

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL ENCOGIMIENTO  
VOLUMETRICO DE LA DILUCIÓN DE CRUDO PESADO CON NAFTA  
TRANSPORTADO POR EL OLEODUCTO VELÁSQUEZ GALÁN DE  
MANSAROVAR ENERGY**

**LINA MARISOL CALLEJAS HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2015**

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL ENCOGIMIENTO  
VOLUMETRICO DE LA DILUCION DE CRUDO PESADO CON NAFTA  
TRANSPORTADO POR EL OLEODUCTO VELÁSQUEZ GALÁN DE  
MANSAROVAR ENERGY**

**LINA MARISOL CALLEJAS HERNANDEZ**

**Tesis de grado para optar el título de:**

**Ingeniero Químico**

**Director:**

**FERNANDO MARTINEZ ORTEGA**

**Químico, Docteur en Chimie,**

**Escuela de Química**

**Codirector:**

**FABIÁN MOTTA**

**Ingeniero de medición Mansarovar Energy Ltd.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

Sea este el momento preciso para dar gracias a Dios por permitirme culminar uno de los trabajos más importantes que he realizado hasta ahora; gracias a él por la sabiduría y el entendimiento que me dio a lo largo de mi vida universitaria y en el desarrollo de mi tesis.

Por otra parte, también quiero agradecerle a mi familia por el apoyo recibido; a mis hermanos Adriana, Felipe y Juan por ponerme en sus oraciones y por brindarme una voz de aliento cuando lo necesité, pero especialmente le doy las gracias a mi madre Luz Myriam Hernández, quien a través de tantos sacrificios siempre ha caminado conmigo brindándome su apoyo incondicional, su entrega y su valioso ejemplo quien a menudo nos recalca que: *A pesar de todos los obstáculos debemos luchar por nuestros sueños.* No puedo olvidar a alguien muy especial que aunque ya no esté en este mundo terrenal le debo el deseo inagotable de lograr mis metas, alguien quien fuera mi ejemplo de perseverancia y de entrega, mi padre Ricardo Callejas. Gracias al profesor Fernando Martínez Ortega por haberme guiado por este arduo sendero de investigación, *- sin usted la obra no hubiera podido estar concluida.*

Por ello, a todos ustedes les dedico este trabajo de grado, el cual realice con mucho sacrificio pero al mismo tiempo con mucho amor, una tesis que me permitió seguir conociéndome, enseñándome que poseo muchas fortalezas y que también me mostró otras debilidades que he debido superar para poner en sus manos una excelente labor, una obra que lleva plasmada mi orgullo y mi entrega absoluta.

Con mucho cariño para ustedes.

## **AGRADECIMIENTOS**

A ellos este proyecto, ingeniero Jairo Cárdenas, ingeniero Fabián Motta, a todo el personal de operaciones del oleoducto Velásquez 26- el Sauce de Mansarovar Energy Colombia Ltd. Quienes contribuyeron en la realización y obtención de este logro, gracias por esta gran oportunidad, por su paciencia, dedicación y acompañamiento. Pues sin su valiosa colaboración esto no hubiera sido posible.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	16
1. OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26-SAUCE .....	17
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	18
3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL .....	19
3.1 IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL FENOMENO DE ENCOGIMIENTO VOLUMETRICO.....	19
3.1.1 Estudio y análisis del factor de encogimiento .....	20
3.1.2 Reconocimiento de las variables que afectan el fenómeno del encogimiento volumétrico .....	21
3.1.3 Visita a campo y recolección de datos de operación .....	22
3.1.4 Identificación de metodologías para la cuantificación del factor de encogimiento.....	22
3.1.4.1 Cuantificación del factor de encogimiento mediante la correlación existente en la norma api 12,3.....	23
3.1.4.3 Cálculo de promedio de °API de las mezclas de crudos pesados.....	25
3.1.4.4 Implementación de la correlación de la norma api 12,3.....	25
3.1.4.5 Factor de encogimiento mediante procedimiento en el laboratorio, siguiendo las indicaciones de la norma api 12,3 en el apéndice c, por el método del picnómetro .....	26
3.2 SIMULACION DEL OLEODUCTO EN HYSYS .....	28
4 ANALISIS DE RESULTADOS .....	31
4.1 RESULTADOS OBTENIDOS POR LA CORRELACIÓN DE LA NORMA API 12.3. 31	
4.2 RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO .....	33
4.3 RESULTADO DE LA PROGRAMACION EN HYSYS .....	36
5. CONCLUSIONES.....	38
6. RECOMENDACIONES .....	39
BIBLIOGRAFÍA.....	40
ANEXOS.....	41

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Identificación de los campos involucrados en el oleoducto Velásquez 26-terminal el Sauce.....	18
Figura 2. Diagrama de los pasos para la identificación y cuantificación del factor de encogimiento volumétrico.....	19
Figura 3. Rangos de °API ideales para la correlación.....	20
Figura 4. Pasos para calcular el factor de encogimiento según la correlación de la norma API 12.3.....	24
Figura 5. Medición de muestras de crudo .....	27
Figura 6. Calentamiento de muestras de crudo.....	27
Figura 7. Llenado y pesado del picnómetro.....	28
Figura 8. Bomba utilizada en hysys.....	30
Figura 9. Mezclador utilizado en hysys.....	30
Figura 10. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 1.....	31
Figura 11. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 2.....	31
Figura 12. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 3.....	32
Figura 13. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 4.....	32
Figura 14. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 5.....	32
Figura 15. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 6.....	33
Figura 16. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 1.....	34
Figura 17. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 2.....	34

Figura 18. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 3.....	35
Figura 19. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 4.....	35
Figura 20. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 5.....	36
Figura 21. Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 6.....	36
Figura 22. Gráfica de destilación del crudo M-V26.....	38

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distancia recorrida por el oleoducto Velásquez 26- terminal el Sauce....	17
Tabla 2. Líneas identificadas para la cuantificación y comparación del factor de encogimiento volumétrico.....	22
Tabla 3. Presiones en psi de las bombas usadas en los diferentes campos.....	30

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Datos recogidos en campo organizados por líneas.....	42
Anexo 2. Resultados mediante la correlación, acompañados de los cálculos necesarios para la utilización de la correlación de la norma API 12.3.....	43
Anexo 3. Descripción del apéndice c de la norma API 12.3.....	45
Anexo 4. Tablas de los resultados obtenidos mediante laboratorio.....	47
Anexo 5. Resultados del factor de encogimiento volumétrico cuando se supone una pérdida de 3, 6 y 7% de nafta por evaporación.....	49
Anexo 6. Error promedio.....	58
Anexo 7. Simulación en hysys.....	61

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL ENCOGIMIENTO VOLUMETRICO DE LA DILUCION DE CRUDO PESADO CON NAFTA TRANSPORTADO POR EL OLEODUCTO VELÁSQUEZ GALÁN DE MANSAROVAR ENERGY\*

**AUTOR:** LINA MARISOL CALLEJAS HERNANDEZ \*\*

**PALABRAS CLAVE:** ENCOGIMIENTO, ESTACIONES, DILUCIÓN, °API, TEMPERATURA.

### DESCRIPCION:

La pérdida de crudo en el transporte ha generado polémica económica en la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., por dicho motivo, se ha realizado un estudio que incluye cálculos detallados de pérdidas por medio de la dilución, la cual consiste mezclar un crudo pesado con uno de mayor °API, generando una disminución de la viscosidad y densidad del crudo original. Se tiene en cuenta, que esta mezcla de diferentes hidrocarburos causa discrepancia volumétrica de la mezcla ideal, esta diferencia es a menudo un encogimiento; resultado que se da cuando las moléculas pequeñas del material ligero llenan los espacios de las moléculas más pesadas. La norma API 12.3 ha venido estudiando el fenómeno del encogimiento volumétrico desde el año 1996, desarrollando mediante datos de laboratorio una correlación la cual se recomienda utilizar sólo para predicciones cerca de 15 ° C, 100 Kpa a 700 Kpa y un rango de °API para crudos pesados y livianos de 13-82.2 y 27.6-112 respectivamente; debido a que los datos se obtuvieron en estas condiciones. La coordinación de medición de hidrocarburos de la compañía se ha sujetado a la correlación de la norma para hacer cálculos de encogimiento volumétrico, sin tener en cuenta que se manejan diferentes crudos tales como: Velásquez, Teca, Underiver, Jazmín, Abarco, Girasol y moriche, a diferentes condiciones recomendadas para la utilización de la misma; es por ello, que se decide implementar la metodología de cálculo mediante laboratorio del factor del encogimiento volumétrico según el apéndice C de la norma API 12.3. Concluyendo que el factor de encogimiento se ve afectado directamente con la variación de temperatura, ya que al incrementar la metodología para hallar el encogimiento a escala menor nos da como resultado encogimientos volumétricos mayores a los ideales que fueron obtenidos por la correlación de la norma API 12.3.

---

\*Tesis de grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Docteur en Chimie Fernando Martínez Ortega.

Codirector: Fabián Motta.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF THE EFFECT OF TEMPERATURE ON THE VOLUMETRIC SHRINKAGE OF DILUTION WITH HEAVY CRUDE OIL PIPELINE TRANSPORTED BY NAFTA VELÁSQUEZ MANSAROVAR GALÁN OF ENERGY.\*

**AUTHOR:** LINA MARISOL CALLEJAS HERNANDEZ \*\*

**KEYWORDS:** SHRINKAGE, STATIONS, DILUTION, ° API, TEMPERATURE.

### DESCRIPTION:

The crude oil loss in the transport has generated economic polemic in the Mansarovar Energy Colombia Ltda. Company, therefore was realized an study that includes detailed calculations of loss by means of the dilution, which consists in mixing a heavy crude with one of greater °API causing decrease of original crude viscosity and density. Is considered that this mix of different hydrocarbons causes volumetric discrepancy of the ideal blend, this is often a decrease; what happens when the little particles of the lightweight material fill the spaces of the heavier molecules. The API 12.3 rule has been studying the volumetric shrinkage phenomenon since 1996, developing by means of laboratory data a correlation which recommended only for predictions near to 15 ° C, 100 Kpa at 700 Kpa and a °API rank for heavy and lightweight crudes of 13-82.2 and 27.6-112 respectively; this is because the data was obtained in this condition. The company's measurement of the coordination of hydrocarbons has been restricted to the correlation of the norm to make computations of volumetric shrinkage, without taking into account the different crudes that are manipulated such as: Velásquez, Teca, Underiver, Jazmín, Abarco, Girasol , and moriche at different recommended conditions for their use; therefore is decided to implement the calculation methodology by means of laboratory of the volumetric shrinkage according to the appendix C of the API 12.3 rule. Concluding that the shrinkage factor is affected directly with the temperature variation, because when the methodology is increased to find the shrinkage at scale lower, gives as result volumetric shrinkages greater to ideals which were obtained by the correction of the API 12.3 rule.

