincia de 21717 gal (82,2078 m³), el medidor de ésta línea es el FT-31607. El set de la válvula en Petrosantander/Galán se bajó a 310 psi para permitir mayor flujo de llegada en la NEGLP y mantener un valor casi constante en el computador de flujo.

El Anexo F contiene los datos de la prueba hecha al recibo de Butano de Campos.

3.4. Planteamiento de un nuevo programa de bombeo de Productos Blancos y aseguramiento del mismo

Con el diseño del nuevo programa de bombeos se garantiza que durante el recorrido de la línea no se van a encontrar dos bombeos de un mismo producto de los dos campos, esto asegura que su identificación y liquidación va a ser la correcta; adicionalmente se plantearon los diferentes escenarios de falla que pueden presentarse y su respectiva contingencia para evitar que se altere el correcto seguimiento al programa de bombeo.

El programa de bombeo modificado aporta mayor confiabilidad al sistema de medición ya que cada bombeo de producto está plenamente identificado y permite su medición.

3.5. Cambio de condiciones operacionales en la NEGLP

Las condiciones operacionales de las válvulas de contrapresión de recibo de Propano y Butano de campos fueron cambiadas con base al estudio de las composiciones de los productos recibidos, para la válvula de recibo de Propano de Provincia-Payoa su set point fue cambiado de 140 a 190 psi (965,266 a 1310 kPa), esto garantiza que la línea se mantiene presionada y la llegada del propano está en fase líquida. La válvula de Butano también fue modificada, su set subió de 45 a 55 psi (310,264 a 379,212 kPa), este set también aporta mayor confiabilidad en el momento de la medición.

3.6. Ejecución de las corridas de calibración para los medidores de recibo de Propano y Butano en la NEGLP

Debido a que las condiciones operacionales cambiaron fue posible realizar las corridas de calibración de los medidores relacionados con las líneas de recibo de Propano y Butano, estas corridas permitieron con mayor precisión liquidar los volúmenes netos de los productos blancos recibidos.

Con las corridas realizadas fue implementado el medidor correspondiente para la corrección de los volúmenes brutos, esta corrección se hace en función de la temperatura y presión, todas llevadas a las condiciones base que son 60°F (288,706 K).

Con el cambio en las condiciones operacionales (cambios de los set point de las válvulas de contrapresión en la NEGLP, y en la estación Galán de Petrosantander, garantizando una mayor presión y mayor flujo para que el producto pase en estado líquido por el sistema de medición de la NEGLP) y la ejecución de las corridas de calibración se demostró que el sistema de medición opera correctamente.

3.7. Aseguramiento del balance en el Sistema de Información Operacional (SIO)

Para complementar y asegurar la medición es necesario implementar el balance de la NEGLP en el SIO, con esto se buscó facilitar la comprensión y el análisis de los resultados por parte de los operadores de la NEGLP, suministrando una herramienta que disminuye de manera directa errores en la liquidación de los inventarios y de paso el desbalance en la NEGLP.

3.8. Aseguramiento de un plan de muestreo de las líneas de recibo de Productos Blancos provenientes de los Campos de Producción Provincia y Payoa

La calidad de los productos además de ser controlada en la salida de los campos es necesario verificarla a la llegada en la NEGLP, para ello se incluyó en el programa de muestreo del laboratorio un análisis semanal para las líneas de recibo de propano y butano de los campos, con el fin de verificar la calidad de los productos y de paso se asegura la correcta medición y liquidación de los mismos.

4. CONCLUSIONES

- El sistema de medición de la Nueva Estación de GLP presenta un correcto funcionamiento siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:
 - ✓ El set point de las válvulas PCV31604/07 de la NEGLP debe ser superior a las presiones de vapor del producto que contiene cada línea.
 - ✓ La calidad de los productos bombeados por los campos de producción debe ser estándar, los contenidos de etano en cada propano deben ser según el promedio inferiores al 1%.
- El programa de bombeo, el volumen de llenado de la línea, la presión de despacho de los campos de producción, el programa de muestreo, el protocolo de comunicación, las corridas de calibración de los medidores y el compromiso de todos los involucrados en la transferencia en custodia de los productos blancos deben cumplirse tal como se ha establecido para que el resultado de este trabajo sea sostenible.
- Es necesario que se realice un seguimiento estricto al desempeño del sistema de medición y todos los aspectos que determinan el buen desempeño del mismo.
- Las disposiciones contractuales deben seguirse al detalle para hacer sostenible la optimización del sistema de medición.

- La diferencia de densidades entre el medidor Coriolis y el probador en el momento de la calibración se debe a que falta una restricción que aumente la presión a la salida del probador y de esta manera el flujo se vea obligado a pasar por el densitómetro del mismo asegurando la comparación entre el mismo fluido.
- La revisión y ejecución de las recomendaciones resultantes de este trabajo debe realizarse a corto plazo para mejorar el propósito de este trabajo.

5. RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos se recomienda lo siguiente:

- Continuar ejecutando el Programa de bombeo recomendado, con la modificación de que la hora de los bombeos se haga mas temprano en la madrugada y más tarde en la noche, esto con el fin de que se pueda controlar con mayor facilidad la temperatura y por ende la Presión de Vapor de los productos. En caso de una contingencia es necesario que del Campo comuniquen la eventualidad al operador de la NEGLP.
- La información de cada bombeo debe realizarse directamente entre Campos y la GRB, el operador del Campo Provincia debe informar a la NEGLP sobre cada bombeo realizado, de igual manera el Campo Payoa.
- El volumen bombeado de Productos Blancos debe ser grande, esto porque es necesario reducir el número de lotes de producto en el poliducto para alcanzar una menor incertidumbre en la identificación y medición del producto a la llegada de la NEGLP.
- El operador de la NEGLP debe para cada corte de producto recibido imprimir el respectivo ticket para la liquidación del mismo en SIO.
- Cambiar el resorte de la válvula PCV-31607 de recibo de Butano de campos, con esto se da mayor amplitud al set point.

- Las muestras de cromatografías hechas a los recibos de campos deben ser diarias y para cada bache, esto con el fin de controlar la calidad y liquidar los productos recibidos.
- En el campo de producción Provincia es recomendable instalar un medidor para cada producto, e implementar un programa de calibración a estos medidores.
- Cambiar las condiciones operativas de las válvulas de recibo del Campo el Centro, Refinería, y entrega a Plantas, con esto se minimizan las pérdidas por productos reflejadas en el nuevo modulo de balance realizado en SIO.
- El computador de flujo OMNI registra los datos arrojados por cada uno de los medidores de la NEGLP, es recomendable llevar la señal de densidad del OMNI al DCS, para hacer más fácil el corte por baches y poder detectar el cambio de producto.
- Los tomamuestras ubicados en la NEGLP deben tener válvulas de cierre rápido para facilitar el proceso y evitar posibles fugas.
- Cuando se hacen las corridas de calibración en ocasiones se presentan problemas con la verificación de la densidad entre el probador y el medidor calibrado, esto debido a que la línea del densitómetro del probador no genera caída de presión por ende no se asegura que el fluido pase por ella, para ello es necesario implementar una platina de orificio para obligar al fluido a hacer su recorrido por el densitómetro.
- Las corridas de calibración de la NEGLP en ocasiones no se pueden llevar a cabo debido a diferencias de temperatura y presión entre el medidor y el probador, para mitigar estas diferencias de temperatura es necesario permitir la estabilidad del producto, y para corregir la presión es adecuado

instalar una válvula controladora a la salida del probador con el fin de mantener la presión adecuada para cada flujo.

- Es necesario adecuar una hora para las corridas de calibración, la hora de calibración debe ser entre 6 a.m. y 8 a.m. o 7 p.m. y 9 p.m., esto con el fin de mitigar la exposición que tiene el probador debido a que no posee recubrimiento para mantener su temperatura estable.
- Para poder realizar correctamente las calibraciones y los cortes por producto recibido es importante establecer comunicación entre el computador de flujo y el DCS.
- Luego de un análisis del proceso de obtención de productos blancos en el Campo de producción Provincia, se recomienda en la torre desetanizadora aumentar la temperatura y disminuir el reflujo a la misma, esto con el fin de separar con mayor eficiencia el etano de la corriente de propano.
- Es necesario a la salida de cada uno de los probadores implementar una platina, esto con el fin de generar una pequeña restricción al fluido que está siendo calibrado y de esta manera garantizar el paso del producto por el densitómetro.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] RAMÍREZ, Gabriel y ROSALES, Víctor. Medición de Hidrocarburos Líquidos. Colombia, 2008,
- [2] Curso Manejo Seguro de GLP
- [3] ONLINE: <http://es.wikipedia.org/wiki/butano>
- [4] ONLINE: http://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n_de_vapor
- [5] ONLINE: <http://www.osinerg.gob.pe:8888/SPH/html/glosario/p.htm>
- [6] Manual de Medición de Hidrocarburos ECOPETROL S.A. Capítulo 5. Medición dinámica.
- [7] API MPMS Capítulo 5, Sección 6. Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters.
- [8] ONLINE:
http://www.emersonprocess.com/Micromotion/tutor/old_tutor/spanish/02_whatisaflowmeter.htm
- [9] ONLINE: <http://aitunexpo.blogspot.com/2007/05/principio-de-funcionamiento.html>
- [10] ONLINE: <http://laboratorio-quimico.blogspot.com/2009/05/termometros.html>
- [11] ONLINE: <http://www.monografias.com/trabajos60/instrumentacion-basica-metrologia/instrumentacion-basica-metrologia2.shtml>

[12] Manual de Medición de Hidrocarburos. ECOPETROL S.A. Capítulo 1.
Condiciones Generales

