

**ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS VOLUMÉTRICAS  
IDENTIFICABLES DE HIDROCARBUROS EN LA OPERACIÓN TÍPICA DEL  
OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26 (PUERTO BOYACÁ) – EL SAUCE  
(BARRANCABERMEJA).**

**CAMILO ANDRÉS ARDILA PEÑA**

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

**2012**

**ANÁLISIS Y CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS VOLUMÉTRICAS  
IDENTIFICABLES DE HIDROCARBUROS EN LA OPERACIÓN TÍPICA DEL  
OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26 (PUERTO BOYACÁ) – EL SAUCE  
(BARRANCABERMEJA).**

**CAMILO ANDRÉS ARDILA PEÑA**

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

**INGENIERO QUÍMICO**

**Director:**

**CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA**

**Ingeniero Químico M.Sc.**

**Codirector:**

**JAIRO FERNANDO CÁRDENAS QUINTERO**

**Coordinador de medición Mansarovar Energy Colombia Ltd.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto de grado está dedicado principalmente a DIOS, por hacer de este hombre un gladiador de su imbatible armada y el principal dador de bendiciones para mi vida y de los que me rodean.

También quiero expresarle a mi hijo Juan Sebastián todo mi amor mediante esta obra, estableciendo el soporte fundamental de una vida próspera y llena de triunfos, a mis padres Teófilo y Myriam, a mi hermano Juan David, a mi familia, amigos y a todas las personas que de varias maneras apoyaron a este hombre, logrando llegar a una meta más en su vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

Expreso toda mi admiración al Ingeniero Orlando Sánchez de la Pava, al Ingeniero Jairo Fernando Cárdenas Quintero y a todo el personal de operaciones del oleoducto Velásquez 26 – El Sauce de Mansarovar Energy Colombia Ltd., gracias por aceptarme en su gran familia y establecer un proyecto de envergadura tal que fortalece la formación como Ingeniero Químico.

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	16
1.1.	OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26 - EL SAUCE .....	17
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	18
3.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL .....	19
3.1.	Proceso de identificación de pérdidas volumétricas .....	20
3.2.	Lectura de estándares y análisis de variables asociadas al proceso .....	21
3.3.	Visita a los campos, experimentación y toma de datos .....	22
3.4.	Inclusión y ajuste de datos a los principales estándares .....	26
3.5.	Obtención de resultados .....	29
3.5.1.	Retención por calidad del crudo.....	29
3.5.2.	Evaporación de acumulado en tanques .....	29
3.5.3.	Encogimiento volumétrico .....	31
3.5.4.	Incertidumbre en medición estática de tanques.....	33
3.5.5.	Perfiles de viscosidad, fundamentos reológicos y régimen de flujo .....	33
4.	CONCLUSIONES .....	36
5.	RECOMENDACIONES .....	38
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	39
7.	ANEXOS .....	43

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del desarrollo del proyecto. ....	19
Figura 2. Datos de viscosidad obtenidos por viscosímetro Brookfield DV-I PRIME. .....	25
Figura 3. Inicio y final de la mezcla de hidrocarburos pesados con livianos. ....	28
Figura 4. Implementación de bombeo de remanente tanque 90.000-1.....	30
Figura 5. Perfil de viscosidad operación típica del oleoducto. ....	30
Figura 6. Perfil de viscosidad crudo campo Jazmín.....	34
Figura 7. Perfil de viscosidad crudo campo Moriche.....	35
Figura 8. Comportamiento pseudoplástico no newtoniano del crudo Jazmín. ....	36
Figura 9. Comportamiento pseudoplástico no newtoniano del crudo Moriche. ....	36
Figura 10. Tanque de almacenamiento de nafta craqueada con techo fijo. ....	43
Figura 11. Tanque de almacenamiento de hidrocarburos con techo flotante .....	44
Figura 12. Cinta de trabajo para medición de nivel del tanque. ....	45

Figura 13. Instrumentos de medición, hidrómetros y termómetro de mercurio .....	45
Figura 14. Equipo Karl Fisher Mettler Toledo DL-50, balanza e impresora de datos. .....	46
Figura 15. Microfotografía ejemplo de una emulsión agua-crudo.....	47
Figura 16. Macromolécula orgánica contraída.....	48
Figura 17. Crudo Jazmín a 75°F (23,88°C).....	49
Figura 18. Crudo Jazmín a temperatura de inyección de 190°F (87,77°C).....	49
Figura 19. Certificado de calibración termómetro digital.....	56
Figura 20. Datos de viscosidad absoluta y cinemática de campo Jazmín y Moriche .....	57
Figura 21. Programación toma de muestras.....	57

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distancia recorrida por el oleoducto.....	17
Tabla 2. Volumen aproximado de hidrocarburo acumulado: 92.339 BBL TOV.....	23
Tabla 3. Condiciones promedio de operación de campos y estaciones. ....	23
Tabla 4. Pesos moleculares y densidad de vapores de campos y estaciones. ....	24
Tabla 5. Número de mediciones mensuales por campo y estación. ....	24
Tabla 6. Volumen promedio inyectado al oleoducto (Producción: 36.000 Barriles) .....	24
Tabla 7. Relaciones de densidad aplicadas al estándar API 19,1 y 19,2.....	27
Tabla 8. Agua emulsionada en el crudo transportado por el oleoducto .....	26
Tabla 9. Barriles contabilizados de agua en la emulsión agua-crudo. ....	29
Tabla 10. Pérdidas por evaporación promedio diaria en Campos y estaciones ....	29
Tabla 11. Validación prueba de encogimiento de crudos pesados y nafta. ....	32

Tabla 12. Pérdidas por incertidumbre en la medición estática de tanques .....	33
Tabla 13. Regímenes de flujo de hidrocarburos en el oleoducto. ....	33
Tabla 14. Parámetros reológicos proporcionados por el viscosímetro. ....	35
Tabla 15. Especificaciones operacionales en la tubería del oleoducto .....	59

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. Conceptos teóricos.....	43
ANEXO 2. Fórmulas aplicadas en los estándares .....	49
ANEXO 3. Certificados de calibración termómetro digital.....	56
ANEXO 4. Cálculo de tiempos programables para toma de muestras. ....	57
ANEXO 5. Parámetros obtenidos por mecánica de fluidos.....	58

## RESUMEN

**TITULO: ANALISIS Y CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS VOLUMÉTRICAS IDENTIFICABLES DE HIDROCARBUROS EN LA OPERACIÓN TÍPICA DEL OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26 (PUERTO BOYACÁ) – EL SAUCE (BARRANCABERMEJA)\***

**AUTOR:** ARDILA PEÑA, Camilo Andrés\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Estaciones, campos, evaporación, incertidumbre, retención, bombeo, craqueada, dilución.