---

\*Undergraduate thesis.

\*\*Physicochemical Engineering Faculty. Chemical Engineering. Director: Docteur en Chimie Fernando Martínez Ortega.

Codirector: Fabián Motta.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar si el encogimiento volumétrico presente en el oleoducto Velásquez Galán puede ser calculado utilizando la metodología expuesta en la norma API MPMS 12.3.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Obtener información en campo, de variables y condiciones operativas de cada uno de los puntos de inyección de diluyente y crudo pesado al oleoducto Velásquez Galán.
2. Analizar mediante curvas de equilibrio las diferentes fases en las que se encuentran las mezclas en cada punto de inyección, bajo la herramienta hysys.
3. Identificar el fenómeno fisicoquímico que se da por el efecto de las altas temperaturas de crudo pesado inyectado a la mezcla del diluyente.
4. Identificar una metodología de cálculo de encogimiento sencilla, validándolo con pruebas reales de laboratorio.

## ALCANCE

- Intentar identificar el fenómeno que se da por las altas temperaturas de inyección en las estaciones de bombeo.
- Cuantificar y comparar el encogimiento volumétrico en oleoducto Velásquez Galán estimado en el laboratorio con el de la norma API MPMS 12.3.
- Concluir una metodología de cálculo del encogimiento.

Dado que el encogimiento volumétrico observado en el oleoducto Velásquez Galán, el componente pesado de la mezcla está por fuera del rango estipulado en la norma, En consecuencia, se debe identificar el fenómeno presente en la dilución debido a las altas temperaturas de inyección de crudo pesado presentes en el campo.

Por lo tanto se realizó lo siguiente:

1. Recolectar información sobre cada una de las condiciones de trabajo de los puntos de inyección.
2. Analizar las fases de la mezcla mediante simulación de curvas de equilibrio en hysys.
3. Realizar ensayos de mezcla en el laboratorio y observar a las condiciones de establecidas en la mezcla crudo pesado-nafta.
4. Cuantificar el encogimiento según el apéndice C de la norma API 12,3 y su comparar con la correlación existente en esta norma.

## INTRODUCCIÓN

Mansarovar Energy Colombia Ltd. Es una compañía dedicada a la exploración, explotación, almacenamiento y transporte de crudo pesado. El crudo es transportado por oleoducto Velásquez 26- Sauce, se requiere realizar una dilución con nafta, para reducir su viscosidad y otras propiedades de la mezcla.

La gerencia del oleoducto considera que calcular las pérdidas en el transporte del crudo por el encogimiento o reducción de volumen del crudo es importante por consideraciones económica y por lo tanto se desarrolla este trabajo de grado.

El crudo pesado con los siguientes grados: 21,2°, 11,8°, 11,5° y 11,5°, 11,2°, 11,4° y 13,5°API promedio, proveniente de los campos Velásquez, Teca Nare, Underiver, Girasol, Abarco, Jazmín y Moriche, respectivamente, es transportado a través del oleoducto mezclándolo con una nafta promedio de 80,8°API, agente diluyente, de tal manera que en la estación del Sauce, el crudo pesado tenga 19°API. Al inyectar la nafta, se hace necesario estimar las pérdidas dadas por el encogimiento o reducción de volumen en cada uno de los puntos de la mezcla. El método de dilución hace que dos fluidos de diferente densidad y propiedades al mezclarse den resultados volumétricos muy discrepantes con respecto al volumen de la mezcla ideal. El volumen real de una mezcla no es igual a la suma de los volúmenes individuales; esta diferencia de volumen en la mezcla se conoce como encogimiento volumétrico. El fenómeno ha sido estudiado bajo ciertos parámetros fijos, como la temperatura y presión, dado que al variar alguna de estas condiciones, se desconoce el comportamiento que se obtendrá. En consecuencia se propuso realizar un análisis durante los días de operación de bombeo de diferentes campos teniendo en cuenta las respectivas temperaturas observadas en: Velásquez, Teca, Underiver, Abarco, Girasol, Jazmín y Moriche.

## 1. OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26-SAUCE

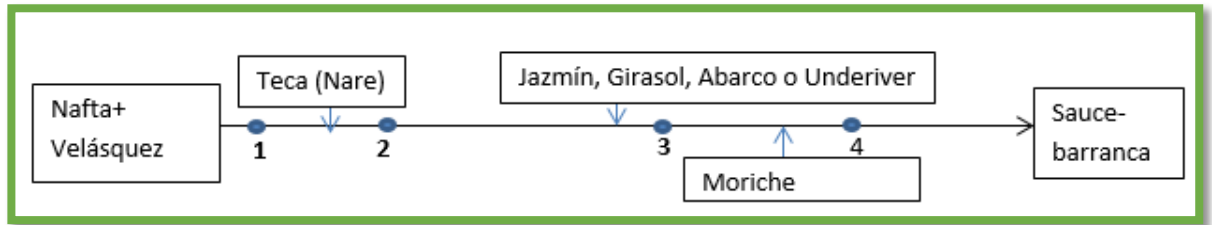
El estudio realizado se basa en el oleoducto Velásquez 26- Sauce, el cual se extiende a lo largo del valle del Magdalena Medio colombiano, que comienza en la vereda Calderón del municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) hasta el municipio de Barrancabermeja (Santander) atravesando zonas de alto impacto ambiental. Operacionalmente, el oleoducto tiene una extensión aproximada de 189 km, construido en su mayoría en tubería basada en los materiales de la norma API 5L X42 de diámetro de 0,3048m y de 0,3556m, con espesores de pared que oscilan entre 0,00635m y 0,01112 m, con un volumen de llenado de línea que se estima en 16513,118 m<sup>3</sup>. El oleoducto cuenta con dos estaciones principales (Velásquez 26 y terminal el sauce) y tres estaciones de bombeo (Zámbito, Cantimplora y Carare), tabla 1. [2]

**Tabla 1.** Distancia recorrida por el oleoducto Velásquez 26- terminal el Sauce.

OLEODUCTO VELASQUEZ 26-TERMINAL EL SAUCE	
Campo	Kilómetro (Km)
Velásquez 26	0
Teca (Nare)	17
Underiver	17
Abarco-Jazmín-Girasol	19
Moriche	19
Terminal el Sauce	185

A continuación se presenta un bosquejo para identificar los puntos de inyección del crudo en el oleoducto velas 26- terminal el sauce:

**Figura 1.** Identificación de los campos involucrados en el oleoducto Velásquez 26-terminal el Sauce.



## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las empresas involucradas con el transporte de crudos pesados, siempre han cuantificado las pérdidas, especialmente asociadas por la discrepancia del volumen total después de la dilución. Esta cuantificación se ha desarrollado en Mansarovar Energy mediante el uso de la correlación existente en la norma API 12.3. Sin embargo, la correlación está limitada por los siguientes factores: la temperatura, presión y rango de °API. En la compañía se identifica que varios de los crudo transportados no se encuentran en el rango de temperaturas y grados °API especificados en la correlación de la norma, para que esta resulte eficaz, por lo tanto se cuestiona que la correlación se esté implementando de manera correcta.

Es por eso que la gerencia de oleoducto junto con la coordinación de medición de Mansarovar Energy Colombia Ltd., decidió implementar el proyecto de cuantificación de pérdidas asociadas al fenómeno de encogimiento volumétrico en el transporte de crudo, siendo este un aspecto fundamental en el momento de balances y conciliaciones volumétricas traducidas en factores económicos; por lo tanto se hace necesario reconocer cómo estas pérdidas afectan los balances económicos.

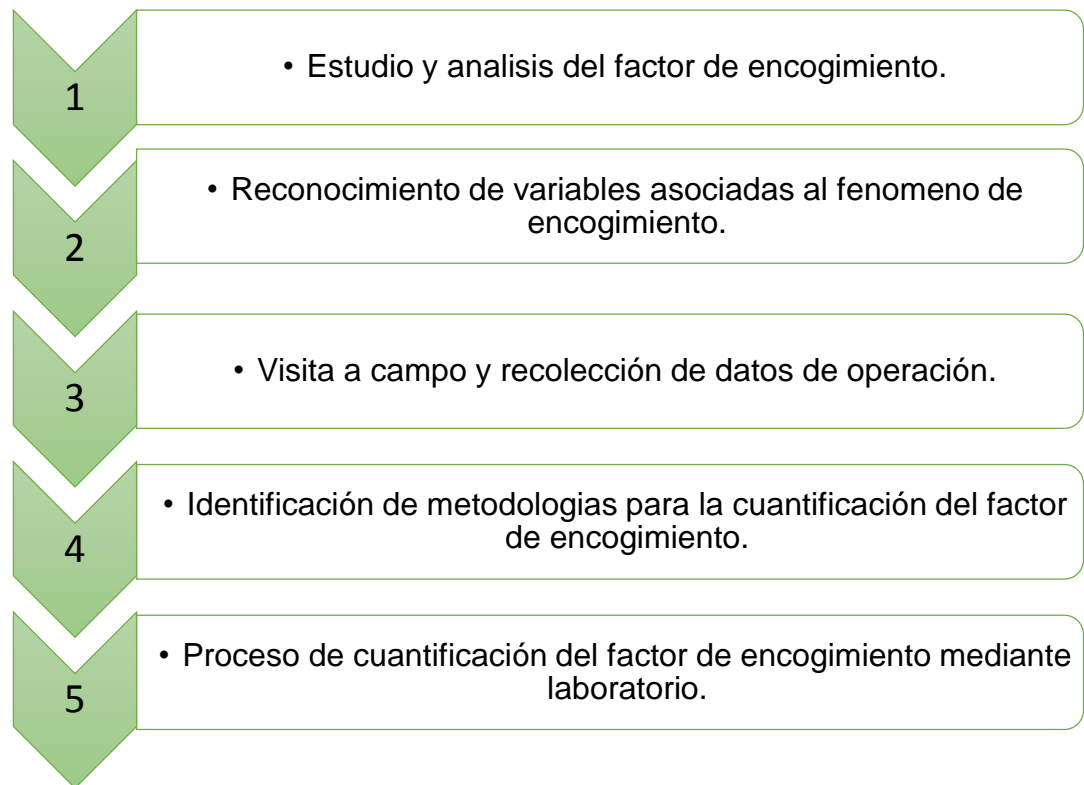
### 3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