ANEXOS

ANEXO A: Conceptos importantes y descripción del GLP

El GLP se produce en las plantas de procesamiento de gas natural mezclando el propano y butano producto del proceso de separación del gas natural en las unidades de ruptura catalítica de la Refinería. A la NEGLP llega de los Campos de Producción (Provincia-Payoa-El Centro) el propano que es medido y almacenado en 5 balas (D-3160/61/62/63/64), que son las mismas en las que se almacena GLP proveniente de unidades de proceso. Por su parte el butano llega de los campos de producción por una línea de 4 pulgadas y luego de ser medido es almacenado en la bala D-3165, este butano (iso-butano) es usado por las Unidades Demex y Alquilación de la Refinería como carga en su proceso; ocasionalmente se degrada butano natural a GLP cuando la bala de almacenamiento de butano está en su nivel máximo ó cuando hay bajos inventarios de GLP. [2]

Calidad

El GLP debe cumplir con ciertos requisitos de calidad para poder ser entregado a sus diferentes destinos, estos parámetros de calidad están regidos como se ve en la siguiente tabla:

Tabla 1. NORMAS USADAS PARA ANALISIS DE CALIDAD DE PRODUCTOS DEL PETRÓLEO [2]

NTC/ASTM	
NTC 2517- Gases Licuados del petróleo. Método de ensayo para la determinación de residuos.	ASTM- Designation: D 2158-97 Standart Test Method for Residues in Liquefied Petroleum (LP) Gases.
NTC 2516- Gases Licuados del petróleo. Muestreo.	ASTM-Designation: D 1265-92 Standart Practice For Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method).
NTC 2563- Gases Licuados del petróleo. Método de ensayo para determinar la volatilidad.	ASTM- Designation: D 1837-94 Standart Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases.
NTC 2562- Gases licuados del petróleo. Determinación de la presión manométrica de vapor.	ASTM-Designation: D 1267-95 Standart Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP) Gas Method
NTC 2521- Método de ensayo para determinar la densidad o densidad relativa de hidrocarburos livianos por medio del termohidrómetro de presión.	ASTM- Designation: D 1657-89 Standart Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Thermo Hydrometer.
NTC 2515- Método de ensayo para determinar la corrosión a la lámina de cobre.	ASTM- Designation: D 1838-91 Standart Test Method for Cooper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum (LP) Gases.
NTC 2518- Método de ensayo para análisis de gases licuados del petróleo (GLP) y propileno concentrado por cromatografía de gases..	ASTM- Designation: D 2163-91 Standart Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography.
NTC 2303- especificaciones para gases licuados del petróleo	ASTM- Designation: D 1835-91 Standart Specification for Liquefied Petroleum (LP)

	Gases.
--	--------

FUENTE: [2]

Características

Sus principales características son:

- ✓ Insípido.
- ✓ Incoloro.
- ✓ Inodoro: debido a esto es necesario odorizarlo para poder detectarlo en caso de un derrame.
- ✓ No corrosivo.
- ✓ No tóxico, pero puede presentar riesgos al inhalarlo y cuando es liberado en espacios confinados desplaza el oxígeno y se vuelve asfixiante.

Al mezclarse con cantidades adecuadas de aire genera combustión, a temperaturas normales y presiones moderadas se conserva líquido, pero se vaporiza muy fácilmente.

Generalmente se almacena y transporta como líquido bajo presión, la temperatura es un factor influyente en el estado del GLP debido a que una temperatura elevada produce su expansión; en fase gaseosa se comporta como cualquier gas y su relación Volumen gas/Volumen líquido es $\approx 270:1$.

Usos

El GLP es usado especialmente como combustible doméstico para la cocción de alimentos y calentamiento de agua, en iluminación, y calefacción.

También es usado como combustible en hornos, secadores y calderas de diferentes tipos de industrias, en motores de combustión interna y en turbinas de gas para generación de energía eléctrica. [2]

Odorización del GLP

El odorizante debe cumplir ciertas características:

- No se debe diluir en el gas.
- De olor desagradable.
- Volátil.
- Inerte.
- No absorbible por el suelo.
- No corrosivo.
- Desaparece durante la combustión.

Propiedades

Poder calorífico:

Es la cantidad de energía calórica que se desprende de la combustión de (la masa o volumen) de una sustancia al sufrir un proceso de combustión completo, por unidad de masa o de volumen de dicha sustancia. Es expresado en BTU/pe³, Kcal/metro³, MJ/Kg, Cal/Kg, BTU/lb, o unidades equivalentes. Los valores para el GLP son:

Propano: 2,488 BTU/pe³ (92637,9659 J/m³)

Butano: 3,280 BTU/pe³ (122127,422 J/m³)

Densidad relativa (Gravedad Específica-Sp Gr):

Es la relación entre la densidad (Masa Volumétrica) de un fluido y la de un fluido de referencia. Para los líquidos el fluido de referencia es el agua a 60°F (288.706 K), para los gases el aire es el fluido de referencia a 60°F (288.706 K) y 14.7 psi o 1 atm (101.325 kPa), la densidad relativa es adimensional. Los valores correspondientes al Propano y Butano son:

Propano

Líquido a 60°F = 0,504 (Agua = 1)

Vapor a 60°F/60°F & 1 atm = 1,53 (Aire = 1)

Butano

Líquido a 60°F = 0,58 (Agua = 1)

Vapor a 60°F/60°F & 1 atm = 2,00 (Aire = 1)

La Gravedad Específica de una mezcla es la suma de los porcentajes de cada uno de sus componentes.

$$Sp\ Gr_{(de\ la\ mezcla)} = Sp\ Gr_a * \%_a + Sp\ Gr_b * \%_b + Sp\ Gr_c * \%_c \quad (3)$$

Ecuación 3. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE UNA MEZCLA

Punto de ebullición (Boiling Point):

Es la temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido es igual o ligeramente superior a la presión del medio que rodea el líquido. En estas condiciones se puede formar vapor en cualquier punto del líquido. [2]

Límites de inflamación o de explosión:

Son los porcentajes de Gas, máximos y mínimos, en una mezcla de Aire/Gas, requeridos para mantener la combustión.

Se clasifican normalmente como Límite Superior y Límite Inferior de Inflamación. El primero hace referencia al porcentaje de gas de la mezcla más rica que puede

hacer combustión y el segundo se refiere al porcentaje de gas de la mezcla más pobre que puede hacer combustión. Los límites Superior e inferior del Propano son respectivamente 9,6 y 2,15% y para el Butano 8,6 y 1,55%.

Temperatura de ignición:

Es la temperatura mínima a la que debe ser calentado un material en el aire, para que por su causa se pueda iniciar y mantener una combustión independiente de la fuente de calor. Este parámetro también se conoce como temperatura de auto ignición.

Temperatura de ignición del GLP:

Es la temperatura mínima requerida para que una mezcla de GLP y aire inicie su combustión en forma espontánea, a presión atmosférica y sin que haya contacto con una fuente de ignición.

Propano: 493°C (766,15 K)

Butano: 405°C (678,15 K)

Temperatura de inflamación:

Es la temperatura mínima requerida para iniciar o causar una combustión auto sostenida de cualquier sustancia en ausencia de chispa o llama.

La temperatura de inflamación es aquella en la que un combustible emite gases inflamables suficientes para alcanzar en su atmósfera el límite inferior de inflamabilidad, a partir del cual, con una fuente de calor externa puede producirse una combustión automantenida. [2]

Punto de rocío:

El punto de rocío o temperatura de rocío es la temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire, produciendo rocío, neblina o, en caso de que la temperatura sea lo suficientemente baja, escarcha.

El punto de rocío de un gas combustible determina la temperatura a la cual se puede utilizar la mezcla o distribuir como gas en las tuberías de conducción de baja presión. En la práctica se mantiene el punto de rocío por debajo de la temperatura mínima anticipada como medida de seguridad.

Clasificaciones

En la industria hay diferentes tipos o mezclas de GLP, las 4 más conocidas son:

Propano comercial:

Se utiliza donde se requiere alta volatilidad; es adecuado en aplicaciones con motores de combustión interna para trabajo liviano.

Butano comercial:

Se usa donde se requiere baja volatilidad.

Mezclas comerciales Propano-Butano (PB):

Utilizadas en aplicaciones donde se requiere una volatilidad intermedia.

Propano para servicio especial:

Producto de alta calidad, compuesto principalmente de propano, con características antidetonantes superiores (octanaje), cuando se utiliza como combustibles en motores de combustión interna. [2]

Precauciones para el uso

Este producto en estado gaseoso puede causar asfixia simple y deprimir el sistema nervioso central. En estado líquido puede provocar quemaduras por congelamiento e irritación de la piel. Contiene compuestos de azufre (mercaptanos) propios o que se le adicionan como odorizantes para identificar escapes y derrames.

El GLP es un gas inflamable a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo tanto deben aplicarse los estándares establecidos para el diseño de todas las instalaciones para su uso y manejo tales como tanques de almacenamiento,

tuberías y llenaderos. El GLP tiene una densidad aproximadamente 1.8 veces mayor que la del aire, un escape puede ser muy peligroso debido a que sus vapores tienden a concentrarse en las zonas bajas que es donde hay mayor riesgo de encontrar puntos de ignición tales como interruptores eléctricos, pilotos de estufas de gas, tomas de corriente eléctrica, lámparas y puntos calientes.

Para el diseño de las instalaciones para el transporte y manejo de gas deben aplicarse las normas API, NFPA, DOT, ICONTEC; y las reglamentaciones expedidas por los ministerios de Minas y Energía y del Medio Ambiente y demás autoridades competentes. Merecen especial y fuerte vigilancia las válvulas, conexiones y accesorios de tanques, cisternas y cilindros que se utilicen para almacenar este producto, debido a que son los puntos de mayor riesgo de escape. Así mismo, el sitio donde se ubiquen los recipientes y las instalaciones que conduzcan este producto deben tener suficiente ventilación para evitar concentración de vapores explosivos en caso de algún escape.

Modalidad de Venta

Ecopetrol entrega el producto en estado líquido, bajo la modalidad de trasiego, a las compañías almacenadoras de GLP.

Sitio de entrega

En los terminales del poliducto y en las plantas de procesamiento de gas natural.