### DESCRIPCIÓN:

Este documento presenta de manera detallada la obtención del porcentaje en volumen de las pérdidas identificables de hidrocarburos en el oleoducto Velásquez 26 – El Sauce, basándose en el volumen acumulado y la inyección de producción de los campos y las estaciones al oleoducto. El control de pérdidas es una de las actividades principales de la coordinación de medición de hidrocarburos de la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd., por esta razón se estableció la tarea de cuantificar las pérdidas identificables en la operación del oleoducto Velásquez 26-El Sauce, los campos Jazmín, Moriche, Nare Underriver, Batería 2 y las estaciones de bombeo Velásquez 26 y el terminal el Sauce. Las fuentes más relevantes de pérdidas en la compañía aluden a la evaporación de acumulado en los tanques de almacenamiento, la incertidumbre en la medición estática de los tanques de almacenamiento, la retención de agua emulsionada por la inyección de los campos al oleoducto, la contracción molecular de la mezcla de hidrocarburos pesados con livianos. Para calcular las pérdidas mencionadas, fueron realizados una serie de procedimientos basados en estándares API (American Petroleum Institute), ASTM (American Society for TESTING Materials) y GTC (Guía Técnica Colombiana), los cuales son guías importantes, permitiendo realizar tareas correctivas que reducen el impacto de estas pérdidas en el rendimiento del sistema. Adicionalmente al cálculo y medición de pérdidas volumétricas, se elaboró el perfil de viscosidad de una operación de bombeo típica del oleoducto Velásquez 26-ElSauce, el perfil de viscosidad del crudo de Campo Moriche y crudo de Campo Jazmín, esto con el objeto de conocer el comportamiento de la mezcla óptima del hidrocarburo transportado entre estaciones de bombeo.

---

\*Tesis de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Magíster Crisóstomo Barajas Ferreira.

Codirector: Jairo Fernando Cárdenas Quintero.

## ABSTRACT

**TITLE: ANALYSIS AND QUANTIFICATION OF HYDROCARBON VOLUMETRIC LOSSES IDENTIFIED IN THE TYPICAL OPERATION OF VELÁSQUEZ 26 (PUERTO BOYACÁ) - EL SAUCE (BARRANCABERMEJA) PIPELINE\***

**AUTHOR:** ARDILA PEÑA, Camilo Andrés\*\*

**KEYWORDS:** Stations, Oil field, evaporation, uncertainty, retention, pumping, cracked, dilution.

### DESCRIPTION:

This paper shows in detail to get the percentage by volume of hydrocarbon losses identified in the Velasquez 26 – El Sauce pipeline, is based on the cumulative volume of production and injection of the oil fields and pipeline pumping stations. The loss control is a major activity of the hydrocarbon coordination measurements in Mansarovar Energy Colombia Ltd., company. Therefore set the task of quantifying the losses identified in the operation of Velasquez 26 – El Sauce pipeline, oil fields Jazmín, Moriche, Nare Underriver, Battery 2 and pumping stations Velasquez 26 and el Sauce terminal. The most important sources of losses in the company refer to the evaporation of accumulative storage tanks, the uncertainty in measuring static storage tanks, emulsified water retention by the injection of the oil fields to pipeline, the volumetric shrinkage of heavy and light hydrocarbons mixture. To calculate these losses performed a methodology based on API(American Petroleum Institute) standards, ASTM(American Society for testing Materials) and CTG (Colombian Technical Guide) , which are important guides that allow remedial work to reduce the impact of these losses in the system performance In addition to the calculate and measurement volumetric losses, was developed viscosity profile of a typical pumping operation of the Velasquez 26 – El Sauce pipeline, the viscosity profile of Moriche and Jazmín oils fields, in order to understand the behavior of the optimal mixture of hydrocarbon transported in the pipeline pumping stations.

---

\*Undergraduate thesis

\*\*Physicochemical Engineering Faculty. Chemical Engineering. Director: Magíster Crisóstomo Barajas Ferreira.

Codirector: Jairo Fernando Cárdenas Quintero.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar y cuantificar las pérdidas volumétricas identificadas de hidrocarburos en la operación típica del oleoducto Velásquez 26(Puerto Boyacá) - El Sauce (Barrancabermeja).

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- 1.** Conocer, analizar y ajustar los siguientes estándares al control de pérdidas a la operación del oleoducto.
  - API 19 Section 1 Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks, API 19 Section 2 Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks.
  - ASTM D-4377, Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration.
  - GTC 51 Guía para la expresión de incertidumbre en las mediciones.
  - API 12 Section 3 Calculation of Petroleum Quantities: Calculation of Volumetric Shrinkage Resulting from blending light Hydrocarbons with crude oil.
- 2.** Demostrar la incidencia de los certificados de calibración de instrumentos de laboratorio, tablas de aforo de los tanques de almacenamiento y sus instrumentos de medición, propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo acumulado y factor humano como variables fundamentales de la cuantificación de pérdidas.
- 3.** Conocer el comportamiento de la viscosidad del crudo Jazmín, Moriche y la mezcla transportada en el oleoducto, estableciendo regímenes de flujo y aspectos reológicos.

## INTRODUCCIÓN

Mansarovar Energy Colombia Ltd. es una compañía dedicada a la exploración, explotación, almacenamiento y transporte de crudo pesado, este es extraído por el método de inyección cíclica de vapor que calienta el crudo en los pozos petrolíferos, reduce su viscosidad y por ende es más sencilla su extracción desde el pozo hacia los tratadores y el almacenaje. De acuerdo con la necesidad de la gerencia del oleoducto, calcular las pérdidas de mayor influencia en el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, es un proyecto de carácter urgente. Se analizaron y ajustaron los principales estándares, API, ASTM y GTC, que rigen los aspectos fundamentales de este tipo de pérdidas a la operación del oleoducto.

El crudo pesado de 20,5°, 11,5°, 12,5° y 13,5° API promedio de los campos Velásquez, Jazmín, Nare Underriver y Moriche, respectivamente, es transportado a través del oleoducto con nafta craqueada promedio de 68° API como agente diluyente, para finalmente en la estación el Sauce, obtener un crudo pesado con 19° API. Al incluir nafta craqueada en la operación del oleoducto, se hace necesario el cálculo de las pérdidas por evaporación en los campos y estaciones al igual que el encogimiento ó la reducción del volumen de la mezcla. Al realizar medición estática y no telemétrica en los tanques, debemos evaluar la incertidumbre que genera el error de instrumentos de medición como la cinta, el termómetro y su calibración, toma muestra manual y factor humano, etc., para la retención de agua suspendida en el crudo y la elaboración de los perfiles de viscosidad, el documento pretende ser específico mediante el orden estricto de estos ítems y su cuantificación.