En este capítulo se el procedimiento, paso a paso, llevado a cabo para la realización y ejecución del proyecto. El proyecto se ha dividido en dos partes, la primera la identificación y cuantificación del fenómeno del encogimiento volumétrico, la segunda en una simulación en hysys del oleoducto Velásquez 26-terminal el Sauce.

#### 3.1 IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL FENOMENO DE ENCOGIMIENTO VOLUMETRICO

La figura 2 describe el procedimiento usado:

**Figura 2.** Diagrama de los pasos para la identificación y cuantificación del factor de encogimiento volumétrico.



### 3.1.1 Estudio y análisis del factor de encogimiento

En primera instancia se quiere tener en cuenta el significado que tiene el factor de encogimiento, la discrepancia volumétrica de la combinación ideal del resultado de la mezcla de dos o más hidrocarburos de diferente densidad y propiedades fisicoquímicas. La discrepancia volumétrica se asocia a que las moléculas más pequeñas del material ligero llena los vacíos presentes entre las moléculas más pesadas. [1]

El factor de encogimiento se ha venido estudiando desde 1996 por la norma API 12.3, basándose en los parámetros de temperatura y presión cercanas a 60°F y 15-115 psi respectivamente. Estableciendo una correlación para ayudar a cuantificar el factor de encogimiento volumétrico, disponiendo rangos de °API para cada uno de los hidrocarburos utilizados en la dilución, a continuación se presenta los rangos ideales usados en la correlación de la norma:

**FIGURA 3.** Rangos de °API ideales para la correlación, tomada de la norma API 12.3

Data Source	Heavy Components		Light Components		Number of Data Sets
	kg/m <sup>3</sup> (15°C 101.325 kPa)	°API Gravity (60°F, 14.7 psia)	kg/m <sup>3</sup> (15°C 101.325 kPa)	°API Gravity (60°F, 14.7 psia)	
Childress	644–936	88.2–19.6	581–826	112.0–39.7	268
Scott	735–854	61.0–34.1	586–743	110.0–58.9	42
Schuchardt	727–979	63.1–13.0	715–889	66.4–27.6	307
Booker	833–915	38.3–23.1	630–761	93.1–54.4	198
<b>Overall</b>	<b>644–979</b>	<b>88.2–13.0</b>	<b>581–889</b>	<b>112.0–27.6</b>	

**Fuente:** API 12.3. Volumetric shrinkage resulting from blending light hydrocarbons with, crude oils. (Superseded by the manual of petroleum measurement standards chapter 12.3). [1]

La correlación utilizada para la cuantificación del factor de encogimiento es la siguiente:

$$s = 4,86 \times 10^{-8} C(100 - C)^{0,819} G^{2,28}$$

Donde;

s= encogimiento volumétrico, en porcentaje de la mezcla total de la mezcla ideal.

C=Porcentaje volumétrico del componente ligero en la mezcla.

G=Diferencia de gravedad API. [1]

### **3.1.2 Reconocimiento de las variables que afectan el fenómeno del encogimiento volumétrico**

Se identifican diferentes variables que pueden afectar de manera directa el encogimiento volumétrico, tales como:

- La temperatura.
- La presión.
- Fracción volumétrica del liviano.

Para este estudio, solo se varió de forma directa la temperatura para determinar que tanto incrementa o disminuye el factor de encogimiento, cuando los crudos se encuentran a una temperatura más elevada de lo estudiado en la norma API 12,3.

Para ello, recordaremos la influencia de la temperatura sobre los líquidos; una de la influencia es en su presión de vapor, la cual cambia con la temperatura, entonces ya no se manejaría una mezcla de hidrocarburos en fase líquida, sino que la mezcla sería bifásica.

### 3.1.3 Visita a campo y recolección de datos de operación

Para realizar el estudio se tomaron en cuenta los diferentes datos aportados por los técnicos de Mansarovar Energy Ltd., que tiene acceso a dicha información. Con la ayuda de ellos, se tomaron varios datos de operación de días comunes.

Los datos obtenidos fueron:

1. Nombre de cada campo.
2. °API para cada crudo correspondiente a cada campo.
3. Temperatura de cada campo.
4. Flujo barril/h de cada campo.

### 3.1.4 Identificación de metodologías para la cuantificación del factor de encogimiento.

Según los datos recolectados en campo, se identificaron diferentes líneas en las cuales cambian los campos que bombean el crudo, a diferentes horas y se toman como referencia una nueva mezcla a medida que se adiciona otro crudo al cruzar el oleoducto, las siguientes son las líneas identificadas:

**Tabla 2.** Líneas identificadas para la cuantificación y comparación del factor de encogimiento volumétrico.

LÍNEA 1:	LÍNEA 2:	LÍNEA 3:	LÍNEA 4:	LÍNEA 5:	LÍNEA 6:
NAFTA	NAFTA	NAFTA	NAFTA	NAFTA	NAFTA
VELASQUEZ	VELASQUEZ	VELASQUEZ	VELASQUEZ	VELASQUEZ	VELASQUEZ
MEZCLA 1	MEZCLA 1	MEZCLA 1	MEZCLA 1	MEZCLA 1	MEZCLA 1
TECA	ABARCO	TECA	GIRASOL	TECA	JAZMIN
MEZCLA 2	MEZCLA 2	MEZCLA 2	MEZCLA 2	MEZCLA 2	MEZCLA 2

GIRASOL	MORICHE	UNDERIVER	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
MEZCLA 3	MEZCLA 3	MEZCLA 3	MEZCLA 3	MEZCLA 3	MEZCLA 3
MORICHE		MORICHE	MORICHE	MORICHE	
MEZCLA 4		MEZCLA 4	MEZCLA 4	MEZCLA 4	

Identificando cada una de las líneas, se procedió a usar dos métodos para estimar el factor de encogimiento volumétrico:

1. La Correlación propuesta en la norma API 12,3. Teniendo en cuenta que los crudos se encuentran a una temperatura y presión dadas.
2. Calculo de laboratorio, siguiendo las indicaciones de la norma API 12,3 en el apéndice C, usando el método del picnómetro, se tuvo en cuenta las temperaturas indicadas en cada campo.

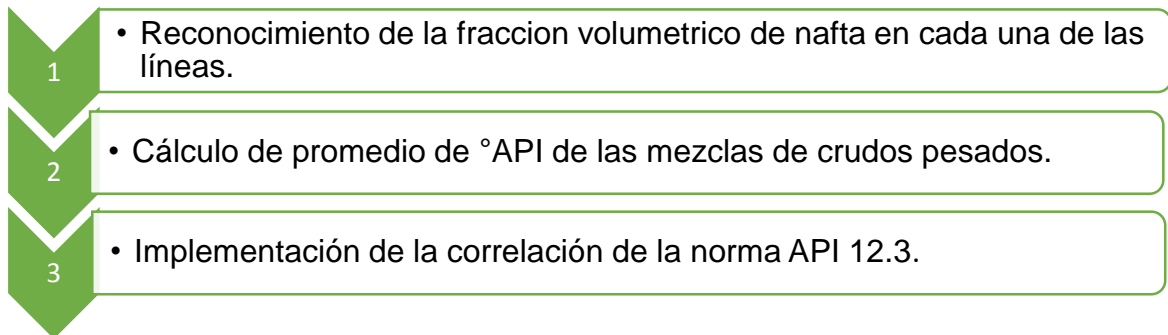
Para llevar a cabo la cuantificación del factor de encogimiento, se organizó la información que se recolecto en campo, indicada en el **ANEXO N° 1**.

#### **3.1.4.1 Cuantificación del factor de encogimiento mediante la correlación existente en la norma api 12,3.**

Los cálculos para el factor de encogimiento volumétrico, se indica en el **ANEXO N°2**.

Los pasos seguidos son los siguientes:

**Figura 4.** Pasos para calcular el factor de encogimiento según la correlación de la norma API 12.3.



#### **3.1.4.2 Reconocimiento de la fracción volumétrica de nafta en cada una de las líneas.**

En este apartado, se tomaron los datos recogidos en campo, con la identificación de la fracción volumétrica del componente liviano y teniendo en cuenta los volúmenes de cada componente así como el total.

La fracción volumétrica para cada línea y su respectiva mezcla se hizo de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Fa = \frac{\text{volumen parcial}}{\text{volumen total}}$$

El porcentaje de la fracción volumétrica se puede hallar:

$$C = Fa * 100$$

Y se calcula para cada mezcla correspondiente a su respectiva línea.