[2]

ANEXO B: CARACTERISTICAS DEL PROPANO

A continuación se describen algunas características propias del propano

- 104 octanos.
- 91,500 BTU por galón (3,85 lts).
- Estrecho rango de inflamabilidad de 2-10%.
- Alta temperatura de ignición de 493° a 604°C.
- Baja presión de almacenaje de 11,25 – 14 kg/cm².
- Peso específico líquido 0,508.
- No tóxico y no corrosivo.
- Reduce el desgaste del motor, mientras extiende la vida útil y los intervalos de mantenimiento.
- Los motores regulan en muy buenas condiciones.
- Superior arranque en frío

Combustible Aprobado en USA bajo las Enmiendas del Acta de Aire Limpio de 1990 y el Acta de Política Energética de 1992.

ANEXO C: PRESIÓN DE VAPOR

La Tabla 2, muestra los coeficientes de la Ecuación de Antoine para el cálculo de la Presión de vapor de líquidos para mezclas dentro de un rango determinado de Temperaturas, los componentes de las corrientes de Propano y Butano cumplen con esta condición.

Tabla 2. COEFICIENTES ECUACIÓN DE ANTOINE

SUSTANCIA	COEFICIENTES DE ANTOINE						INTERVALLO DE TEMPERATURA (°F)	
	a	b	c	d	e	f	T _{min}	T _{max}
C2	44,0103	-2568,82	0	-4,9764	1,46E-05	2	-220,27	90,05
C3	52,3785	-3490,55	0	-6,1088	1,12E-05	2	-198,67	205,97
IC4	58,7845	-4136,68	0	-7,0167	1,04E-05	2	-162,67	274,90
NC4	66,945	-4604,09	0	-8,2549	1,16E-05	2	-153,67	305,69
IC5	66,7563	-5059,18	0	-8,0894	9,25E-06	2	-63,67	369,05
NC5	63,3315	-5117,78	0	-7,4831	7,77E-06	2	-108,67	385,61
C6	70,4265	-6055,6	0	-8,3787	6,62E-06	2	-63,67	453,83

FUENTE: <http://proptermodinamicas.blogspot.com/>

La presión de vapor depende íntimamente de dos factores que son la naturaleza del líquido y la temperatura.

Imaginemos una burbuja de cristal en la que se ha realizado el vacío y que se mantiene a una temperatura constante; si introducimos una cierta cantidad de líquido en su interior éste se evaporará rápidamente al principio hasta que se alcance el equilibrio entre ambas fases.

Inicialmente sólo se produce la evaporación ya que no hay vapor; pero a medida que la cantidad de vapor aumenta y de igual manera la presión al interior de la

burbuja, se va incrementando la velocidad de condensación, luego de un cierto tiempo ambas velocidades se igualan. En el momento en que esto ocurre se habrá alcanzado la presión máxima posible (presión de vapor o de saturación) que no podrá superarse salvo que se incremente la temperatura.

El equilibrio dinámico es alcanzado más rápidamente entre más grande sea la superficie de contacto entre el líquido y el vapor, pues así se favorece la evaporación del líquido. [4]

Influencia de la naturaleza del líquido

La magnitud de la presión de vapor de un líquido muestra claramente que tan volátil es, es decir, un líquido como la gasolina tiene una presión de vapor mayor que otros menos densos, es por esto que a una misma temperatura cuando se tienen líquidos volátiles en un recipiente cerrado se tiene mayor presión que en un recipiente en el cual el líquido sea menos volátil.

Influencia de la temperatura

Así como la naturaleza del líquido influye en su presión de vapor, también lo hace la temperatura; la presión de vapor crece con el aumento de la misma, el crecimiento depende de cada sustancia, por ello es importante mantener el Propano y Butano recibido en la NEGLP con una calidad estandarizada y bombeado a una hora adecuada para que la temperatura no afecte su estado.

ANEXO D: MEDICIÓN DINÁMICA

Importancia de la medición de hidrocarburos.

- ✓ Controla los procesos en la industria, garantizando calidad, confiabilidad y seguridad.
- ✓ Supervisa la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral.
- ✓ Velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos, así como con la refinación, transporte, comercialización, distribución y consumo final del petróleo y sus derivados.
- ✓ Concepto de regalías, para realizar anticipos y liquidaciones definitivas cada trimestre.
- ✓ Tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional.
- ✓ Realizar las liquidaciones mensuales por concepto de regalías, para realizar anticipos y liquidaciones definitivas cada trimestre.
- ✓ Realizar las liquidaciones del impuesto de transporte de crudo.

Las mediciones se hacen porque se necesita conocer o saber cuál es el valor de lo entregado de los crudos y productos derivados de los hidrocarburos ya que representan un flujo importante de divisas para el País. [1]

Medidor de caudal

Es utilizado para medir volumen de caudal dentro de condiciones dinámicas y es considerado el Elemento Primario en un Sistema de Medición de Caudal, en la NEGLP como medidores de caudal se tienen medidores Coriolis en cada línea de recibo y despacho de producto. [1]

Medidor Coriolis

Figura 9. MEDIDOR TIPO CORIOLIS



FUENTE: EL AUTOR

En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de “U” (existen también otras formas, dependiendo del fabricante) Figura 1. Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es

similar a la de un diapasón, con una amplitud de menos que 1 mm, los medidores Coriolis miden la rata de flujo másico y la densidad. El flujo que pasa por unos tubos especialmente diseñados genera una fuerza, igual pero de sentido opuesto en cada mitad, haciéndolos vibrar, y cuya magnitud es proporcional a la rata de flujo másico. Esta fuerza y las vibraciones son detectadas por unos sensores y convertidas a flujo másico mediante un transmisor. [6]

La medición es en una forma simple la comparación de una magnitud de valor desconocido con una magnitud de referencia o patrón de igual especie, que se denomina medida.

La medición es la herramienta que usamos para obtener la información proporcionada por los instrumentos, que nos proveen los datos del comportamiento de nuestros sistemas, ayudándonos a tomar decisiones.

Según el Vocabulario Internacional de Metrología la medición es el conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar el valor de una magnitud.

La medición se clasifica en directa e indirecta, la primera hace referencia a la comparación experimental de la magnitud, apoyándose en un objeto de medición en contacto con el medio empleado para la determinación de la magnitud. Ejemplo: medición de una temperatura con un termómetro.

La medición indirecta se refiere al valor que es encontrado mediante la medición de otras cantidades de magnitud íntimamente relacionadas a través de cierta dependencia funcional con el mesurado. Ejemplo: medición de la Presión mediante la medición de la altura de una columna de líquido. [1]

Las fuerzas de Coriolis ocurren en sistemas que rotan. Supongamos que un ser humano se encuentra de pie en el centro de un disco que gira, si se mueve radialmente hacia el borde del disco, experimenta una fuerza lateral que intenta desviarlo de la ruta más corta, esta es la fuerza de Coriolis; desde el punto de vista de la medición, se usa cuando el medio que va a medirse fluye a través de

un tubo que vibra, la fuerza de Coriolis deforma el tubo, en adición a la vibración causada por la oscilación, la deformación es proporcional al flujo másico. [6]

Si se hace circular un fluido por su interior, durante la mitad del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba) el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, éstos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase (ΔT) es medida por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal 4-20 mA. [6]

Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas a estos; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor. [6, 7]

Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no es recomendable usar la RTD del Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos.

El cálculo de la Fuerza Coriolis se hace mediante la siguiente ecuación:

*Fuerza Cortolls = Masa del fluido * Aceleración lateral del fluido*

$$F_c = 2m * w \quad (4)$$

Ecuación 4. CÁLCULO DE LA FUERZA CORIOLIS

Donde:

F_c = Fuerza Coriolis

m = Flujo Másico

w = Velocidad Angular del tubo

La combinación de las fuerzas opuestas en ambas secciones del tubo causa una torsión del mismo, produciéndose en cada sección una oscilación de igual frecuencia pero desplazada en fase. Esta diferencia de fase es directamente proporcional a la rata de flujo. [6]

En la ecuación 5 se muestra el cálculo del flujo en función de la diferencia de fase.

$$m = k * Dt \quad (5)$$

Ecuación 5. CÁLCULO DEL FLUJO EN FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA DE FASE

Donde:

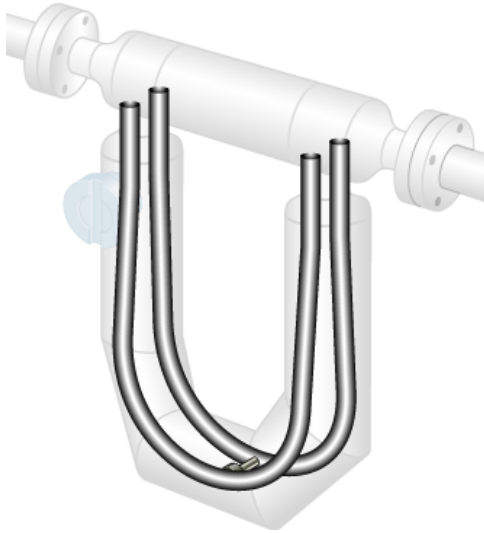
k = Constante

Dt = Ángulo de Fase

Instalación medidor Coriolis

El fluido se hace circular por los dos tubos del medidor, Figura 10, en los cuales se encuentran instalados Dos sensores electrodinámicos, (Uno en la parte interna y otro en la parte externa), formados por una bobina montada en un tubo y un magneto montado en el otro, y el movimiento relativo de los dos tubos, originado por el paso del fluido, induce un voltaje en cada una de las bobinas y el desfase de estas señales es proporcional a la masa que circula por el medidor.