Como valor agregado, obteniendo resultados significativos en el presente documento, se evidencian acciones correctivas y por consiguiente preventivas para el futuro operable del oleoducto, los campos y las estaciones principales de la compañía.

## 1.1. OLEODUCTO VELÁSQUEZ 26 - EL SAUCE

La ubicación geográfica de este estudio se extiende a lo largo del Valle del Magdalena Medio colombiano, desde la Vereda Calderón en el Municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) hasta el Municipio de Barrancabermeja (Santander) atravesando zonas de alto impacto ambiental. Operacionalmente, el Oleoducto se encuentra dividido en dos segmentos principales: El primero con una extensión 185 km entre la Estación Velásquez 26 y la Estación El Sauce, y el segundo segmento desde la Estación El Sauce hasta Casa Bombas 8 en la Refinería de Ecopetrol S.A. en Barrancabermeja y con una longitud aproximada de 3,7 km. El oleoducto está construido en su mayoría en tubería basada en los materiales de la norma API 5L X42 de un diámetro de 0,3048 m y de 0,3556 m, con espesores de pared que oscilan entre 0,00635 m y 0,01112 m y con un volumen de llenado de línea que se estima en 16513,118 m<sup>3</sup>. Para el transporte de crudo se cuenta con dos estaciones principales (estación Velásquez 26 y terminal el Sauce) y tres estaciones de bombeo intermedias (Zambito, Cantimplora y Carare).

**Tabla 1. Distancia recorrida por el oleoducto.**

OLEODUCTO MANSAROVAR	
Campo/Estación de bombeo	Kilómetros (Km)
Velásquez 26	0
Jazmín – Moriche	19
Zambito	44
Cantimplora	82
Carare	126
El Sauce	185
Casa bombas 8 (Ecopetrol)	188,7

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En diversas industrias que operan hidrocarburos, es muy común el sistema de control y cuantificación de pérdidas volumétricas, en la mayoría de los casos, estas varían de acuerdo a la especificidad de la operación. La gerencia de oleoducto junto con la coordinación de medición de Mansarovar Energy Colombia Ltd., decidió implementar el proyecto de cuantificación de pérdidas identificables para el sistema que maneja el oleoducto, los campos de inyección y las estaciones de bombeo, siendo este un aspecto transversal en el momento de ajustar balances y conciliaciones volumétricas traducidas en factores económicos. Desde hace algunos años en la compañía se hace necesario conocer como estas pérdidas afectan los balances, posteriormente intentar mitigarlas o en caso contrario, reconocerlas en el momento de hacer el esquema global de entradas y salidas de hidrocarburos en el sistema.

Anteriormente no se contaba con el perfil viscoso de:

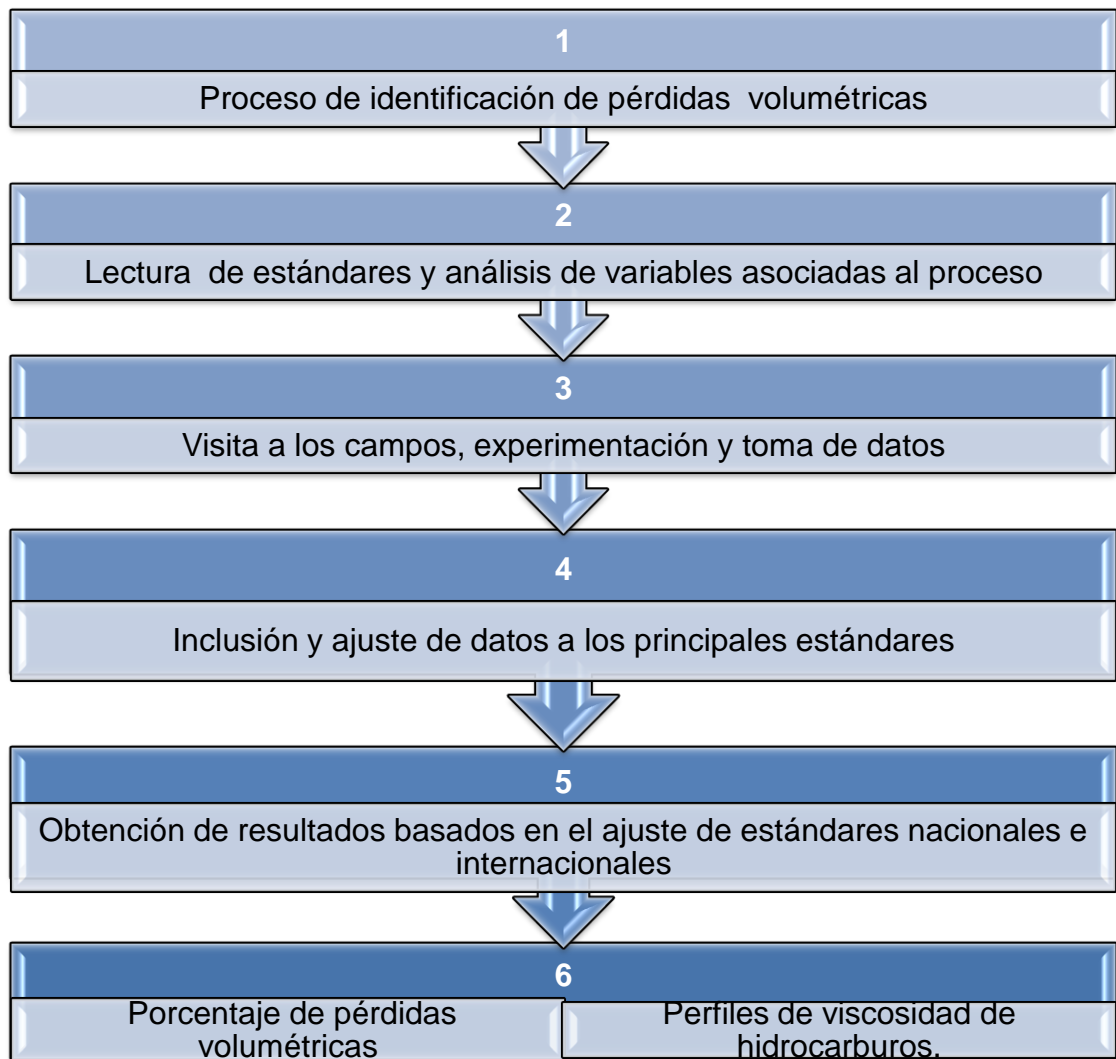
- Oleoducto Velásquez 26 – El Sauce.
- Campo Moriche.
- Campo Jazmín.