#### 3.1.4.3 Cálculo de promedio de °API de las mezclas de crudos pesados.

Para realizar el cálculo del factor de encogimiento se debe tomar un promedio de °API ya que cuando se le adiciona un crudo pesado a la mezcla inicial, en este se cambia la fracción volumétrica del componente liviano y en consecuencia su °API. Para realizar esto se utiliza una fórmula propuesta por la compañía.

$$^{\circ}API_{prom} = \frac{141,5}{SG_{prom} - 131,5}$$

Teniendo claro que SG promedio se puede calcular de la siguiente manera:

$$SG_{prom} = \left( \sum_{i=1}^{i=n} \frac{141,5}{API_i + 131,5} * v_i \right) / n$$

Donde,

V = volumen.

n = número de datos.

Esto nos será útil para calcular la diferencia de gravedad, estipulada en la correlación como G.

#### 3.1.4.4 Implementación de la correlación de la norma api 12,3.

Después de identificar los datos que requeridos en la norma de la correlación, procedemos a utilizarla. Recordando:

$$s = 4,86 \times 10^{-8} C(100 - C)^{0,819} G^{2,28}$$

Donde;

s= encogimiento volumétrico, como porcentaje de la mezcla total de la mezcla ideal.

C=Porcentaje volumétrico del componente ligero en la mezcla.

G=Diferencia de gravedad API. [1]

#### **3.1.4.5 Factor de encogimiento mediante procedimiento en el laboratorio, siguiendo las indicaciones de la norma api 12,3 en el apéndice c, por el método del picnómetro**

Se utilizó la guía del apéndice C de la norma API 12.3, la cual se describe en el **ANEXO N°3**. Los pasos seguidos por triplicado para cada mezcla en laboratorio fueron los siguientes:

1. Medición del volumen de las muestras de crudos, manteniendo constante la fracción volumétrica del componente liviano.

**Figura 5.** Medición de muestras de crudo.



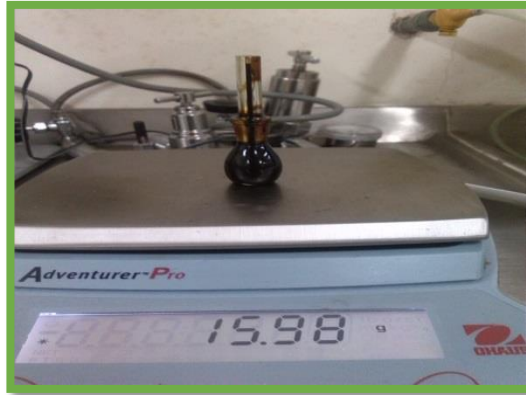
2. Calentamiento de muestras hasta la temperatura de operación registrada en el campo.

**Figura 6.** Calentamiento de muestras de crudo.



3. Llenado y pesado de la respectiva muestra en el picnómetro, de 5 ml.

**Figura 7.** Llenado y pesado del picnómetro.



4. Cálculo del factor de encogimiento, usando la siguiente ecuación:

$$s = 1 - \frac{\delta_B(1 - F_A) + \delta_A F_A}{\delta_{mix}}$$

Dónde:

$\delta_B$  = densidad del componente pesado

$\delta_A$  = densidad del componente liviano

$\delta_{mix}$  = densidad de la mezcla

$F_A$  = fracción volumétrica del componente liviano<sup>2</sup>

### 3.2 SIMULACION DEL OLEODUCTO EN HYSYS

Hysys es un simulador de procesos en estado estacionario que se utiliza para predecir el comportamiento de un proceso o una serie de operaciones unitarias, a través de las relaciones básicas existentes entre las mismas. Las relaciones y conexiones existentes en el proceso se determinan mediante los balances de materia y energía, el equilibrio de fases, el equilibrio químico y las velocidades de transformación química. De esta manera, es posible simular el comportamiento de plantas existentes o en un proyecto, con el fin de mejorar las especificaciones del diseño o aumentar la rentabilidad y eficiencia de operación en un proceso.

Entre las principales utilidades que se encuentran en estos simuladores están:

- Generación de gráficos y tablas.
- Realización de análisis de sensibilidad y casos de estudio.
- Dimensionamiento y evaluación de equipos. [3]

Con el objeto de comprender qué sucede con la mezcla presente en el oleoducto, se realizó una simulación en HYSYS, teniendo en cuenta:

1. Selección de paquete de propiedades: El método a utilizar fue de Peng Robinson, ya que es ideal para cálculos de densidad de líquido de sistema de hidrocarburos.
2. Ingresado de componentes desde un listado existente: se utilizaron varios componentes iniciales livianos de los crudos, como lo son: Hexano, Heptano, Octano, Nonano Y Decano.
3. Acceso al entorno del administrador de crudo (oil manager): En este apartado se incluyeron los Assay respectivos para cada crudo; que fueron tomados de informes de la empresa.
4. Simulación de oleoducto: Para la simulación se utilizaron:
  - A. Presiones de succión y descarga en las bombas de los campos respectivos.

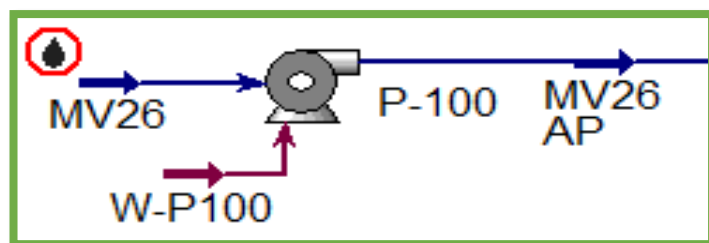
**Tabla 3.** Presiones en psi de las bombas usadas en los diferentes campos.

CAMPO	SUCCIÓN	DESCARGA
-------	---------	----------

	MIN	NORMAL	MAX	MIN	NORMAL	MAX
Mezcla V-26	30	40	60	100	200	300
TECA/UNDERIVER	20	15	40	200	300	370
MTB JAZMIN/ABARCO/JAZMIN	0	15	15	30	150	450
MTB MORICHE		10		80	150	300

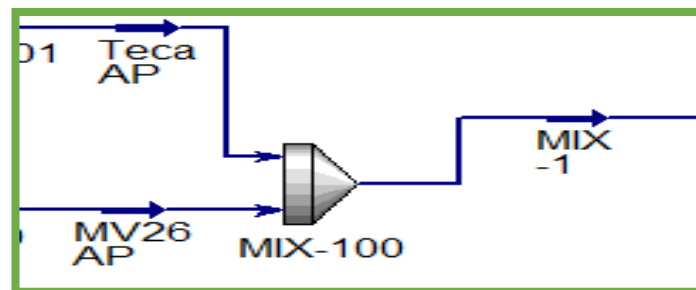
- B. 7 bombas, cada una trabaja con las condiciones especificadas en cada sitio en el campo, como temperatura, presión y flujo volumétrico. Las restricciones de operación de bomba, solo transporta líquidos.

Figura 8. Bomba utilizada en hysys.



- C. 6 mezcladores, que conectan los diferentes crudos transportados por el oleoducto.

Figura 9. Mezclador utilizado en hysys.

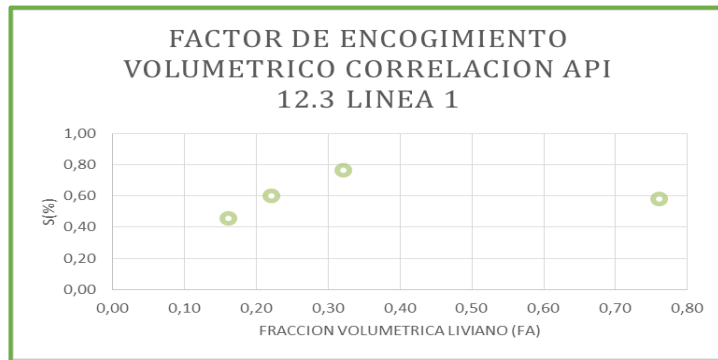


## 4 ANALISIS DE RESULTADOS

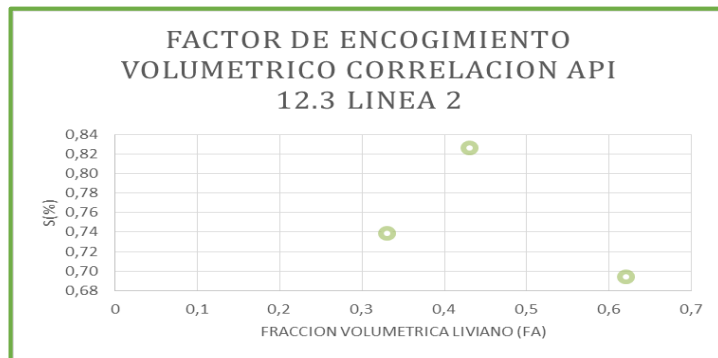
### 4.1 RESULTADOS OBTENIDOS POR LA CORRELACIÓN DE LA NORMA API 12.3.

Mediante la correlación para cada una de las líneas se obtuvieron diversos resultados, las tablas que indican los resultados se encuentran en el **ANEXO N° 2**. A continuación se muestran las gráficas obtenidas.

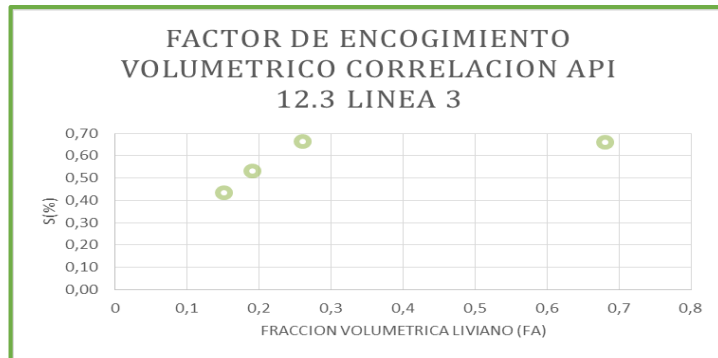
**Figura 10.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 1.