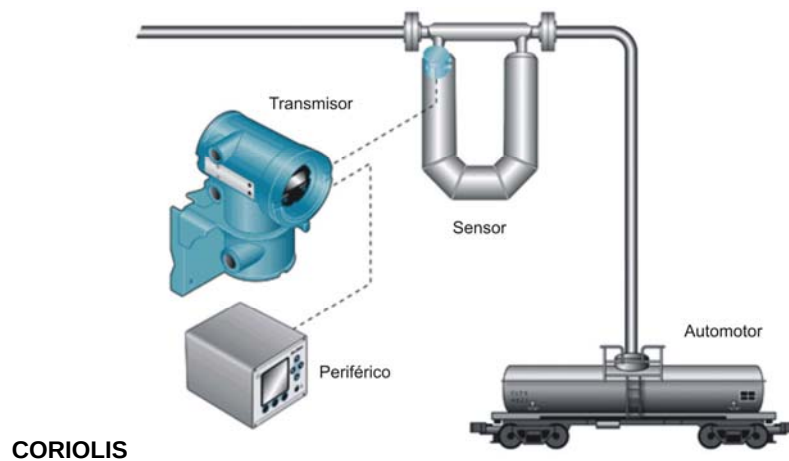
Figura 10. MEDIDOR TIPO CORIOLIS TUBOS DOBLADOS



FUENTE: [8]

Un medidor de caudal tipo Coriolis consta de un sensor, un transmisor y, en muchos casos, dispositivos periféricos (Ver Figura 11). [1]

Figura 11. INSTALACIÓN MEDIDOR TIPO



CORIOIS

FUENTE: [8]

Los sensores detectan el caudal, la densidad y la temperatura.

Los transmisores proporcionan información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar un indicador, acceso básico al menú y salidas para comunicarse con otros sistemas.

Los periféricos proporcionan supervisión, alarmas o funcionalidad adicional, tal como las funciones de control de lotes y densidad mejorada.

Al vibrar opuestos entre sí mismos, los tubos de caudal Coriolis se equilibran y se aíslan con respecto a vibración externa o al movimiento del medidor de caudal. [1]

Ventajas del medidor Coriolis

- Puede ser utilizado en Líquido y Gases.
- Su unidad de medida es masa.
- Puede operar con fluidos con densidades altamente variables, mezcla de fases.
- Su exactitud es de $\pm 0,10\%$ en medición de flujo.
- Repetibilidad de $\pm 0,005\%$.
- Rangeabilidad de 20:1 hasta 80:1.
- Sin partes móviles propensas a desgaste.
- De bajo mantenimiento.
- Son de fácil instalación.
- No requiere acondicionamiento de la tubería.
- El sensor es no intrusivo.
- Bajos niveles de mantenimiento porque son mínimamente afectados por sustancias corrosivas y abrasivas.
- No es susceptible al daño por desprendimiento de gases.
- Capacidad para medir a tasas de flujo cercanas a cero.
- Mínimamente afectado por cambios en la viscosidad.

- Mediciones directas de masa y densidad (Proporcionando medición de volumen indirecta). Normalmente no se requiere acondicionamiento de flujo. [1,6]

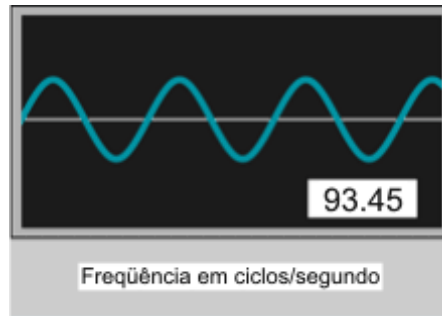
Desventajas del medidor Coriolis

- Requiere instalación especial para aislar el medidor de las vibraciones mecánicas.
- La pérdida de presión a través del medidor es alta.
- Requiere que los fluidos aguas arriba no sean turbulentos.
- Cambios significativos en la densidad afectan la exactitud.
- Variaciones en la rata de flujo afecta la medición de densidad.
- Cambios en temperatura del fluido afectan la elasticidad de los tubos.
- Cambios en la presión afecta las características de vibración de los tubos.
- Corrientes en múltiples fases (líquido/gas/sólidos) afectan la medición.
- Ocurre la cavitación, por baja contrapresión aguas abajo.
- Se forman depósitos dentro del sensor de flujo en algunas ocasiones.
- Se genera corrosión y erosión del tubo sensor de flujo en algunas ocasiones.
- Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos choques y vibraciones.
- Acumulación de depósitos internos que pueden afectar la precisión. [1,6]

En medidores de caudal que tienen dos tubos de caudal paralelos, el fluido de proceso que entra en el sensor se divide con la mitad del fluido que pasa a través de cada tubo de caudal. Durante la operación, se energiza una bobina drive ocasionando que los tubos oscilen opuestos entre sí.

Los conjuntos de imán y bobina (llamados pickoffs) se montan en los tubos de caudal opuestos. Las bobinas pickoff se montan en las patas laterales de un tubo de caudal, y los imanes se montan en las patas laterales del tubo de caudal opuesto.

Figura 12. ONDA SENOIDAL GENERADA POR EFECTO CORIOLIS CONJUNTO IMÁN BOBINA



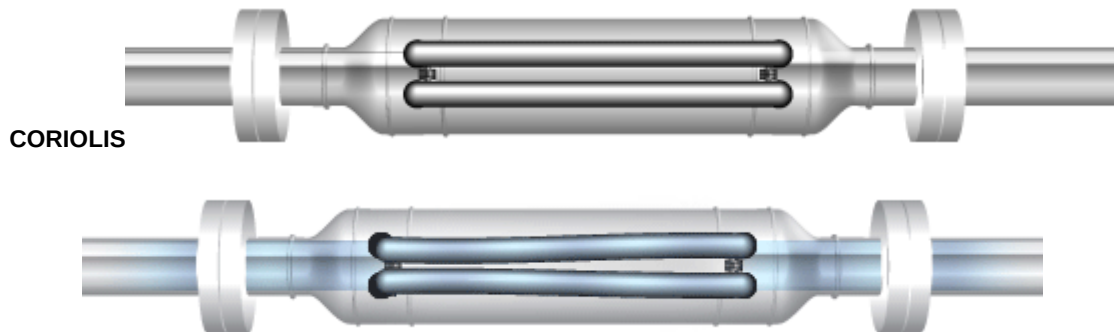
FUENTE: [9]

Cada bobina se mueve a través del campo magnético uniforme del imán adyacente. El voltaje generado en cada bobina pickoff produce una onda senoidal (Ver Figura 12). Debido a que los imanes se montan en un tubo, y las bobinas en el tubo opuesto, las ondas senoidales generadas representan el movimiento de un tubo en relación con el otro.

En el Medidor Coriolis los tubos de caudal oscilan opuestos entre sí, de manera similar a una horquilla giratoria.

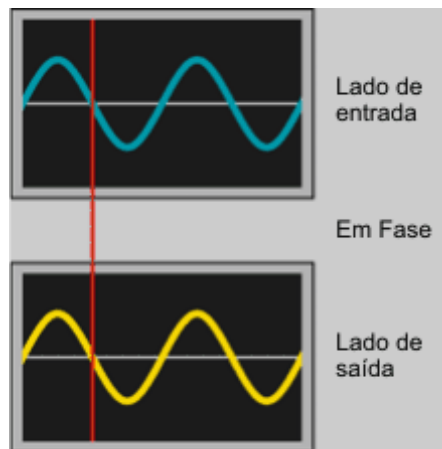
Ambos pickoffs (el del lado de entrada y el del lado de salida) generan señales de onda senoidal continuamente cuando los tubos están oscilando. Cuando no hay caudal, las ondas senoidales coinciden (Ver Figuras 13 y 14). [1]

Figura 13. TUBOS DE CAUDAL DE UN MEDIDOR



FUENTE: [8]

Figura 14. EFECTO CORIOLIS TUBOS DOBLADOS, SEÑAL SENOIDAL DE SALIDA



FUENTE: [9]

Como resultado del torcimiento de los tubos de caudal, las ondas senoidales generadas por los pickoff están ahora desfasadas entre sí debido a que las patas de entrada se retrasan con respecto a las patas de salida.

El retardo de tiempo entre las dos ondas senoidales se mide en microsegundos, y se llama Delta-T. Delta-T siempre es directamente proporcional al caudal másico - cuanto mayor sea el valor de Delta-T creado por la fuerza Coriolis, tanto mayor es el caudal másico.

Delta-T depende de la diferencia de fase y de la frecuencia de las señales de onda senoidal.

El factor de calibración de caudal contiene dos componentes principales. El primer componente es la constante de proporcionalidad entre el caudal másico y el valor de Delta-T medido. El segundo componente es una constante utilizada para compensar automáticamente los cambios de temperatura de los tubos de caudal. Debido a que la temperatura de los tubos de caudal afecta a la rigidez del material de los tubos, esta constante de compensación hace que la medición de caudal sea más precisa. [1]

Coriolis Tubos Dobladados: La medición de caudal volumétrico se logra dividiendo la medición de caudal instantáneo entre la medición de densidad simultánea. Luego, la medición de caudal volumétrico está disponible en las unidades deseadas.

Coriolis Tubo Recto: A medida que el flujo del proceso fluye a través del tubo oscilante, se inducen fuerzas Coriolis. Estas fuerzas ocasionan que el tubo de caudal se tuerza opuesto al tubo de referencia. El acoplamiento mecánico del tubo de caudal al tubo de referencia permite que el torcimiento del tubo de caudal se transfiera al tubo de referencia.

Similar a los tubos de caudal doblados, la fuerza Coriolis generada en el lado de entrada del tubo de caudal resiste la vibración a la vez que la fuerza Coriolis del lado de salida del tubo de caudal ayuda en la vibración. Las direcciones opuestas de las fuerzas Coriolis del lado de entrada del tubo de caudal ocasionan un torcimiento, que ocurre bajo condiciones de caudal. [1]

ANEXO E: INSTRUMENTACIÓN SECUNDARIA

Los sistemas secundarios representan una parte fundamental de cualquier instalación de medición para la lectura de señales de elementos primarios y de las variables necesarias para corregir el flujo desde las condiciones de flujo a las condiciones base.

Estos elementos caen en tres categorías principales: mecánica, neumática y electrónica.

Dentro de la categoría electrónica se encuentran los transmisores, estos son sistemas de transmisión remota para enviar mediciones, sobre distancias relativamente largas y pueden ser neumáticos o electrónicos.