Estos perfiles son de vital importancia para la información y operación del oleoducto. Generalmente las auditorías y el sistema de bombeo requieren conocer que viscosidad se genera en cada punto para regular revoluciones de las unidades de bombeo en estaciones intermedias, la caída de presión necesaria para impulsar el crudo desde un sitio a otro y las distintas condiciones experimentales requeridas en la operación global del oleoducto.

### 3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Este capítulo presenta la secuencia de pasos necesarios para la ejecución del proyecto, siempre es relevante asegurar la coherencia que existe entre las causas, los efectos y la cuantificación del mensurando.

**Figura 1. Diagrama del desarrollo del proyecto.**



**NOTA:** Para conocer de manera más profunda los conceptos teóricos cómo son los términos de encogimiento volumétrico, calidad del crudo y su

**obtención, evaporación de hidrocarburos e incertidumbre en la medición, es necesario dirigirse al Anexo número 1.**

### **3.1. PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS VOLUMÉTRICAS**

Es el paso más importante en la ejecución del proyecto y consiste en discernir qué factores afectan críticamente el balance de la operación del oleoducto. El uso de nafta como diluyente, la medición estática más no telemétrica de tanques y la naturaleza acuosa de los pozos de crudo, son aspectos que hacen necesario tomar acciones en la descompensación volumétrica global del oleoducto. Si bien es cierto que la nafta hace más sencillo y económico el transporte del crudo pesado, también genera pérdidas significativas por evaporación y encogimiento. Prolongados errores en la medición estática de tanques en las estaciones, hacen importante un cálculo de incertidumbre, esto asevera las diferencias entre recibos y entregas de las estaciones y los campos. El agua es un factor natural que si no es tratado con cuidado puede afectar significativamente el programa de bombeo al cliente, ya sea por especificaciones subestándar o por el incumplimiento en el programa de bombeo de volumen de crudo neto (NSV) requerido por el cliente.

Las pérdidas volumétricas identificables son:

- Pérdidas por evaporación de hidrocarburos en tanques de almacenamiento.
- Pérdidas por incertidumbre en la medición estática de hidrocarburo acumulado de tanques.
- Pérdidas por encogimiento de la mezcla entre crudo y nafta.
- Pérdidas por retención de agua emulsionada en el hidrocarburo transportado en la línea.

### **3.2. LECTURA DE ESTÁNDARES Y ANÁLISIS DE VARIABLES ASOCIADAS AL PROCESO**

Para empezar a conocer como se efectúan las pérdidas volumétricas, primero debemos sintetizar las principales normas API, ASTM y GTC que rigen las pérdidas identificables, posteriormente interpretar que variables interactúan en la operación del oleoducto y como pueden ajustarse en cada uno de los campos y estaciones y por supuesto la línea del oleoducto.

Se tuvo en cuenta un número considerable de normas, sin embargo, las de mayor relevancia en el proyecto fueron las siguientes:

- API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage
- API 19.1, Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks
- API 19.2, Evaporative Loss from Floating-roof Tanks
- API 2560, Reconciliation of Liquid Pipeline Quantities
- API 13.1, Statistical Concepts and Procedures in Measurements
- GTC 51, Guía para la expresión de incertidumbre en mediciones.
- ASTM D4377, Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration
- API 12.3, Calculation of Petroleum Quantities: Calculation of Volumetric Shrinkage Resulting from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil.
- ASTM D 341, Standard Test Method for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products.

### 3.3. VISITA A LOS CAMPOS, EXPERIMENTACIÓN Y TOMA DE DATOS

Después de tener las normas leídas y analizadas, se procede a visitar el campo Jazmín y Batería 2, las estaciones de bombeo Velásquez 26, Zambito, Cantimplora, Carare y el Sauce para recopilar información de las condiciones de operación, es decir, las variables asociadas al proceso de cuantificación de pérdidas identificables.

En la recopilación de variables de pérdidas identificables podemos mencionar algunos dispositivos y su operación como los tanques de almacenamiento de techo cónico fijo y techo flotante externo, la cinta de medición, termómetro digital, termómetro de mercurio, probetas, recipientes de galón, toma muestra ó también llamado “ladron” por parte de los operadores, equipo titulador Karl Fisher (**K.F.**) Mettler Toledo DL-50 para realizar el análisis porcentaje en volumen de agua a hidrocarburos, el viscosímetro de aguja rotacional Brookfield modelo DV-I PRIME. Cada equipo según sea su naturaleza y utilidad viene con certificado de calibración que hace confiable su funcionamiento.

La inclusión de los rotulados obtenidos por los campos y las estaciones de acuerdo a la programación de la figura 21, hacen posible la creación del perfil de viscosidad del oleoducto y los campos. Este estudio tuvo ubicación en la estación Velásquez 26. Este análisis fue posible al recolectar un recipiente aforado a galón de muestra por estación, los operarios tomaron datos en el momento del paso del bache del hidrocarburo inyectado por los campos, controlando caudales de flujo por medio de la supervisión de la estación Velásquez 26 en todo el oleoducto. Se tuvieron en cuenta dos escenarios, primero con la inyección de crudo pesado de campo Jazmín y posteriormente sacando a Jazmín de línea e ingresando crudo de campo Moriche.

**Tabla 2. Volumen aproximado de hidrocarburo acumulado: 14682,62 m<sup>3</sup>.**

ESTACIÓN / CAMPO	VOLUMEN DIARIO MANEJADO (m <sup>3</sup> )
Batería 2	524,72
Velásquez 26	5681,82
Jazmín	3679,44
Moriche	148,51
Nare Underriver	182,22
El Sauce	4465,89

**Tabla 3. Condiciones promedio de operación de campos y estaciones.**

	° API ESTÁNDAR	DENSIDAD ESTÁNDAR (Kg/m <sup>3</sup> )	TEMPERATURA PROMEDIO DE ALMACENAMIENTO (°C)	PRESIÓN DE VAPOR REID (Pa)
Nafta craqueada	75,0	685,2	32,2	68940
Velásquez-26	49,0	783,9	32,2	55150
Campo Jazmín	11,5	989,5	87,7	13780
Campo Moriche	13,5	975,8	60,0	13780
Campo Teca	12,5	982,6	71,1	13780
Batería-2	20,5	930,9	32,2	20680
El Sauce	19,0	940,1	32,2	29990