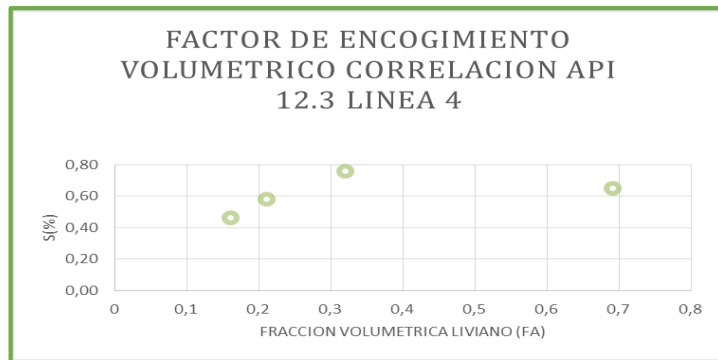
**Figura 11.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 2.



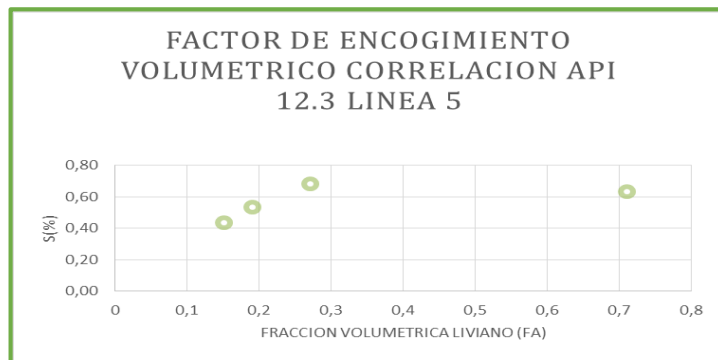
**Figura 12.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 3.



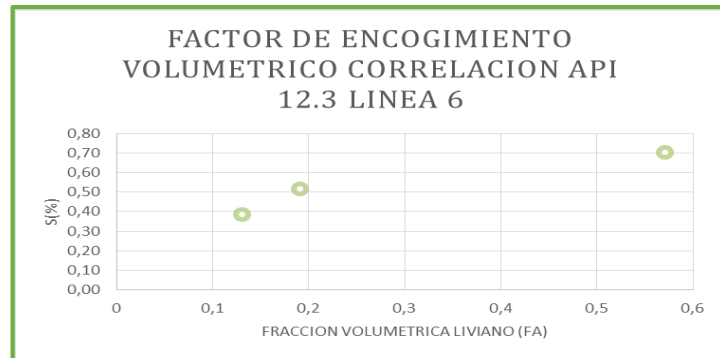
**Figura 13.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 4.



**Figura 14.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 5.



**Figura 15.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según la correlación existente para la línea 6.

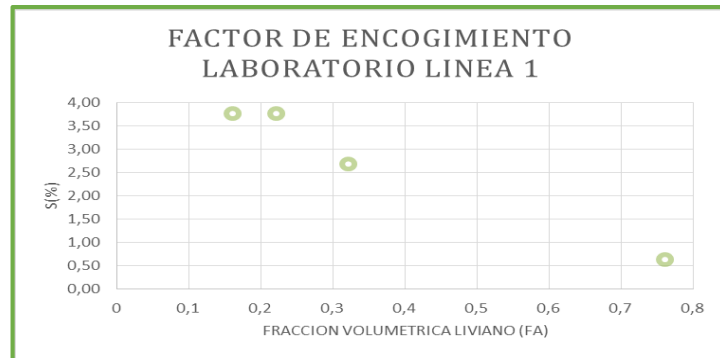


Un comportamiento aproximadamente lineal (ideal) del porcentaje del factor de encogimiento se observó cuando la fracción volumétrica no excede el 0,6. Para valores superiores se observó una disminución del factor de encogimiento. Entonces se puede deducir que cuando existe un mayor porcentaje del componente pesado, el factor de encogimiento volumétrico se comporta de manera lineal y en el caso contrario (menor %), el encogimiento volumétrico no es tan notable.

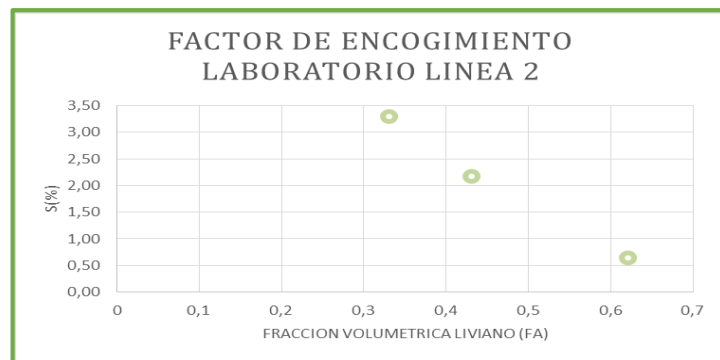
#### 4.2 RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO

Usando el apéndice C de la norma API 12,3, se desarrolló el procedimiento a escala de laboratorio para cada una de las líneas y se obtuvieron los resultados, descritos en tablas que se encuentran en el **ANEXO N° 4**. A continuación se muestran las gráficas obtenidas.

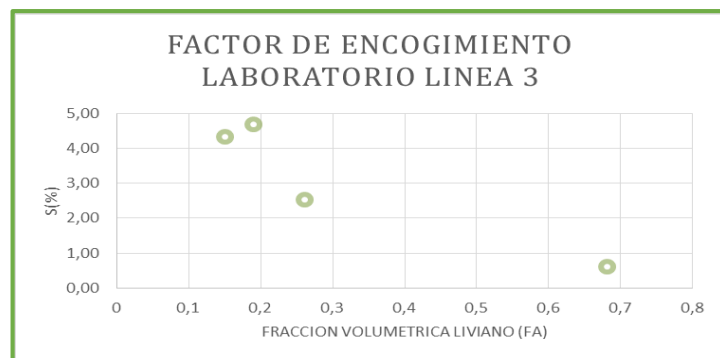
**Figura 16.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 1.



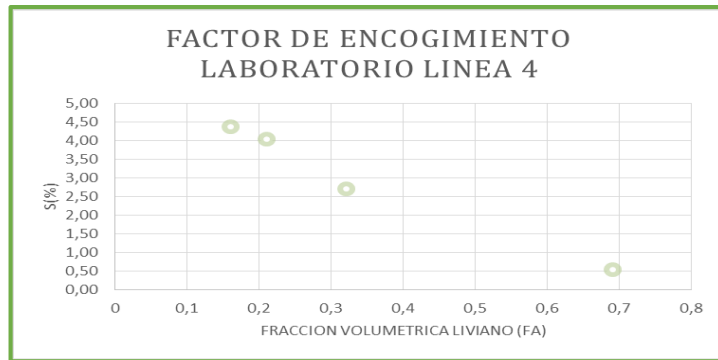
**Figura 17.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 2.



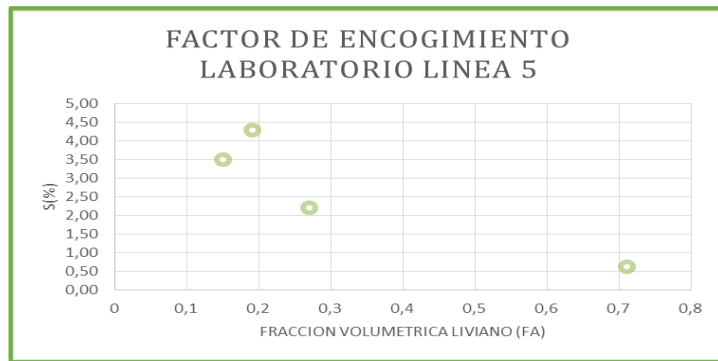
**Figura 18.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 3.



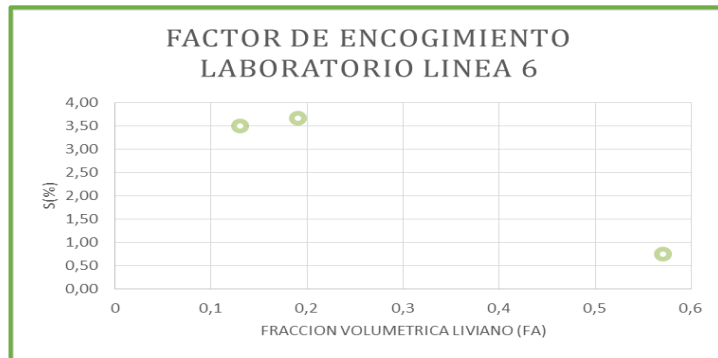
**Figura 19.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 4.



**Figura 20.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 5.



**Figura 21.** Resultado de la cuantificación del encogimiento volumétrico según laboratorio línea 6.



Se observa una aparente correlación lineal en cada línea, una comparación de los resultados obtenidos se puede observar que cuando se trabaja a una temperatura cercana a 60°F, como en el caso de la mezcla 1, el factor de encogimiento se comportó de manera similar con el observado en la correlación y en este caso es factible utilizarla para calcular el porcentaje de factor de encogimiento. Cuando se presentó una variación significativa en la temperatura, el comportamiento del factor de encogimiento observado fue variante y en consecuencia no se puede obtener una correlación adecuada para el factor de encogimiento.

Los procedimientos de cálculo del laboratorio se hallaron utilizando la fracción del componente liviano ideal, lo cual es una burda aproximación, porque se observó que la nafta en esas condiciones se evaporaba fácilmente, disminuyendo su fracción en la fase líquida de las mezclas. Se determinó nuevamente el factor de encogimiento para las diferentes fracciones volumétricas del componente liviano, suponiendo una pérdida del mismo de 3 ,6 y 7 %. Estos resultados se podrán observar en el **ANEXO N°5**.

Los resultados obtenidos, fueron menores a los hallados inicialmente, pero su valores cuentan como mejores en el momento de cuantificar el factor de encogimiento volumétrico.

El error de los resultados de laboratorio respecto al teórico (correlación de la norma API 12.3), se encuentran en el **ANEXO N° 6**.