Estos transmisores poseen incorporados microprocesadores para mejorar la precisión y capacidad de comunicación.

Todos los sistemas de medición fiscal de Petróleo y Gas, necesitan de corrección de volumen medido para las condiciones normales.

Para la realización de esta compensación es necesaria la medición de Presión y Temperatura.

Esta medición es realizada por los transmisores de presión y temperatura que envían para un computador de flujo una señal de 4-20 mA proporcional a la variable medida. [1]

Instrumentos de medición de presión – indicadores

Figura 15. INDICADORES LOCALES DE PRESIÓN



FUENTE: EL AUTOR

Los indicadores locales tienen la característica de poder conectarse directamente al proceso.

Transmisores

Figura 16. TRANSMISORES



FUENTE: EL AUTOR

Se presentan normalmente como se ve en la figura y tienen la ventaja de sensor y enviar la señal instantánea desde el sitio de ubicación hasta el computador de flujo quien es el que hace las correcciones.

Medición de temperatura

Cada proceso en la industria debe ser controlado de alguna manera, y esta necesidad con frecuencia incluye la medición de temperaturas. Se dispone de una gran variedad de sensores de temperatura para llevar a cabo esta tarea, tal como se muestra en la tabla siguiente. El ingeniero de procesos y el instrumentista deben decidir cuál de los sensores es mejor para una situación en particular. [1]

Escala de temperatura

Tabla 3. UNIDADES DE MEDICIÓN VARIABLES TEMPERATURA

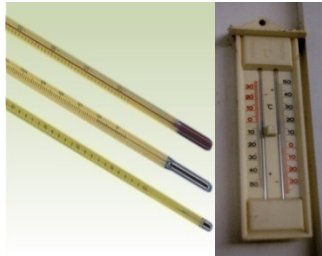
ESCALA	CERO ABSOLUTO	FUSIÓN DEL HIELO	EVAPORACIÓN
Kelvin	0 °K	273.2 °K	373.2 °K
Rankine	0 °R	491.7 °R	671.7 °R
Reamur	-218.5 °Re	0 °Re	80.0 °Re
Centígrada	-273.2 °C	0 °C	100.0 °C
Fahrenheit	-459.7 °F	32 °F	212.0 °F

FUENTE: [1]

Termómetros

Los hay de tres tipos según las necesidades, de vidrio, bimetálicos, y sistemas llenos.

Figura 17. TERMÓMETROS



FUENTE: [10, 11]

Densidad

La densidad de una sustancia está definida como la cantidad de masa por unidad de volumen que ocupa. La unidad de medida en el S.I. es Kg/m³ o gr/cc.

Densidad Relativa: Es la comparación entre la densidad de una sustancia y la densidad de otra sustancia utilizada como patrón.

Para sustancias líquidas se suele tomar como sustancia patrón el agua cuya densidad a 4°C es de 1000 Kg/m³ y para gases la sustancia de referencia la constituye con frecuencia el aire que a 0°C y 1 atmósfera tiene una densidad de 1.293 Kg/m³.

°API

Para petróleo la American Petroleum Institute (API) incorpora la unidad Grados API (°API) como una medida especial de la Densidad Relativa. Para obtener °API a partir de la densidad se realiza el siguiente cálculo:

$$\text{Gravedad API } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa } \frac{60}{60}^{\circ}\text{F}} - 131.5 \quad (6)$$

Ecuación 6. GRAVEDAD API

Los densitómetros proveen la densidad en línea. (Junto la Temperatura y Presión) para ser usado en los cálculos de los sistemas de medición de los computadores de flujo.

La densidad es utilizada en el cálculo del Volumen de la Masa o la Masa del Volumen.

En algunos sistemas existe uno por cada línea de medición, pero es más común ubicarlo donde se encuentra el toma muestra que es localizado Downstream del sistema de medición.

Si el toma muestra tiene un sistema de toma muestra con analizador de corte de agua incluido entonces estamos refiriendo a un lazo de calidad. [1]

Ubicación de los densitómetros en sistemas de medición

Figura 18. DENSITÓMETRO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN



FUENTE: EL AUTOR

La densidad medida debe ser corregida a temperatura y presión de la línea.

Principio de medición

Una señal eléctrica es enviada a través de dispositivos electrónicos ubicados al final de la sección de medición hacia los fluidos, esto genera una onda estacionaria que cambia de posición dentro de la sección a medida que cambia el contenido de agua.

El cambio de posición es detectado automáticamente por el Oscilador de Microondas que originalmente envió la señal y este cambia su frecuencia básica dependiendo de la cantidad de agua que haya en la sección de medición. [1]

Computador de flujo

El computador de flujo permite llevar las funciones de las mediciones hechas por los instrumentos ubicados en el campo al cuarto de control, las funciones son las siguientes:

- Medición de las entradas de los Instrumentos de Campo.
- Calculo instantáneo de las ratas de flujo.
- Calculo acumulativo de los totales de flujo.
- Alta integridad de los datos de los flujos totales.
- Monitoreo de los Eventos.
- Monitoreo de las Alarmas.

En la figura 19 se observa el computador de flujo omni usado en la NEGLP para el recibo de las señales de los instrumentos ubicados en el campo.

Figura 19. COMPUTADOR DE FLUJO OMNI



FUENTE: EL AUTOR

Que hace un Computador de Flujo

Las funciones del computador de flujo pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- Configuración / Ubicación de Valores.
- Entradas de Campo / Entradas electrónicas.
- El paquete Matemático o Aplicación.
- Los totales Acumulativos.
- Alarmas & Eventos a Manejar.

En otras palabras el computador es configurado según las necesidades de la planta, por ejemplo en la NEGLP la configuración consiste en diferenciar el tipo de producto medido, su densidad, temperatura, todo esto junto al probador correspondiente, el computador cuenta con entradas electrónicas que llevan la señal del campo al cuarto de control, las señales observadas son las de temperatura, presión, densidad, rata de flujo, volumen acumulado bruto y neto, entre otras, con estas señales se realizan las conversiones respectivas con los paquete matemáticos que viene integrados en el computador de flujo. [1]

Funcionamiento del probador

Figura 20. PROBADOR BIDIRECCIONAL



FUENTE: EL AUTOR

En la NEGLP se cuenta con dos probadores bidireccionales con los cuales se calibran los medidores de cada una de las líneas de recibo y despacho de productos blancos, la calibración de los medidores se realiza mensualmente, pero pueden presentarse situaciones en las que un medidor necesite ser probado para verificar su correcto funcionamiento, a continuación se mencionan brevemente:

Cuando el sistema de medición es instalado por primera vez es necesario probar el medidor y luego en base al programa regular de prueba establecido por acuerdo entre las partes tales como regulaciones gubernamentales.

Cada vez que en el proceso se presenten alteraciones en las condiciones, que puedan causar un cambio en la exactitud de la medición tales como variación en la proporción de flujo, cambios significativos en la densidad, temperatura y presión del sistema.

Si ha efectuado cualquier reparación o mantenimiento en el medidor también debe ser probado para comprobar que sus condiciones no hayan cambiado. [1]

Antes de probar un medidor se debe:

- Para garantizar que la prueba del medidor es óptima se debe asegurar que la proporción de flujo sea estable durante la prueba. La proporción no debe cambiar +/- 10%.
- Verificar que no haya otro producto dentro del probador diferente al que se encuentra en el medidor, en caso de que se sospeche de la presencia de otro fluido se debe purgar el PD.
- La presión y la temperatura son factores importantes en la prueba del medidor, se debe asegurar suficiente presión en el medidor y el probador para evitar cambios bruscos.
- Verificar los escapes o desviaciones del fluido en el probador o medidor.
- Verificar la configuración del medidor y que todos los ajustes efectuados son correctos. [1]

Luego de revisar todo el sistema se procede a hacer la prueba, en el caso de la NEGLP se cuenta con dos probadores bidireccionales de esfera, uno de 4" y otro de 10", estos tienen cada uno una válvula de 4 vías que es la que permite impulsar la esfera en los dos sentidos; para las líneas de recibo de Propano y Butano de campos se usa el probador pequeño, la prueba inicia enviando la esfera desde la cámara de lanzamiento y en el momento en que esta toca el primer switch el computador de flujo empezara a contar los pulsos del medidor.

Para completar la corrida la válvula de 4 vías se invierte y la esfera se desplazara en la dirección opuesta.

El computador continúa contando los pulsos del medidor.

Prueba del medidor con el probador

Esta parte de la prueba consiste en comparar el volumen (Barriles) del probador respecto al volumen indicado por el medidor durante la prueba y se establece el valor del factor del medidor, este valor corrige el volumen indicado por el medidor durante la prueba. El factor del medidor (Meter Factor-MF) se calcula mediante la relación:

$$MF = \frac{\text{Volumen Conocido del Probador}}{\text{Volumen Indicado por el Medidor}} \quad (7)$$

Ecuación 7. CÁLCULO DEL METER FACTOR

Existen dos parámetros a seguir para el manejo de los resultados durante las diversas corridas de medición para probar un medidor en las unidades LACT (unidades de medición para transferencia en custodia).

Repetibilidad:

Se define como el grado de concordancia entre los resultados de mediciones sucesivas, de la misma magnitud a medir bajo las mismas condiciones. Este valor se obtiene una vez culminadas todas las corridas o mediciones establecidas en las pruebas. [1]

$$\% \text{ Repetibilidad} = \frac{\text{Máximo Valor} - \text{Mínimo Valor}}{\text{Mínimo valor}} * 100 \quad (8)$$

Ecuación 8. CÁLCULO PORCENTAJE DE REPETIBILIDAD

El API MPMS 4.8 establece como practica un valor máximo de 0.05% de repetibilidad.