Fórmulas para hallar pesos moleculares y densidad de vapores en hidrocarburos, se tienen en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$\bar{M} = \frac{5954}{^{\circ}\text{API} - 8,811} [6] \qquad \bar{W} = \frac{\bar{M} * P^{\text{sat}}}{R * T^{\text{sat}}}$$

Ejemplo: Crudo estación Velásquez-26

$$M_{V\text{Crudo V-26}} = \frac{5954}{\rho_{\text{API}} - 8,811} = \frac{5954}{49 - 8,811} = 148,15 \frac{\text{Kg}}{\text{Kgmol}}$$

$$W_{V\text{Crudo V-26}} = \frac{M_{V\text{Crudo V-26}} * P^{\text{sat}}}{R * T^{\text{sat}}} = \frac{148,15 * 11,6}{10,731 * 566,21} = 0,283 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} = 0,017 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

**Tabla 4. Pesos moleculares y densidad de vapores de campos y estaciones.**

ESTACIÓN/CAMPO	PESO MOLECULAR (Kg/Kmol)	DENSIDAD DE LOS VAPORES (Kg/m <sup>3</sup> )
<b>Batería 2</b>	509,37	0,019
<b>Velásquez 26 (Nafta)</b>	89,95	0,011
<b>Velásquez 26 (Crudo)</b>	148,15	0,017
<b>Jazmín</b>	2214,20	0,137
<b>Moriche</b>	1269,78	0,078
<b>Nare Underriver</b>	1613,98	0,099
<b>El Sauce</b>	584,36	0,036

**Tabla 5. Número de mediciones mensuales por campo y estación.**

ESTACIÓN/CAMPO	TANQUES	MEDICIONES MENSUALES
<b>Batería 2</b>	5	750
<b>Velásquez 26</b>	3	270
<b>Jazmín</b>	7	420
<b>Moriche</b>	5	300
<b>Nare Underriver</b>	6	540
<b>El Sauce</b>	3	270

**Tabla 6. Volumen promedio inyectado al oleoducto (Producción: 5724,28 m<sup>3</sup>).**

CAMPO	VOLUMEN (m <sup>3</sup> )
<b>Batería 2</b>	397,51
<b>Jazmín – Nare Underriver</b>	2941,64
<b>Moriche</b>	1351,56
<b>Nafta Vasconia</b>	1033,55

Figura 2. Datos de viscosidad obtenidos por viscosímetro Brookfield DV-I PRIME.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
32	<b>BACHE JAZMÍN</b>						<b>BACHE MORICHE</b>									
33	<b>ZAMBITO</b>						<b>ZAMBITO</b>									
34	AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]				AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]	
35	61	77			407,4	439,3586	0,927260813			61	85	20	78	198	210,5936	0,940199
36	61	80			301,9	325,5826	0,927260813			61	90	30	75	146,6	155,9244	0,940199
37	61	85			249,5	269,0721	0,927260813			61	95	50	95	113,6	120,8254	0,940199
38	61	90			211,8	228,4147	0,927260813			61	100	50	85	99,9	106,2541	0,940199
39	61	95			145	156,3746	0,927260813			61	110	60	74	78	82,96113	0,940199
40	61	100			140,4	151,4137	0,927260813									
41	61	108			92,1	99,32481	0,927260813									
42	61	110			87,7	94,57965	0,927260813									
43																
44	<b>BACHE JAZMÍN</b>						<b>BACHE MORICHE</b>									
45	<b>CANTIMPLORA</b>						<b>CANTIMPLORA</b>									
46	AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]				AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]	
47	61	80	12	89	238,1	256,7778	0,927260813			61	102	60	78	59,5	63,28445	0,940199
48	61	85	30	85	191	205,983	0,927260813			61	110	60	80	43,6	46,37314	0,940199
49	61	90	30	80	160,4	172,9826	0,927260813			61	120	60	84	37,4	39,7788	0,940199
50	61	95	30	70	122	131,5703	0,927260813									
51																
52	<b>BACHE JAZMÍN</b>						<b>BACHE MORICHE</b>									
53	<b>CARARE</b>						<b>CARARE</b>									
54	AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]				AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]	
55	61	80	12	73	355	382,8481	0,927260813			61	80		75	230	244,629	0,940199
56	61	85	20	75	221	238,3364	0,927260813			61	84		70	206,7	219,847	0,940199
57	61	90	30	80	158,4	170,8257	0,927260813			61	90		85	120	127,6325	0,940199
58	61	95	30	70	126	135,8841	0,927260813			61	100		88	109	115,9329	0,940199
59																
60	<b>BACHE JAZMÍN</b>						<b>BACHE MORICHE</b>									
61	<b>SAUCE</b>						<b>EL SAUCE</b>									
62	AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]				AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]	
63	61	80	20	95	280	301,9647	0,927260813			61	80	20	75	260	276,5371	0,940199
64	61	85	20	73	218	235,1011	0,927260813			61	85	20	75	210,3	223,6761	0,940199
65	61	90	30	72	139,8	150,7666	0,927260813			61	90	30	89,5	169,4	180,1746	0,940199
66	61	95	30	65	120	129,4134	0,927260813			61	95	30	68	117	124,4417	0,940199
67										61	100	30	65	110	116,9965	0,940199
68	<b>BACHE JAZMÍN</b>						<b>BACHE MORICHE</b>									
69	<b>VELÁSQUEZ 26</b>						<b>VELÁSQUEZ 26</b>									
70	AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]				AGUJA	•F	rpm	%τ	μ [Cp]	v [CSt]	
71	61	80	100	50	4,56	5,823265	0,783065855			61	80	100	50	4,56	5,823265	0,783066
72	61	85	100	50	4,26	5,440155	0,783065855			61	85	100	50	4,26	5,440155	0,783066
73	61	90	100	50	3,96	5,057046	0,783065855			61	85	100	50	4,26	5,440155	0,783066
74										61	92	100	50	3,96	5,057046	0,783066

Fuente: Datos prueba de viscosidad de acuerdo a la programación del paso del bache de hidrocarburos Jazmín, Nare Underriver y Moriche por las estaciones principales del oleoducto. Obtenidos el 21 de febrero de 2012 en la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd. Estación Velásquez 26. Ver figura 21 y 22.