#### **4.3 RESULTADO DE LA PROGRAMACION EN HYSYS**

Mediante hysys, se pueden observar las diferentes propiedades de los crudos transportados, se supone que las temperaturas y presiones corresponden a un recipiente aislado, además la fracción de vapor es muy pequeña y no se tiene en cuenta, las bombas operan para transportar solo líquidos y no gases. Los resultados

que nos servirán para un análisis complementario del estudio, se indican en el **ANEXO N°7**.

Hysys permitió establecer las curvas de destilación para este estudio, el cual considera que debe tenerse en cuenta la presencia de gas en la mezcla transportada. Por ejemplo, para la mezcla V-26, la cual inicialmente se tomó presentó un punto de burbuja inicial inferior al que se debe observar para las temperaturas indicadas en campo. En la figura 22 observamos la presencia de vapor con el cambio de la temperatura.

**Figura 22.** Gráfica de destilación del crudo M-V26.



## 5. CONCLUSIONES

- El factor de encogimiento se ve afectado directamente con la variación de temperatura, ya que la metodología usada para hallar el encogimiento a una escala menor da como resultado valores de encogimientos volumétricos mayores a los ideales con respecto a los obtenidos por la correlación de la norma API 12.3
- Para calcular en encogimiento volumétrico por cualquier método es importante realizarlo de manera global para la mezcla que llega al terminal el Sauce, ya que si se calcula cada vez que se incorpora un crudo en el oleoducto, este no es acumulativo.
- El diluyente (la nafta) presenta un alto grado de evaporación, debido a la temperatura de operación, dificultando conocer realmente la fracción volumétrica en cada una de las mezclas.
- El error promedio obtenido oscila entre 0,69 hasta 89,67, considerando nulas las pérdidas de nafta por evaporación; cuando se hacen aproximaciones a pérdidas de nafta de 3, 6 y 7 %, el error se hace más considerable, pero no son los resultados que se esperarían respecto a la correlación.
- La correlación API fue desarrollada utilizando datos dentro de un rango específico de crudos y diluyentes. Mezclando fuera de los rangos de los datos puede afectar la exactitud del encogimiento calculado.

## **6. RECOMENDACIONES**

Una de las recomendaciones más importante para calcular el encogimiento volumétrico es no usar la correlación propuesta en la norma API 12,3. Para mejorar su cálculo se recomienda realizar en cierto momento un estudio detallado a nivel de laboratorio, y así se podrán hacer conciliaciones más cercanas a la realidad.

Es necesario realizar las pruebas por triplicado a los resultados obtenidos para poder verificar la precisión y exactitud del método.

## BIBLIOGRAFÍA

[1] API 12,3. Volumetric shrinkage resulting from blending light hydrocarbons with, crude oils. (Superseded by the manual of petroleum measurement standards chapter 12.3).

[2] ARDILA PEÑA, Camilo Andres. Analisis y cuantificación de pérdidas volumétricas identificables de hidrocarburos en la operación típica Del oleoducto Velásquez 26 (Puerto Boyacá) – el sauce (Barrancabermeja). Bucaramanga, 2012, 63 p. Trabajo de grado (ingeniero químico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico química. Escuela de ingeniería química.

BRANAN, Carl R. Soluciones prácticas para el ingeniero químico. Segunda edición. Mc Graw Hill. Reino Unido, 1994. 6 págs.

MORRIS, J Gareth. 2001. Físico química para biólogos. [Ed.] Reverté. Segunda. Barcelona: España, 2001, págs. 60-65.

[3] Universidad Nacional de Colombia. Analisis y simulación de procesos en estado estable y dinámico. [En línea]. <[http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ingenieria/ana\\_sim/mod\\_1/html/contenido04.html](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ingenieria/ana_sim/mod_1/html/contenido04.html)> [citado en 15 de enero Del 2015].

VIVIESCAS, Geoffrey. Resultados de Pruebas Experimentales como Metodología para Establecer Encogimiento Volumétrico de mezclas de Hidrocarburos Pesados con diluyentes crudos y refinados. Bucaramanga, 2012, 10 págs. Instituto colombiano del petróleo.

## ANEXOS

### ANEXO N° 1. Datos recogidos en campo organizados por líneas.

A continuación, se dan a conocer datos de diferentes días de operación de los campos de Mansarovar Energy Colombia Ltd.

LINEA 1								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
<b>BARRIL/HORA</b>	328	100	611	0	510	0	0	550

**Tabla 1: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 1**

LINEA 2								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
<b>BARRIL/HORA</b>	742	444	0	0	0	538	0	504

**Tabla 2: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 2**

LINEA 3								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
<b>BARRIL/HORA</b>	348	153	800	492	0	0	0	504

**Tabla 3: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 3**

LINEA 4								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
<b>BARRIL/HORA</b>	317	143	0	0	542	525	0	504

**Tabla 4: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 4**

LINEA 5								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
<b>BARRIL/HORA</b>	352	140	800	0	0	0	507	512

**Tabla 5: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 5**

LINEA 6								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
BARRIL/HORA	164	251	0	0	0	0	1010	608

**Tabla 6: flujo volumétrico (barril/hora) de la línea 6**

TEMPERATURA Y °API								
CAMPO	NAFTA	VELASQUEZ	TECA	UNDERIVER	GIRASOL	ABARCO	JAZMIN	MORICHE
°API	21,2	82	11,7	11,5	11,4	11,1	11,4	13,5
T(°F)	107,4	88,3	132,5	168,7	187,3	171,6	175	198,8

**Tabla 7: Temperatura y ° API de cada uno de los crudos de la compañía.**

**ANEXO N° 2. Resultados mediante la correlación, acompañados de los cálculos necesarios para la utilización de la correlación de la norma API 12.3.**

LINEA 1								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	$(100-C)^{0,819}$	C	$G^{2,28}$	S (%)
NAFTA			82,00					
VELASQUEZ			21,10					
MEZCLA 1	0,76	21,10		0,00	13,50	76,00	11720,00	0,58
TECA			11,80					
MEZCLA 2	0,32	13,00		0,00	31,68	32,00	15580,30	0,77
GIRASOL			11,40					
MEZCLA 3	0,22	12,30		0,00	35,45	22,00	15943,03	0,60
MORICHE			13,40					
MEZCLA 4	0,16	12,70		0,00	37,67	16,00	15735,18	0,46

**Tabla 8: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 1.**

LINEA 2								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	(100-C)^0,819	C	G^2,28	S (%)
NAFTA			82					
VELASQUEZ			21,1					
MEZCLA 1	0,62	21,1		4,86E-08	19,67	62	11720	0,69
ABARCO			10,9					
MEZCLA 2	0,43	15,3		4,86E-08	27,42	43	14421	0,83
MORICHE			13,4					
MEZCLA 3	0,33	14,7		4,86E-08	31,30	33	14719	0,74

**Tabla 9: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 2.**

LINEA 3								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	(100-C)^0,819	C	G^2,28	S (%)
NAFTA			82					
VELASQUEZ			21,1					
MEZCLA 1	0,68	21,1		4,86E-08	17,09	68	11720,00	0,66
TECA			11,8					
MEZCLA 2	0,26	13,2		4,86E-08	33,95	26	15477,53	0,66
UNDERIVER			11					
MEZCLA 3	0,19	12,5		4,86E-08	36,56	19	15838,91	0,53
MORICHE			13,4					
MEZCLA 4	0,15	12,7		4,86E-08	38,04	15	15735,18	0,44

**Tabla 9: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 3.**

LINEA 4								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	(100-C)^0,819	C	G^2,28	S (%)
NAFTA			82					
VELASQUEZ			21,1					
MEZCLA 1	0,69	21,1		4,86E-08	16,65	69,00	11720,00	0,65
GIRASOL			11,4					
MEZCLA 2	0,32	13,3		4,86E-08	31,68	32,00	15426,29	0,76
ABARCO			11					
MEZCLA 3	0,21	12,3		4,86E-08	35,82	21,00	15943,03	0,58
MORICHE			13,4					
MEZCLA 4	0,16	12,6		4,86E-08	37,67	16,00	15787,00	0,46

**Tabla 10: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 4.**

LINEA 5								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	(100-C) <sup>0,819</sup>	C	G <sup>2,28</sup>	S (%)
NAFTA			82					
VELASQUEZ			21,1					
MEZCLA 1	0,71	21,1		4,86E-08	15,77	71	11720,00	0,64
TECA			11,8					
MEZCLA 2	0,27	13,1		4,86E-08	33,58	27	15528,87	0,68
JAZMIN			11					
MEZCLA 3	0,19	12,4		4,86E-08	36,56	19	15890,92	0,54
MORICHE			13,4					
MEZCLA 4	0,15	12,6		4,86E-08	38,04	15	15787,00	0,44

**Tabla 11: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 5.**

LINEA 6								
	FA	API PESADO	API	4,86E-08	(100-C) <sup>0,819</sup>	C	G <sup>2,28</sup>	S (%)
NAFTA			82					
VELASQUEZ			21,1					
MEZCLA 1	0,57	21,1	63,8	4,86E-08	21,77	57	11720,00	0,71
JAZMIN			11,8					
MEZCLA 2	0,19	13,3	29,4	4,86E-08	36,56	19	15426,29	0,52
MORICHE			11,4					
MEZCLA 3	0,13	12,6	23	4,86E-08	38,77	13	15787,00	0,39

**Tabla 12: Cálculos para la cuantificación del encogimiento volumétrico de la línea 7.**

### ANEXO N° 3. Descripción del apéndice c de la norma API 12.3.

#### DETERMINACIÓN DE ENCOGIMIENTO DE DENSIDAD HECHAS USANDO UN PICNÓMETRO.

Este método proporciona un método simple, económico para determinar el encogimiento que es resultado de la mezcla de hidrocarburos. Esto implica las

medidas de masa de cada componente; con la técnica cuidadosa, la precisión excelente; puede ser obtenido el encogimiento volumétrico sobre mezclas de hidrocarburo deseadas.