Reproducibilidad:

Establece los límites para la variación del Meter Factor obtenido durante varias pruebas. Este valor se obtiene entre corridas o mediciones establecidas en la prueba. [1]

Se determina mediante la ecuación:

$$\% \text{ Reproducibilidad} = \frac{MF \text{ Nuevo} - MF \text{ Anterior}}{MF \text{ Anterior}} * 100 \quad (9)$$

Ecuación 9. CÁLCULO PORCENTAJE DE REPRODUCIBILIDAD

ANEXO F: TABLAS OBTENIDAS DURANTE LA PRÁCTICA

En la Tabla 4 se puede observar el nuevo programa de bombeo implementado en los campos de producción Provincia y Payoa, con éste se garantiza que no se van a encontrar dos bombeos de un mismo producto.

Tabla 4. PROGRAMA DE BOMBEO DE PRODUCTOS BLANCOS PARA LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN PROVINCIA-PAYOA

	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PROPANO	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.
	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.
BUTANO	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.
	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.

	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PROPANO	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.
	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.
BUTANO	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.	12 pm.	6 am.
	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.	6 pm.	12 pm.

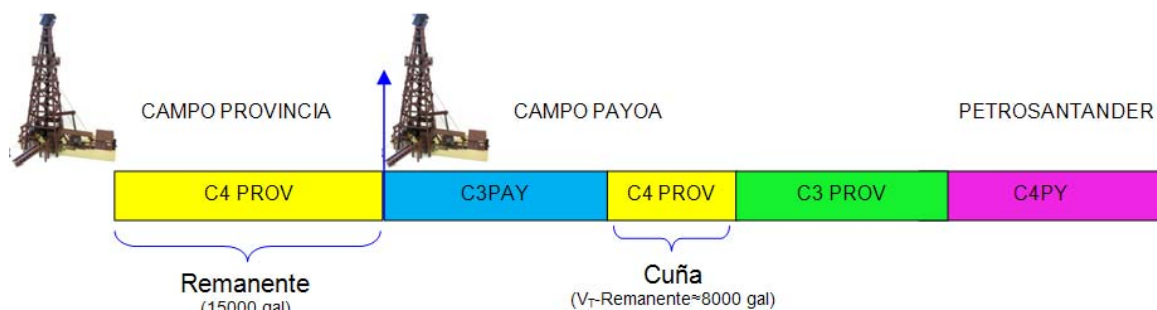
FUENTE: CAMPO DE PRODUCCIÓN PROVINCIA-Ecopetrol S.A.

El color rojo corresponde al Campo Provincia y el lila al Campo Payoa, si este orden se mantiene se asegura el cumplimiento de la exigencia del recibo y liquidación de productos.

Para entender el programa planteado, divulgado e implementado en los Campos de Producción es necesario entender los siguientes dos conceptos: remanente y cuña, además del volumen correspondiente a cada uno.

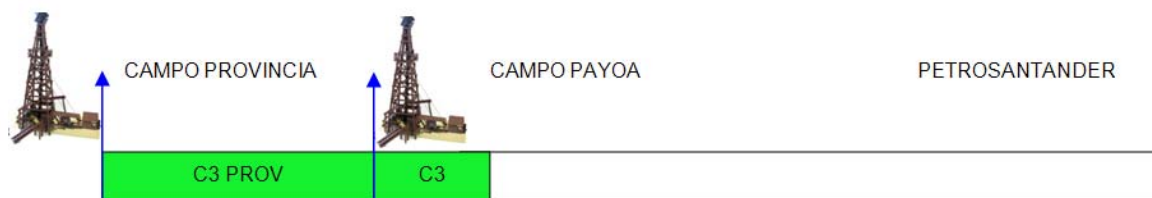
REMANENTE: Volumen empacado en el poliducto entre Provincia y Payoa. (Ver Figura).

CUÑA: Diferencia entre el volumen total bombeado por el Campo Provincia y el volumen empacado en el poliducto entre Provincia y Payoa. (Ver Figura).



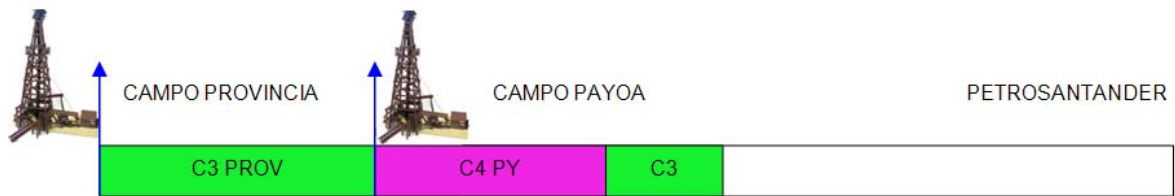
La siguiente es la explicación del cronograma de bombeo de productos blancos que ha sido implementada para los campos de Producción Provincia y Payoa:

Inicia el bombeo del Campo Provincia con un bache de Propano mayor a 23000 gal.

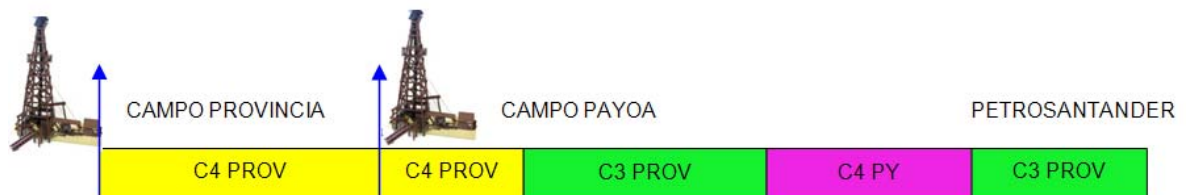


Con esto se garantiza que la cuña es lo suficientemente grande para separar los baches y facilitar la identificación de los mismos, como los bombeos deben estandarizarse este bombeo iniciaría a las 04:00 a.m.

Al terminar el bombeo del Campo Provincia, continúa el Campo Payoa con un bache de Butano, también de un volumen superior al promedio (42000 gal), la siguiente hora de bombeo es a las 04:00 p.m.



Continúa Provincia con Butano, este bache también debe ser superior a 23000 gal, para asegurar que el Propano enviado salga completamente de la línea y quede un remanente significativo de Butano el cual pueda separar ese Propano del Propano que enviará Payoa.



Sigue el Campo Payoa con Propano, este bache debe ser mayor al promedio (23000 gal).



En las Tablas 5 y 6 se relacionan los resultados de las cromatografías hechas a las corrientes de Propano y Butano de los dos campos.

Como se puede observar en la tabla 5, los contenidos de etano en la corriente de Propano son muy altos, esto indica que existe una oportunidad de mejora en el proceso de separación del etano en el Campo de Producción Provincia, generando un aumento de la presión de vapor y por lo tanto una mayor dificultad para mantener el propano en estado líquido, lo mismo ocurre para el Butano cuya composición de propano también es más elevada respecto a los productos del Campo Payoa.

Tabla 5. RESULTADOS CROMATOGRAFÍAS PROPANO-BUTANO PAYOA

PROPANO PAYOA								
	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Sep-09	Oct-21-09	Nov-09
SUSTANCIA	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION
C2	0,161	1,082	0,078	0,09	5,606	3,491	5,775	5,562
C3	97,831	98,799	99,064	99,16	92,274	93,531	92,128	94,018
IC4	1,436	0,039	0,242	0,131	1,742	2,076	0,537	0,086
NC4	0,525	0,033	0,042	0,156	0,116	0,292	1,047	0,092
IC5	0,014	0,013	0,038	0,149	0,012	0,102	0,216	0,144
NC5	0,004	0,002	0,012	0,065	0,004	0,038	0,035	0,050
C6	0,023	0,023	0,076		0,000	0,000	0,129	0,000
TOTAL	99,994	99,991	99,5522	99,751	99,754	99,53	99,867	99,952
BUTANO PAYOA								
	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Sep-09	Oct-21-09	Nov-09
SUSTANCIA	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION
C2	0,000	1,082	0,078	0,000	0,000	0,000	0,076	0,082
C3	0,132	98,799	99,064	2,939	0,056	0,044	2,194	2,532
IC4	27,152	0,039	0,242	35,923	26,184	26,439	33,754	34,962
NC4	71,760	0,033	0,042	59,876	73,355	73,137	62,429	61,653
IC5	0,606	0,013	0,038	0,356	0,066	0,062	0,634	0,453
NC5	0,113	0,002	0,012	0,142	0,011	0,009	0,144	0,152
C6	0,071	0,023	0,076	0,000	0,044	0,034	0,301	0,000
TOTAL	99,834	99,991	99,552	99,236	99,716	99,725	99,532	99,834

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 6. RESULTADOS CROMATOGRAFÍAS PROPANO-BUTANO PROVINCIA

PROPANO PROVINCIA													
	Jul-1-09	Jul-1-09	Jul-30-09	Ago-3-09	Ago-5-09	Ago-13-09	Oct-2-09	Oct-8-09	Nov-5-09	Nov-9-09	Nov-12-09	Nov-19-09	Nov-26-09
SUSTANCIA	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION
C2	3,777	9,007	9,988	13,057	2,576	1,515	3,072	3,281	2,335	9,494	2,380	12,621	11,878
C3	96,223	90,993	90,008	86,937	97,387	98,485	96,928	96,719	97,665	90,503	97,620	87,376	88,118
IC4	0,000	0,000	0,005	0,006	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,004249
NC4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
IC5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NC5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
C6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TOTAL	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	99,997	100,000	100,000	100,000
BUTANO PROVINCIA													
	Jul-1-09	Jul-30-09	Ago-3-09	Ago-5-09	Ago-13-09	Oct-2-09	Oct-8-09	Nov-5-09	Nov-9-09	Nov-12-09	Nov-19-09	Nov-26-09	
SUSTANCIA	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION	FRACCION
C2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0	
C3	12,746	15,411	16,112	10,197	6,102	7,876	6,655	5,886	8,862767	5,835147	6,05877	10,432341	
IC4	32,301	31,662	31,502	26,904	30,963	34,064	35,000	29,437789	31,903149	30,349242	34,080527	33,017826	
NC4	54,798	52,816	52,264	59,594	49,412	54,860	56,749	46,744978	50,540848	49,421414	54,513409	52,219973	
IC5	0,135	0,098	0,107	2,462	12,730	2,997	1,480	16,450458	8,084647	13,339025	4,994479	4,064048	
NC5	0,019	0,013	0,014	0,843	0,794	0,204	0,116	1,481268	0,608589	1,055171	0,352815	0,265812	
C6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0	0	
TOTAL	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000

FUENTE: EL AUTOR

Para que el balance esté asegurado es necesario llevar un reporte de cada movimiento en la NEGLP.