### 3.4. INCLUSIÓN Y AJUSTE DE DATOS A LOS PRINCIPALES ESTÁNDARES

La inclusión de datos obedece al ajuste de las principales variables de operación del oleoducto, campos y estaciones a los estándares API, ASTM y GTC, estableciendo un proceso de coherencia con los resultados que a diario suceden naturalmente. Como variables fundamentales están incluidas: densidad a condiciones estándar, gravedad API, temperatura ambiental, de línea y tanques, presión absoluta y presión de vapor reid del hidrocarburo acumulado, dimensiones y tipo de techo de tanques de almacenamiento, características estándar del oleoducto (longitud, unidades de bombeo, viscosidad en cada punto, deltas de presión), porcentaje en volumen de agua en la emulsión agua-hidrocarburo, certificados de calibración de los equipos de medición, errores sistemáticos y aleatorios de los instrumentos y factor humano, etc.

Para las pérdidas por incertidumbre se tomaron los datos de los certificados de calibración de los instrumentos de medición (ejemplo Termómetro digital del Anexo 3) y el volumen promedio almacenado por campo y estación.

El concepto de la calidad del crudo obedece al porcentaje de agua emulsionada inyectada al oleoducto por los campos de extracción y equivale a factorizar la fracción volumétrica con el porcentaje de en volumen de agua corregido.

**Tabla 7. Agua emulsionada en el crudo transportado por el oleoducto.**

ESTACIÓN/CAMPO	FRACCIÓN VOLUMEN	% EN VOLUMEN DE AGUA K.F.	°API CORREGIDOS	% EN VOLUMEN DE AGUA CORREGIDO	%EN VOLUMEN CALIDAD DEL CRUDO
<b>Velásquez 26</b>	0,2361	0,120	49,2	0,093	0,0235
<b>Jazmín</b>	0,5139	0,567	11,5	0,561	0,2883
<b>Moriche</b>	0,2361	0,313	13,7	0,305	0,0720
<b>Sauce</b>	-----	0,472	18,9	0,443	0,4430

Para calcular las pérdidas por evaporación se adecuó el estándar 19,1 y 19,2 a los hidrocarburos de operación del oleoducto, modificando el único parámetro fisicoquímico del estándar, densidad de vapores y densidad de líquidos.

**Tabla 8. Relaciones de densidad aplicadas al estándar API 19,1 y 19,2.**

ESTACIÓN/CAMPO	RELACIÓN DENSIDAD DE VAPORES	RELACIÓN DENSIDAD DE LÍQUIDOS
	$\frac{W_{V\text{Sauce}}}{W_V}$	$\frac{W_{L\text{Sauce}}}{W_L}$
<b>Batería 2</b>	1,81	1,01
<b>Jazmín</b>	0,26	0,95
<b>Moriche</b>	0,46	0,96
<b>Nare Underriver</b>	0,36	0,95
<b>Velásquez 26 (Crudo)</b>	2,05	1,20
<b>Velásquez 26 (Nafta)</b>	3,05	1,37

Si  $W_V \propto M_V$ , entonces:

Ejemplo estación Velásquez 26 (Nafta):

Techo fijo

$$L_S = 365 * K_E * H_{VO} * \frac{\pi * D^2}{4} * K_S * 3,05W_V$$

$$L_W = N * H_{LX} * \left( \frac{\pi * D^2}{4} \right) * K_N * K_P * K_B * 3,05W_V$$

Techo flotante

$$L_S = [(F_r) + (F_f) + (F_d)] * P^* * 3,05M_V * K_C$$

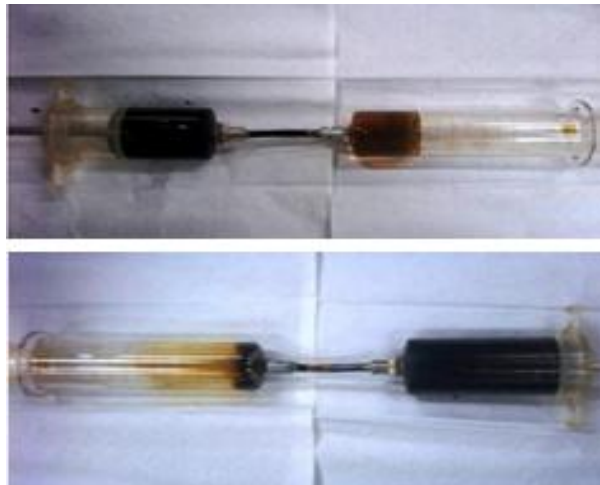
$$L_W = \left[ \frac{(0,943)Q * C * 1,37W_L}{D} \right]$$

Las variables que se encuentran en esta ecuación pueden ser identificadas en el Anexo 2.

Para el cálculo de las pérdidas por encogimiento en común acuerdo con el ICP, realizaron una prueba de jeringas donde se mezcló el crudo pesado Mansarovar con la nafta craqueada de dilución suministrada por la estación Vasconia al 20% de componente liviano.

El encogimiento alude al criterio de reducción del volumen de la mezcla al 20% de diluyente en volumen de nafta craqueada

**Figura 3. Inicio y final de la mezcla de hidrocarburos pesados con livianos**



Fuente: VIVIESCAS, Geoffrey. Resultados de pruebas experimentales como metodología para establecer encogimiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos pesados con diluyentes crudos y refinados. Bucaramanga, 2012,5 p. Instituto Colombiano del Petróleo. [17]

### 3.5. OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Mediante códigos en Visual Basic Applications y hojas de cálculo de Microsoft Excel 2007, se registran los barriles perdidos a través del tiempo.

#### 3.5.1. Retención por calidad del crudo

Para calcular la cantidad de agua suministrada por los campos al oleoducto cuantificamos la diferencia entre la calidad del terminal El Sauce y la calidad de la mezcla ponderada de todos los campos de inyección, posteriormente este factor multiplicarlo por el volumen de la producción.

**Tabla 9. Barriles contabilizados de agua en la emulsión agua-crudo.**

OLEODUCTO	m <sup>3</sup> /día
<b>Velásquez 26 – El Sauce</b>	3,38

#### 3.5.2. Evaporación de acumulado en tanques

**Tabla 10. Pérdidas por evaporación promedio diaria en Campos y estaciones**

ESTACIÓN / CAMPO	m <sup>3</sup> / día	m <sup>3</sup> /mes	m <sup>3</sup> /año
<b>Batería 2</b>	0,34	10,2	122,4
<b>Velásquez 26</b>	3,18	95,4	1144,8
<b>Jazmín</b>	0,30	9	108
<b>Moriche</b>	0,11	3,3	39,6
<b>Nare Underriver</b>	0,13	3,9	46,8
<b>El Sauce</b>	0,91	27,3	327,6

Por medio de la gerencia de oleoducto se realizó una acción correctiva en el tanque 90000-1 con techo fijo del terminal El Sauce, se drenó el volumen remanente con un sistema de bombeo hacia la línea de recibo de los tanques de techo flotante 80000-1 y 80000-2, logrando así mitigar las pérdidas por evaporación en el tanque y establecer su operación nuevamente. El registro fotográfico del proceso es el siguiente:

**Figura 4. Implementación de bombeo de remanente tanque 90000-1.**



Fuente: Foto tomada por el autor el 8/Mar./2012 en la línea de entrega de crudo del terminal El Sauce, propiedad de la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.5.3. Encogimiento volumétrico

Este ítem provee la principal influencia en la cuantificación de pérdidas, porque es el criterio fundamental para realizar conciliaciones con el principal cliente de la compañía, Ecopetrol. La nafta craqueada proporcionada por la estación Vasconia es utilizada como diluyente de los crudos pesados Mansarovar y se recupera en las unidades de destilación del cliente, debido a esto, se requiere establecer una compensación de ese volumen diario disminuido para el transporte de crudo pesados Mansarovar en el oleoducto.