## **SELECCIÓN DE LA MUESTRA Y PREPARACIÓN**

El pensamiento considerable y el cuidado deben ser tomados en la decisión cuando las muestras son recogidas, si las muestras deben ser realmente representativas de volúmenes grandes de hidrocarburo. Esto es en particular verdadero de petróleos crudos, que a menudo contienen pequeñas cantidades de gas, agua, o alimentos sólidos dispersados. La dirección sobre el muestreo de petróleos crudos está disponible de API y otras fuentes.

## **PROCEDIMIENTO DE MEDIDA**

La densidad de cada uno de los componentes de la mezcla deseada primero es determinada separadamente llenando el picnómetro con una masa moderada, equilibrado en la temperatura de medida. La mezcla deseada está preparada previamente por separado, seguido se pesa la masa apropiada de ella a la temperatura indicada. Esto se hace para poder utilizar la siguiente formula:

$$s = 1 - \frac{\delta_B(1 - F_A) + \delta_A F_A}{\delta_{mix}}$$

**ANEXO N° 4. Tablas de los resultados obtenidos mediante laboratorio.**

En este apartado, podremos encontrar los resultados obtenidos mediante laboratorio y así poderlos llevar a gráficas.

**Tabla 13:** Identificación del picnómetro a utilizar.

<b>PESO DEL PICNOMETRO VACIO</b>	11,45	Gr
<b>VOLUMEN</b>	5,12	Cm <sup>3</sup>

**Fuente:** Autor

**Tabla 12:** Resultados de laboratorio para la línea 1.

<b>LINEA 1</b>		
	<b>FA</b>	<b>S (%)</b>
<b>NAFTA</b>		
<b>VELASQUEZ</b>		
<b>MEZCLA 1</b>	0,76	0,64
<b>TECA</b>		
<b>MEZCLA 2</b>	0,32	2,69
<b>GIRASOL</b>		
<b>MEZCLA 3</b>	0,22	3,78
<b>MORICHE</b>		
<b>MEZCLA 4</b>	0,16	3,78

**Fuente:** Autor

**Tabla 13:** Resultados de laboratorio para la línea 2.

<b>LINEA 2</b>		
	<b>FA</b>	<b>S (%)</b>
<b>NAFTA</b>		
<b>VELASQUEZ</b>		
<b>MEZCLA 1</b>	0,62	0,65
<b>ABARCO</b>		
<b>MEZCLA 2</b>	0,43	2,18
<b>MORICHE</b>		
<b>MEZCLA 3</b>	0,33	3,30

Fuente: Autor

Tabla 14: Resultados de laboratorio para la línea 3.

LINEA 3		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,68	0,63
TECA		
MEZCLA 2	0,26	2,54
UNDERIVER		
MEZCLA 3	0,19	4,69
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	4,33

Fuente: Autor

Tabla 15: Resultados de laboratorio para la línea 4.

LINEA 4		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,69	0,55
GIRASOL		
MEZCLA 2	0,32	2,71
ABARCO		
MEZCLA 3	0,21	4,04
MORICHE		
MEZCLA 4	0,16	4,38

Fuente: Autor

Tabla 16: Resultados de laboratorio para la línea 5.

LINEA 5		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,71	0,63
TECA		

MEZCLA 2	0,27	2,22
JAZMIN		
MEZCLA 3	0,19	4,30
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	3,50

**Fuente:** Autor

**Tabla 17:** Resultados de laboratorio para la línea 6.

LINEA 6		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,57	0,77
JAZMIN		
MEZCLA 2	0,19	3,68
MORICHE		
MEZCLA 3	0,13	3,50

**Fuente:** Autor

**ANEXO N 5: Resultados del factor de encogimiento volumétrico cuando se supone una pérdida de 3, 6 y 7% de nafta por evaporación.**

Mediante observaciones en laboratorio se deduce que la nafta utilizada se evapora a diferentes temperaturas trabajadas, es por ello que se realiza un ajuste para comparar, cuando esta se evapora en 3, 6 y 7%. A continuación se presentan las tablas de los resultados.

**A. PERDIDA DE 3% DE NAFTA**

**Tabla 18:** Resultados de laboratorio para la línea 1, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

LINEA 1		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,76	0,30
TECA		
MEZCLA 2	0,31	2,42
GIRASOL		
MEZCLA 3	0,21	3,58
MORICHE		
MEZCLA 4	0,16	3,14

**Fuente:** Autor

**Tabla 19:** Resultados de laboratorio para la línea 2, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

LINEA 2		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,62	0,40
ABARCO		
MEZCLA 2	0,42	1,93

MORICHE		
MEZCLA 3	0,32	3,09

Fuente: Autor

**Tabla 20:** Resultados de laboratorio para la línea 3, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

LINEA 3		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,68	0,31
TECA		
MEZCLA 2	0,26	2,27
UNDERIVER		
MEZCLA 3	0,19	4,49
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	4,17

Fuente: Autor

**Tabla 21:** Resultados de laboratorio para la línea 4, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

LINEA 4		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,68	0,41
GIRASOL		
MEZCLA 2	0,31	2,41
ABARCO		
MEZCLA 3	0,20	3,83
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	4,21

Fuente: Autor

**Tabla 22:** Resultados de laboratorio para la línea 5, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

LINEA 6		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,56	0,51
JAZMIN		
MEZCLA 2	0,18	3,54
MORICHE		
MEZCLA 3	0,13	3,40

LINEA 5		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,71	0,32
TECA		
MEZCLA 2	0,26	1,95
JAZMIN		
MEZCLA 3	0,19	4,09
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	3,50

Fuente: Autor

**Tabla 23:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 3 % de nafta.

Fuente: Autor

## B. PERDIDA DE 6% DE NAFTA

**Tabla 24:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 1		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,75	0,09
TECA		
MEZCLA 2	0,31	2,19
GIRASOL		
MEZCLA 3	0,21	3,41
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	3,00

**Fuente:** Autor

**Tabla 23:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 2		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,61	0,14
ABARCO		
MEZCLA 2	0,41	1,67
MORICHE		
MEZCLA 3	0,32	2,86

**Fuente:** Autor

**Tabla 24:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 3		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,67	0,14
TECA		
MEZCLA 2	0,25	2,14
UNDERIVER		
MEZCLA 3	0,18	4,39
MORICHE		
MEZCLA 4	0,14	4,09

Fuente: Autor

**Tabla 25:** Resultados de laboratorio para la línea 4, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 4		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,68	0,25
GIRASOL		
MEZCLA 2	0,30	2,26
ABARCO		
MEZCLA 3	0,20	3,72
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	4,13

Fuente: Autor

**Tabla 26:** Resultados de laboratorio para la línea 5, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 5		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		

MEZCLA 1	0,70	0,17
TECA		
MEZCLA 2	0,26	1,82
JAZMIN		
MEZCLA 3	0,18	3,99
MORICHE		
MEZCLA 4	0,14	3,50

**Fuente:** Autor

**Tabla 27:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 6 % de nafta.

LINEA 6		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,55	0,24
JAZMIN		
MEZCLA 2	0,18	3,39
MORICHE		
MEZCLA 3	0,12	3,29

**Fuente:** Autor

### C. PERDIDA DE 7% NAFTA

**Tabla 28:** Resultados de laboratorio para la línea 1, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 1		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,75	0,01
TECA		
MEZCLA 2	0,30	2,11
GIRASOL		
MEZCLA 3	0,20	3,36
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	2,96

Fuente: Autor

**Tabla 29:** Resultados de laboratorio para la línea 2, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 2		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,61	0,05
ABARCO		
MEZCLA 2	0,41	1,58
MORICHE		
MEZCLA 3	0,31	2,79

Fuente: Autor

**Tabla 30:** Resultados de laboratorio para la línea 3, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 3		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,67	0,09
TECA		
MEZCLA 2	0,25	2,10
UNDERIVER		
MEZCLA 3	0,18	4,36
MORICHE		
MEZCLA 4	0,14	4,07

Fuente: Autor

**Tabla 31:** Resultados de laboratorio para la línea 4, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 4		
	FA	S (%)
NAFTA		

VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,67	0,19
GIRASOL		
MEZCLA 2	0,30	2,21
ABARCO		
MEZCLA 3	0,20	3,68
MORICHE		
MEZCLA 4	0,15	4,10

Fuente: Autor

**Tabla 32:** Resultados de laboratorio para la línea 5, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 5		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,70	0,11
TECA		
MEZCLA 2	0,25	1,77
JAZMIN		
MEZCLA 3	0,18	3,96
MORICHE		
MEZCLA 4	0,14	3,50

Fuente: Autor

**Tabla 33:** Resultados de laboratorio para la línea 6, cuando hay pérdidas del 7 % de nafta.

LINEA 6		
	FA	S (%)
NAFTA		
VELASQUEZ		
MEZCLA 1	0,55	0,15
JAZMIN		
MEZCLA 2	0,17	3,35
MORICHE		
MEZCLA 3	0,12	3,26

Fuente: Autor

## ANEXO N° 6. Error promedio.

Se presenta el error promedio obtenido, dicho análisis se hace suponiendo que no se ha evaporado nafta y para cuando se supone una pérdida de 3, 6 y 7% de la misma, para hacer su respectivo análisis.