Todos los movimientos realizados en la Nueva Estación de GLP deben ser registrados diariamente y para el corte de media noche el balance se realiza con el inventario que haya en ese momento, tomando como referencia el nivel de las balas reportado por la telemetría.

Es importante conocer el procedimiento para el registro de los movimientos y de esta manera asegurar confiabilidad y disminuir el porcentaje de desbalance en el Balance de la Nueva Estación de GLP. En la siguiente Figura se muestra el resumen de este balance.

Figura 21. MÓDULO BALANCE DE PRODUCTOS BLANCOS

NEGLP



MÓDULO DE BALANCES PERSONALIZADOS
BALANCE DE PROPANO-BUTANO EN LA NEGLP
 DESDE: 27-DEC-2009 00:00 HASTA: 28-DEC-2009 00:00
 Unidades: **Barriles**
 Generado por: E0224204 El: 28-DEC-2009 07:26:06

 **RMP60610**
 Pag: 1
 INFORME OFICIAL

Prod. Tran.	Descripción	Inv. Inicial	Rec. Plantas / Otros Alm.	Compras Poliductos	Compras Remolc.	Ventosa atase	Entr. Plantas / Otros Alm.	Venta a VIT	Inv. Final	Desbalance	Producción Neta	% Desbalance
1121	BUTANOS NATURALES	4,332	0	0	0	0	154	0	4,130	2	-152	0.05
	Composicion Entregas a Plantas / Otros Alm						154					
	Demex Ubal											
	Total por Grupo:	4,332	0	0	0	0	154	0	4,130	2	-152	0.05
1200	GLP	28,121	15,736	0	0	0	0	18,106	27,558	-109	15,037	-0.25
1111	PROPANO		0	657	0	0	0	0				
	Composicion Compras Poliductos											
	El Centro			300								
	Protección			357								
1121	BUTANOS NATURALES		410	860	0	0	0	0				
	Composicion Compras Poliductos											
	El Centro			295								
	Payoa			555								
	Total por Grupo:	28,121	15,146	1,507	0	0	0	18,106	27,558	-109	15,037	-0.25
TOTAL GENERAL:		32,452	15,146	1,507	0	0	154	18,106	31,738			

Produccion Neta total: 15,886 Barriles

Desbalance total: -107 Barriles

Porcentaje desbalance total: -0.21 %

FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN OPERACIONAL

Pruebas realizadas a Propano y Butano de Campos

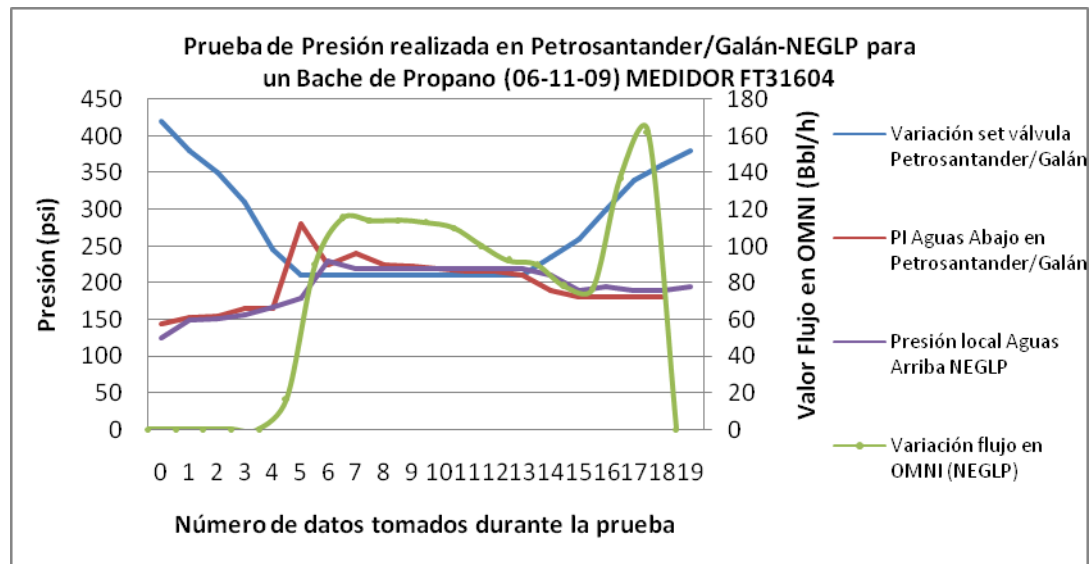
En la Tabla 7 se muestra el resultado de una prueba de medición de recibo de Propano de Campos, se pueden ver los intervalos de tiempo entre los cuales se bajaba el set point de la válvula de la estación Galán, la presión aguas abajo de la misma; adicionalmente se registraron los valores leídos en el computador de flujo ubicado en la NEGLP junto con la presión de llegada.

Tabla 7. DATOS PRUEBA DE MEDICIÓN DE PROPANO DE CAMPOS DE PRODUCCIÓN

HORA		SET PCV PETROSANTANDER [psi]	PI AGUAS ABAJO [psi]	Vr FLUJO EN OMNI [Bbl/h]	PRESIÓN NEGLP [psi]
n	t				
0	2:00	420	145	0	125
1	2:06	380	152	0	149
2	2:08	350	155	0	151,9
3	2:12	310	165	0	156,1
4	2:16	245	165	0	167
5	2:30	210	280	17	179
6	2:35	210	225	90	230
7	2:40	210		115	220
8	2:45	210	240	114	220
9	2:49	210	225	114	220
10	2:54	210	222	113	220
11	3:00	210	219	110	220
12	3:04	210	215	100	220
13	3:08	210	215	92	220
14	3:12	235	210	90	210
15	3:13	260	190	78	190
16	3:17	300	180	77	195
17	3:19	340	180	137	190
18	3:22	360	180	162	190
19	3:30	380	180	0	195

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de las cuatro variables antes mencionadas, la línea verde corresponde al valor del volumen medido, y se puede observar que es más constante a presiones de 200 psi (1378,95 kPa).

Figura 22. PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA PARA UN BACHE DE PROPANO DE CAMPOS



FUENTE: EL AUTOR

Para el recibo de butano también se realizaron pruebas, una de ellas fue realizada a un bache de Butano que estaba siendo degradado a GLP, por eso el dato de valor de flujo en OMNI desde el inicio de la prueba es diferente de 0, ya que la Presión de vapor del Butano es mucho menor que la Presión de vapor del Propano, la presión en la NEGLP se mantuvo constante debido a que el by-pass estaba abierto, por eso la Presión en la NEGLP no subió a medida que se iba bajando el set de la válvula en Petrosantander/Galán.

A pesar de ser Butano lo que se está midiendo, con esto se demuestra que el sistema de medición en la NEGLP está bien, solo que no mide el Propano por la Presión. (Medidor: FT-31604).

En la siguiente tabla se observan los datos obtenidos durante la prueba.

Tabla 8. DATOS PRUEBA DE BUTANO DE CAMPOS POR LÍNEA DE RECIBO DE PROPANO

HORA		SET PCV PETROSANTANDER [psi]	PI AGUAS ABAJO [psi]	Vr FLUJO EN OMNI [Bbl/h]	PRESIÓN NEGLP [psi]
n	t				
0	11:52	420	118	130	95,6
1	11:53	400	120	135	95,9
2	11:59	370	126	137	96
3	12:01	330	132	149	96,3
4	12:05	300	130	150	96,4
5	12:10	280	128	155	96,9
6	12:18	310	112	141	95,9
7	12:23	340	108	116	95,2
8	12:25	380	100	87	93,6

La siguiente tabla muestra los datos obtenidos para la prueba de medición del recibo de Butano de Campos por su línea, este producto fue medido por el medidor FQ-31607.

Tabla 9. DATOS PRUEBA DE BUTANO DE CAMPOS POR LA LÍNEA DE RECIBO DE BUTANO

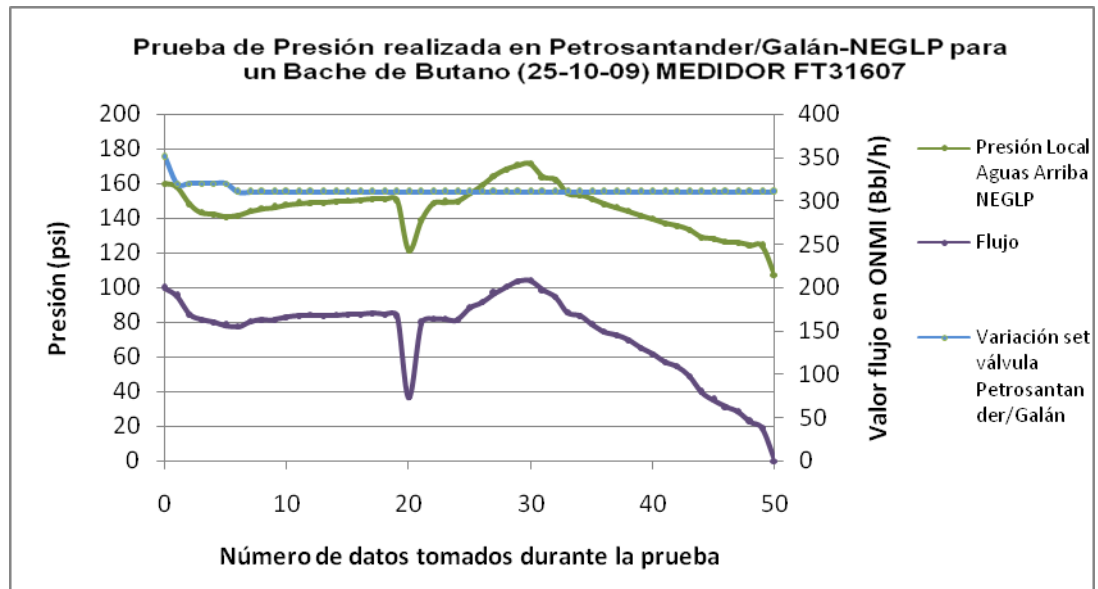
HORA		SET PCV PETROSANTANDER [psi]	PI AGUAS ABAJO [psi]	Vr FLUJO EN OMNI [Bbl/h]	PRESIÓN NEGLP [psi]
n	t				
0	8:35	350	148	199	160
1	8:41	320	150	190	158
2	8:56	320		169	148
3	9:07	320		163	143.3
4	9:13	320	135	160	142.3
5	9:18	320		156	140.7
6	9:33	310	143	155	141.3
7	9:42	310		161	144
8	9:50	310		163	145.6
9	9:52	310		163	146.1
10	9:59	310		166	147.8
11	10:01	310		167	148.3