La fórmula utilizada por el estándar para realizar este cálculo es la ecuación número dos (2) de la norma API MPMS Chapter 12-section 3.

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

Donde;

S = Porcentaje de contracción volumétrica.

C = Concentración del componente liviano en porcentaje en volúmen.

G = Diferencial total de gravedad API de la mezcla.

Esta fórmula se usó para validar el resultado experimental que elaboró el **ICP** (Instituto Colombiano del Petróleo) con el fin de establecer bajo criterios de laboratorio las posibles compensaciones por encogimiento. Experimentalmente el ICP usa como referencia para la obtención del porcentaje encogido los crudos de Campo Velásquez, Jazmín, moriche y Nafta diluyente de la estación Vasconia. Cabe destacar que el ICP realizó dos (2) veces la prueba enfatizando en la repetibilidad del resultado. El cálculo efectivo de este porcentaje está fundamentado experimentalmente por la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\rho_B \cdot (1 - x_A) + \rho_A \cdot x_A}{\rho_{\text{Mezcla}}} \quad [18]$$

Donde;

$\rho_B$  = Densidad del componente pesado

$x_A$  = Fracción volumétrica del componente liviano

$\rho_A$  = Densidad del componente liviano

$\rho_{\text{Mezcla}}$  = Densidad de la mezcla del componente liviano y pesado

**Tabla 11. Validación prueba de encogimiento de crudos pesados y nafta.**

PRUEBA	LIVIANO DENSIDAD	PESADO DENSIDAD	DENSIDAD PROMEDIO	(%) EN VOLUMEN ENCOGIDO PRUEBA ICP	(%) EN VOLUMEN ENCOGIDO DEL API 12,3
1	681,1	931,5	884,07	0,30313	0,33777
2	690,9	931,5	886,77	0,37442	0,33777

Al multiplicar el porcentaje promedio entre las dos pruebas por el volumen de producción obtenemos los barriles perdidos por encogimiento: 13,39 m<sup>3</sup>, valor muy cercano al obtenido por el estándar API 12,3 de 19,33 m<sup>3</sup>, encontrando un porcentaje de error teórico experimental de 0,296 %, de un 75 a un 80% de este volumen será recuperado por la compañía por concepto de conciliación con el principal cliente, Ecopetrol.

### 3.5.4. Incertidumbre en medición estática de tanques

**Tabla 12. Pérdidas por incertidumbre en la medición estática de tanques.**

ESTACIÓN / CAMPO	% EN VOLUMEN INCERTIDUMBRE	m <sup>3</sup> / día (PARÁMETROS OPERACIONALES)	m <sup>3</sup> /día (INTERVALO CONFIANZA)
<b>Batería 2</b>	0,47	2,46	2,44
<b>Velásquez 26</b>	0,47	24,87	25,97
<b>Jazmín</b>	0,44	16,81	16,04
<b>Moriche</b>	0,53	0,78	0,78
<b>Nare Underriver</b>	0,56	1,01	1,25
<b>El Sauce</b>	0,43	19,19	21,52

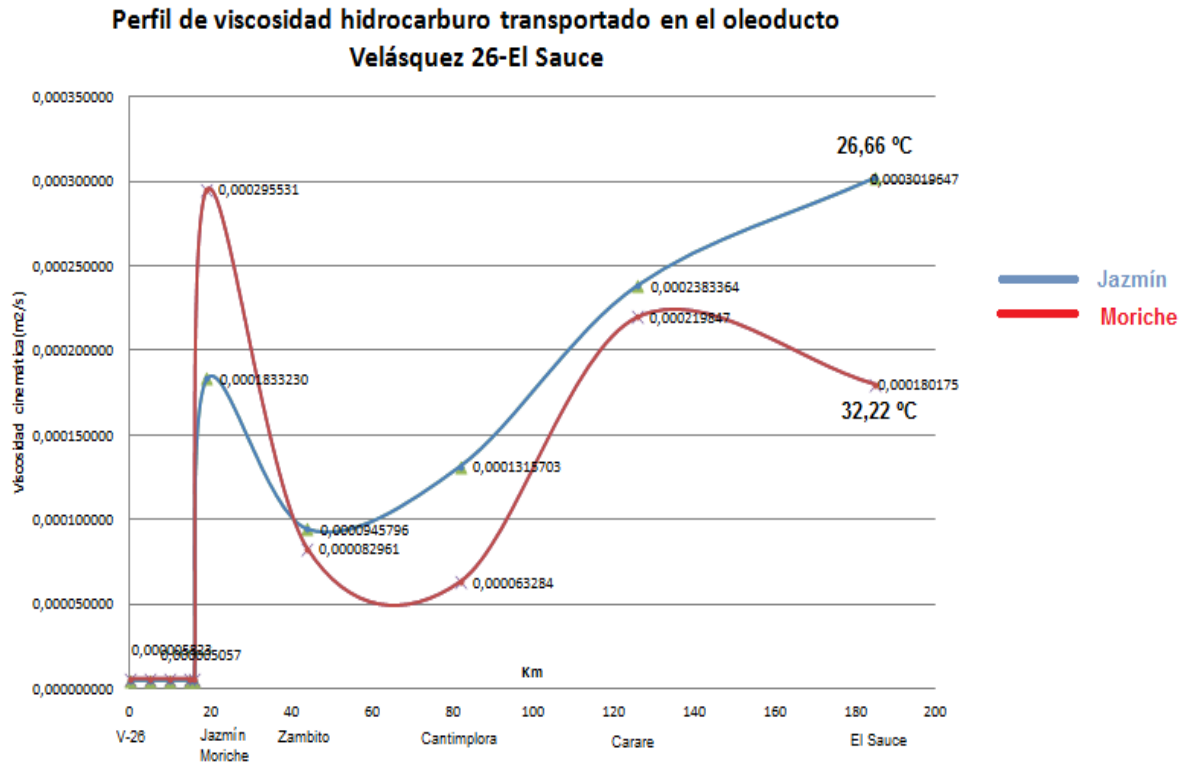
### 3.5.5. Perfiles de viscosidad, generación de fundamentos reológicos y de régimen de flujo de los hidrocarburos transportados en el oleoducto

El comportamiento del crudo mezcla es Newtoniano desde el inicio hasta la etapa final del proceso, a diferencia de los crudos pesados de Campo Jazmín y Moriche que presentan un comportamiento pseudoplástico típico de un fluido no newtoniano. El régimen de flujo del oleoducto presenta 3 comportamientos típicos que vemos evidenciados en la siguiente tabla, el procedimiento efectuado puede verse reflejado en el anexo número 5.