**Tabla 34. Valor del error promedio cuando se supone que no hay pérdidas de nafta.**

Pruebas de laboratorio	Fraccion Liviano	Encogimiento promedio	Encogimiento teórico	Error Promedio
Velasquez/Nafta	0,76	0,64	0,58	9,70
Velasquez/Nafta	0,62	0,65	0,69	6,22
Velasquez/Nafta	0,68	0,63	0,66	5,68
Velasquez/Nafta	0,69	0,55	0,65	18,45
Velasquez/Nafta	0,71	0,63	0,63	0,69
Velasquez/Nafta	0,57	0,77	0,71	7,65
Velasquez/Nafta/Teca	0,32	2,69	0,77	71,43
Velasquez/Nafta/Teca	0,26	2,54	0,67	73,59
Velasquez/Nafta/Teca	0,27	2,22	0,68	69,33
Velasquez/Nafta/Abarco	0,43	2,18	0,83	62,23
Velasquez/Nafta/Girasol	0,32	2,71	0,75	72,18
Velasquez/Nafta/Jazmín	0,19	3,68	0,51	86,12
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol	0,22	3,78	0,60	84,23
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver	0,19	4,69	0,54	88,49
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin	0,19	4,30	0,54	87,39
Velasquez/Nafta/Abarco/Moriche	0,33	3,30	0,74	77,64
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco	0,21	4,04	0,58	85,72
Velasquez/Nafta/Jazmín/Moriche	0,13	3,50	0,39	88,96
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol/Moriche	0,16	3,29	0,46	85,98
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver/Moriche	0,15	4,33	0,44	89,93
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin/Moriche	0,15	4,01	0,44	89,09
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco/Moriche	0,16	4,38	0,45	89,67

**Fuente:** Autor

**Tabla 35.** Valor del error promedio cuando se supone pérdidas del 7% de nafta.

Pruebas de laboratorio	Fraccion Liviano	Encogimiento promedio	Encogimiento teórico	Error Promedio
Velasquez/Nafta	0,75	0,01	0,58	-4783,58
Velasquez/Nafta	0,61	0,05	0,69	-1197,87
Velasquez/Nafta	0,67	0,09	0,66	-656,57
Velasquez/Nafta	0,67	0,19	0,65	-239,47
Velasquez/Nafta	0,70	0,11	0,63	-452,24
Velasquez/Nafta	0,55	0,15	0,71	-358,52
Velasquez/Nafta/Teca	0,30	2,11	0,77	63,58
Velasquez/Nafta/Teca	0,25	2,10	0,67	68,07
Velasquez/Nafta/Teca	0,25	1,77	0,68	61,56
Velasquez/Nafta/Abarco	0,41	1,58	0,83	47,82
Velasquez/Nafta/Girasol	0,30	2,21	0,75	65,89
Velasquez/Nafta/Jazmín	0,17	3,35	0,51	84,72
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol	0,20	3,36	0,60	82,23
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver	0,18	4,36	0,54	87,62
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin	0,18	3,96	0,54	86,32
Velasquez/Nafta/Abarco/Moriche	0,31	2,79	0,74	73,50
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco	0,20	3,68	0,58	84,32
Velasquez/Nafta/Jazmín/Moriche	0,12	3,26	0,39	88,13
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol/Moriche	0,15	2,96	0,46	84,43
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver/Moriche	0,14	4,07	0,44	89,27
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin/Moriche	0,14	3,50	0,44	87,50
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco/Moriche	0,15	4,10	0,45	88,96

Fuente: Autor

**Tabla 36.** Valor del error promedio cuando se supone pérdidas del 6% de nafta.

Pruebas de laboratorio	Fraccion Liviano	Encogimiento promedio	Encogimiento teórico	Error Promedio
Velasquez/Nafta	0,75	0,09	0,58	-579,70
Velasquez/Nafta	0,61	0,14	0,69	-387,03
Velasquez/Nafta	0,67	0,14	0,66	-361,53
Velasquez/Nafta	0,68	0,25	0,65	-163,72
Velasquez/Nafta	0,70	0,17	0,63	-276,48
Velasquez/Nafta	0,55	0,24	0,71	-189,05
Velasquez/Nafta/Teca	0,31	2,19	0,77	64,87
Velasquez/Nafta/Teca	0,25	2,14	0,67	68,73
Velasquez/Nafta/Teca	0,26	1,82	0,68	62,52
Velasquez/Nafta/Abarco	0,41	1,67	0,83	50,59
Velasquez/Nafta/Girasol	0,30	2,26	0,75	66,66
Velasquez/Nafta/Jazmín	0,18	3,39	0,51	84,94
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol	0,21	3,41	0,60	82,53
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver	0,18	4,39	0,54	87,71
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin	0,18	3,99	0,54	86,43
Velasquez/Nafta/Abarco/Moriche	0,32	2,86	0,74	74,20
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco	0,20	3,72	0,58	84,47
Velasquez/Nafta/Jazmín/Moriche	0,12	3,29	0,39	88,26
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol/Moriche	0,15	3,00	0,46	84,66
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver/Moriche	0,14	4,09	0,44	89,34
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin/Moriche	0,14	3,50	0,44	87,50
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco/Moriche	0,15	4,13	0,45	89,04

Fuente: Autor

**Tabla 37.** Valor del error promedio cuando se supone pérdidas del 3% de nafta.

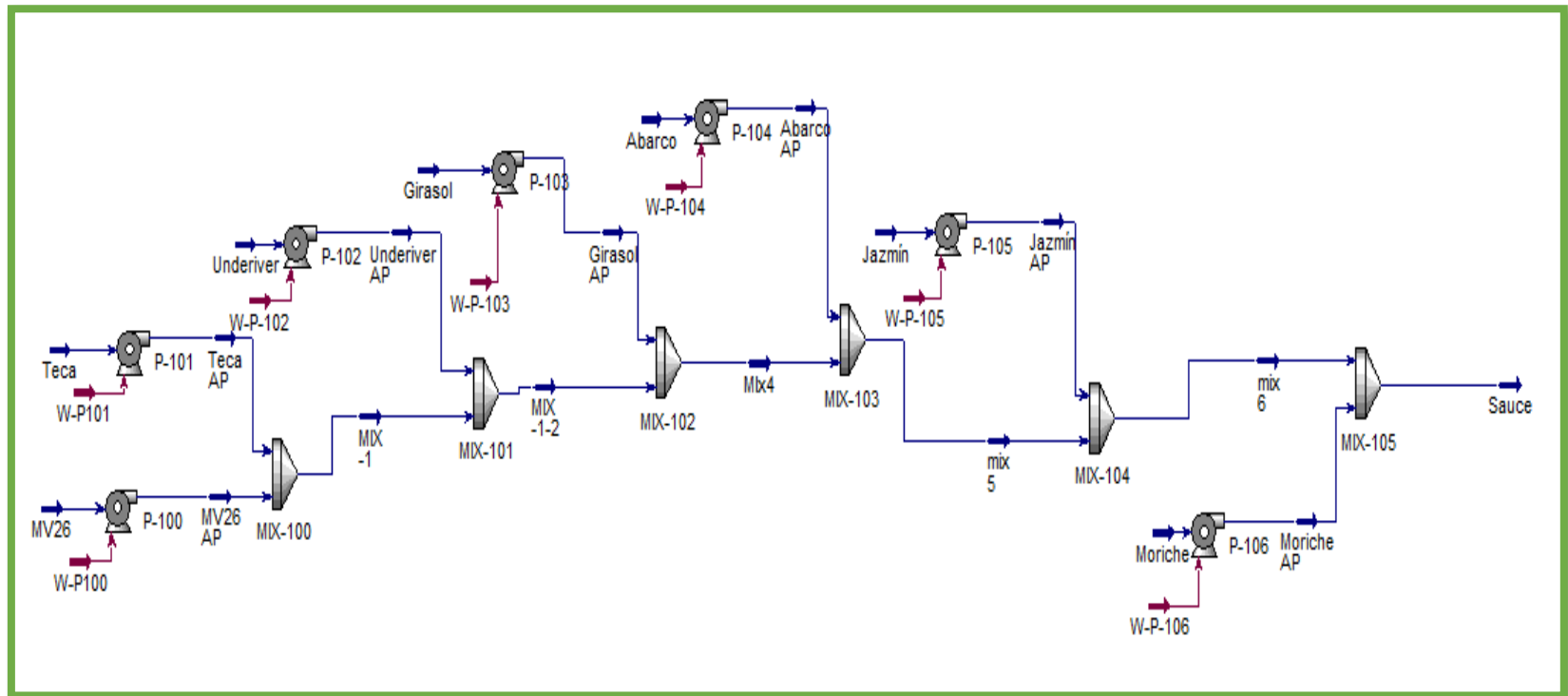
Pruebas de laboratorio	Fraccion Liviano	Encogimiento promedio	Encogimiento teórico	Error Promedio
Velasquez/Nafta	0,76	0,30	0,58	-94,09
Velasquez/Nafta	0,62	0,40	0,69	-72,30
Velasquez/Nafta	0,68	0,31	0,66	-115,93
Velasquez/Nafta	0,68	0,41	0,65	-59,78
Velasquez/Nafta	0,71	0,32	0,63	-95,38
Velasquez/Nafta	0,56	0,51	0,71	-38,75
Velasquez/Nafta/Teca	0,31	2,42	0,77	68,21
Velasquez/Nafta/Teca	0,26	2,27	0,67	70,53
Velasquez/Nafta/Teca	0,26	1,95	0,68	65,09
Velasquez/Nafta/Abarco	0,42	1,93	0,83	57,26
Velasquez/Nafta/Girasol	0,31	2,41	0,75	68,74
Velasquez/Nafta/Jazmín	0,18	3,54	0,51	85,55
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol	0,21	3,58	0,60	83,36
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver	0,19	4,49	0,54	87,98
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin	0,19	4,09	0,54	86,77
Velasquez/Nafta/Abarco/Moriche	0,32	3,09	0,74	76,06
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco	0,20	3,83	0,58	84,91
Velasquez/Nafta/Jazmín/Moriche	0,13	3,40	0,39	88,62
Velasquez/Nafta/Teca/Girasol/Moriche	0,16	3,14	0,46	85,30
Velasquez/Nafta/Teca/Underiver/Moriche	0,15	4,17	0,44	89,54
Velasquez/Nafta/Teca/Jazmin/Moriche	0,15	3,50	0,44	87,50
Velasquez/Nafta/Girasol/Abarco/Moriche	0,15	4,21	0,45	89,26

**Fuente:** Autor

## ANEXO 7. Simulación en hysys.

Se da a conocer la simulación en hysys de manera general.

Figura 1. Simulación propuesta en hysys.



Fuente: Hysys