12	10:04	310		168	148.9
13	10:08	310		167	148.9
14	10:10	310		168	149.4
15	10:11	310		169	149.9
16	10:15	310		169	150.5
17	10:21	310		170	151
18	10:23	310		169	151
19	10:24	310		167	150.5
20	10:25	310		73	121.4
21	10:26	310		159	138.93
22	10:27	310		164	148.6
23	10:28	310		164	149.1
24	10:33	310		163	149.6
25	10:34	310		177	154.45
26	10:35	310		183	158.9
27	10:37	310		193	164.4
28	10:38	310		201	168.2
29	10:40	310		207	170.8
30	10:41	310		208	171.4
31	10:42	310		197	163.6
32	10:43	310		189	162.1
33	10:45	310		171	154.4
34	10:47	310		167	153.4
35	10:48	310		158	151.2
36	10:51	310		149	148
37	10:53	310		145	146.2
38	10:55	310		139	144.1
39	10:57	310		130	141.3
40	10:59	310		123	139.6
41	11:02	310		114	137.1
42	11:04	310		109	135.5
43	11:06	310		98	133.2
44	11:11	310		79	129
45	11:12	310		70	128
46	11:15	310		62	126.4
47	11:16	310		57	125.9
48	11:20	310		45	124.4
49	11:22	310		38	123.9

50	12:15	310		0	107
----	-------	-----	--	---	-----

En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento que tuvo este producto durante la medición.

Figura 23. PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA PARA UN BOMBEO DE BUTANO DE CAMPOS



GLOSARIO

A

API: American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo. [12]

B

Bache: Es un lote o volumen determinado de hidrocarburo con una composición determinada que se mueve en un periodo de tiempo determinado. [12]

Bala: Tanque cilíndrico, utilizado para almacenar o transportar gases licuados. [12]

C

Calibración: El conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento para medir y, de ser necesario, otras características metrológicas. [12]

Calibración de Medidores: Es la comparación entre un volumen patrón y el medido por un medidor, a condiciones de referencia, con el fin de obtener un factor del medidor. [12]

Calidad: Grado en el que un conjunto de características inherentes de un producto proceso o sistema, cumple con los requisitos, necesidad o expectativa establecida, generalmente implícita u obligatoria, la calidad de un hidrocarburo esta definida en el contrato que firman las partes. [12]

Caudal en volumen: La unidad de medida es el metro cúbico por segundo, que es el caudal en volumen de una corriente uniforme tal que una sustancia de 1 metro cúbico de volumen atraviesa una sección determinada en 1 segundo. [12]

Caudal másico: Unidad, el kilogramo por segundo, que es el caudal másico de una corriente uniforme tal que una sustancia de 1 kilogramo de masa atraviesa una sección determinada en 1 segundo. [12]

Condiciones estándar base: Se consideran como condiciones base la temperatura a 60°F y la presión de equilibrio de vapor liquido a 60°F, para líquidos con presión de vapor menor a la presión atmosférica, la presión base es igual a la presión atmosférica. (14.696 PSIA= 0.0PSIG= 1.01.325 Kpa). [12]

Cpl (o CPL): Factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido. [12]

Cps (o CPS): Factor de corrección por efecto de presión sobre el acero tanto del medidor como del probador. [12]

Ctl (o CTL): Factor de corrección por efecto de temperatura sobre el líquido. [12]

D

Densidad Base (SGU 60): Es la densidad del líquido a la temperatura base de referencia 60°F. La densidad base se determina a partir de la densidad observada y de la temperatura observada. [12]

Densidad de fluidos: Se refiere a la masa por unidad de volumen. La densidad relativa (densidad del gas/densidad del aire) se usa para la medición del gas usando varios métodos los cuales miden parte del proceso o en forma continua. Se clasifican en discretos (Hidrómetro atmosférico, de presión, Balanza de Westphal, Picnómetro) y continuos (Elementos de vibración, balanceo, peso continuo, capacitancia, nuclear, acústico). [12]

Densidad observada (SGU obs): Es la densidad del líquido leída por medio de un hidrómetro o un densitómetro línea a la temperatura observada (Tobs) del producto. [12]

Densidad relativa: Relación entre la masa de un volumen dado del líquido a 15°C (u otra temperatura estándar, como por ejemplo 60°F) y la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. Cuando se reportan resultados se debe especificar la temperatura de referencia estándar; por ejemplo, densidad relativa 15/15°C. [12]

Densidad: Es la relación entre la masa por unidad de volumen de un líquido o un gas, en el sistema internacional su unidad es el kilogramo por metro cúbico. [12]

Densitómetro: Es un transductor asociado a un equipo que permite convertir la densidad de un fluido en una señal electrónica. [12]

Dispositivo de medición de temperatura: Consiste en un sensor, un medio de transmisión y mecanismos de lectura en una configuración operativa utilizada para determinar la temperatura de un líquido para propósitos de medición. [12]

E

Equipo de Medición: Todos los instrumentos de Medición, software, los patrones de medición, los materiales de referencia, los aparatos auxiliares y las instrucciones que se necesiten para efectuar una medición. Este término incluye el equipo de medición utilizado para el ensayo y la inspección, así como el utilizado en la calibración. [12]

G

GLP: Gas Licuado de Petróleo. Es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por propano C3's (propano y componentes de este) y C4's (butano y compuestos derivados de este), en proporciones variables que a condiciones atmosféricas es gaseosa y al comprimirla pasa a estado líquido. Puede producirse en plantas de procesamiento de gas natural o en refinerías, especialmente en las plantas de ruptura catalítica. [12]

Gravedad específica o Densidad Relativa: De un líquido es la relación de la densidad del líquido a cierta temperatura con respecto a la densidad del agua a una temperatura normalizada o de referencia. Los requerimientos de temperatura para líquidos son dados por la expresión "Gravedad específica" 60/60 ° F. La gravedad es un factor que determina un criterio de calidad en crudos, la cual esta correlacionada con otras propiedades y ayuda a dar una composición aproximada de hidrocarburo y calor de combustión. [12]

H

Hidrocarburo: Se denomina hidrocarburo a los compuestos orgánicos que contiene únicamente carbono e hidrogeno en sus moléculas. Conforman una estructura de carbono a la cual se unen átomos de hidrogeno. Los hidrocarburos se clasifican en dos clases principales: hidrocarburos aromáticos los cuales tienen al menos un anillo aromático (conjunto planar de seis átomos de carbono) y los hidrocarburos alifáticos los cuales se unen en cadenas abiertas, ya sea lineales o ramificadas. [12]

I

Instrumento de Medición: Dispositivo destinado a efectuar mediciones, solo o en conjunto con uno o varios dispositivos adicionales. [12]

M

Metrología: La Metrología es la rama de la ciencia que se ocupa de las mediciones, de los sistemas de unidades y de los instrumentos usados para efectuarlas e interpretarlas. Esta comprende los aspectos teóricos y prácticos de las mediciones y su incertidumbre, la metrología se puede observar desde dos (2) puntos de vista, la científica está encargada de la investigación que conduce a la elaboración de patrones sobre bases científicas y promueve su reconocimiento y la equivalencia de éstos a nivel internacional), La industrial persigue promover en la industria manufacturera y de servicios la competitividad a través de la permanente mejora de las mediciones que inciden en la calidad y legal se encarga de la diseminación a nivel nacional de los patrones en el comercio y en la industria. [12]

R

Rangeabilidad: Relación entre los valores máximo y mínimo que el medidor puede leer con la exactitud especificada. [12]

Rata de Flujo: Terminó que expresa la velocidad del fluido. Ejemplo: barriles por hora, galones por minuto, metros cúbicos por hora, etc. [12]

Repetibilidad: Es la Variación obtenida entre los resultados de múltiples sucesos, medidos a las mismas condiciones de operación y llevados a cabo por el mismo método, con los mismos instrumentos, en el mismo lugar y dentro de un corto periodo de tiempo. [12]

Reproducibilidad: Es la medida de la variabilidad entre los resultados de mediciones de la misma variable cuando las mediciones individuales son realizadas con el mismo método, con el mismo tipo de instrumento pero con observadores diferentes en diferentes sitios y después de un periodo largo. [12]

T

Tag: número de identificación del instrumento, este código es específico para ECOPETROL S.A., por ejemplo para la válvula de contrapresión de recibo de Propano el tag es PCV-31604, las tres letras corresponden al tipo de instrumento, los siguientes 4 números corresponden a la unidad en la cual está ubicado el instrumento y el último número corresponde a la secuencia que se tiene en la unidad.

Tea: sirve para alivio y seguridad de cada planta.

Toma - Muestras: Recipientes metálicos o de vidrio apropiados para la extracción de muestras para el caso de tanques o aparato extractor insertado en la tubería en el caso de muestreo en línea. [12]

Transferencia de custodia: Es el hecho a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos de terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad. [12]