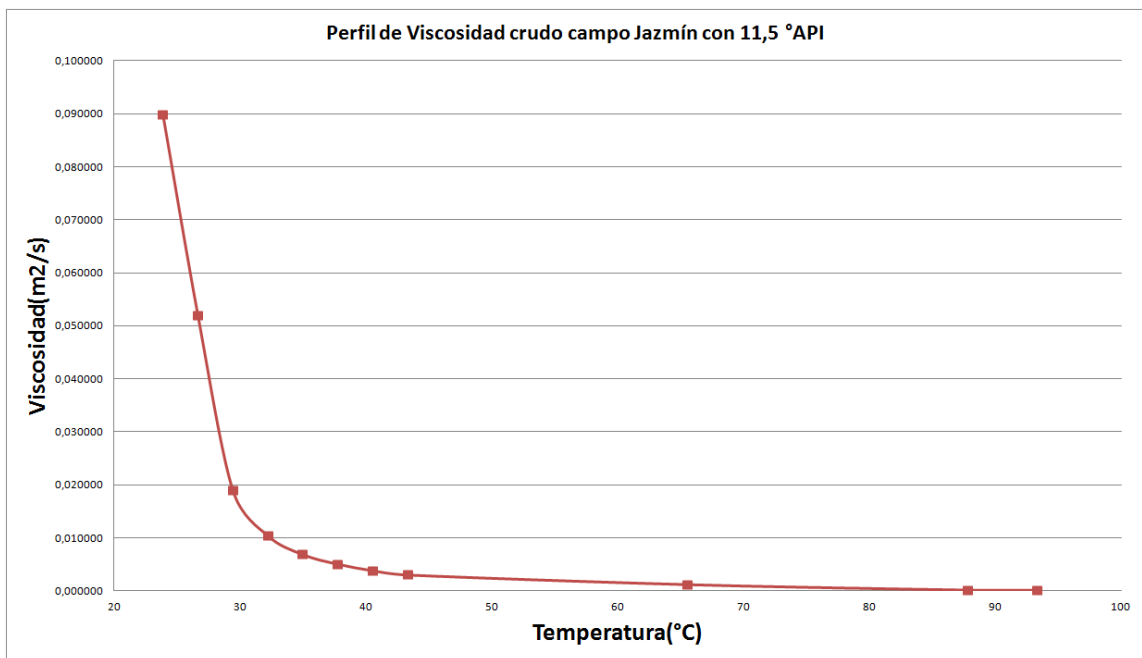
**Tabla 13. Regímenes de flujo de hidrocarburos en el oleoducto.**

TRAYECTO	RÉGIMEN
<b>Velásquez 26 – Jazmín/Moriche</b>	100% Turbulento
<b>Jazmín/Moriche – Zambito</b>	El flujo cambia de laminar a transición si la viscosidad cinemática es $\leq 0,000097579 \text{ m}^2/\text{s}$
<b>Zambito – Cantimplora</b>	
<b>Cantimplora – Carare</b>	
<b>Carare – El Sauce</b>	

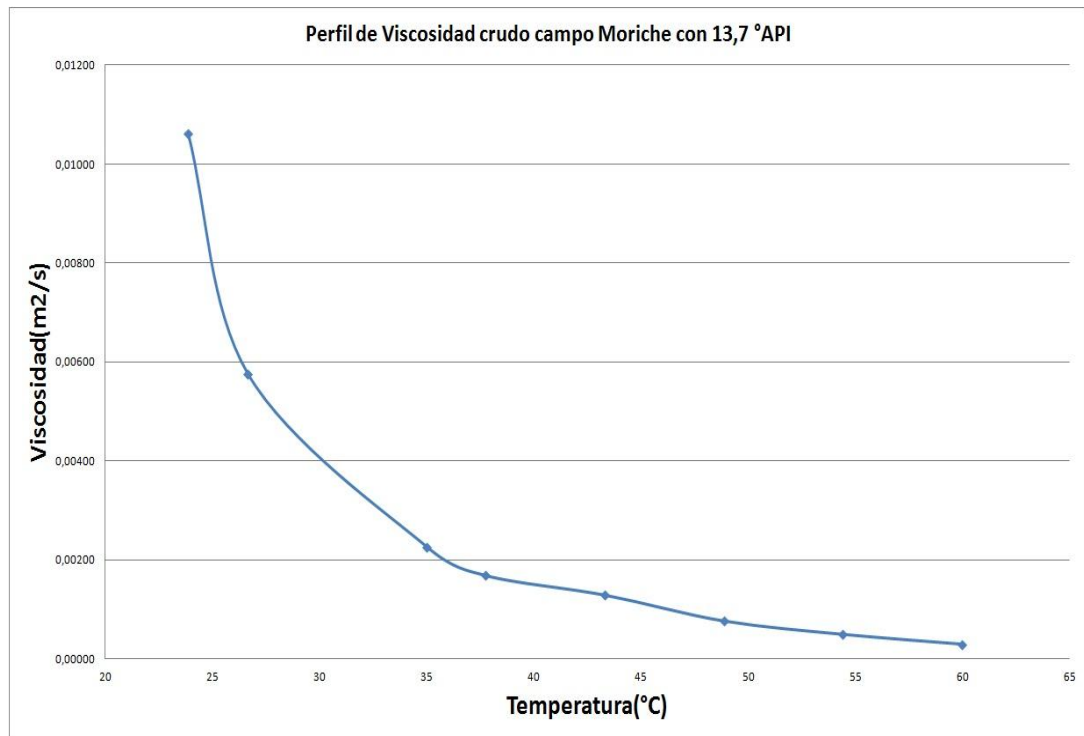
**Figura 5. Perfil de viscosidad operación típica del oleoducto.**



**Figura 6. Perfil de viscosidad crudo campo Jazmín.**



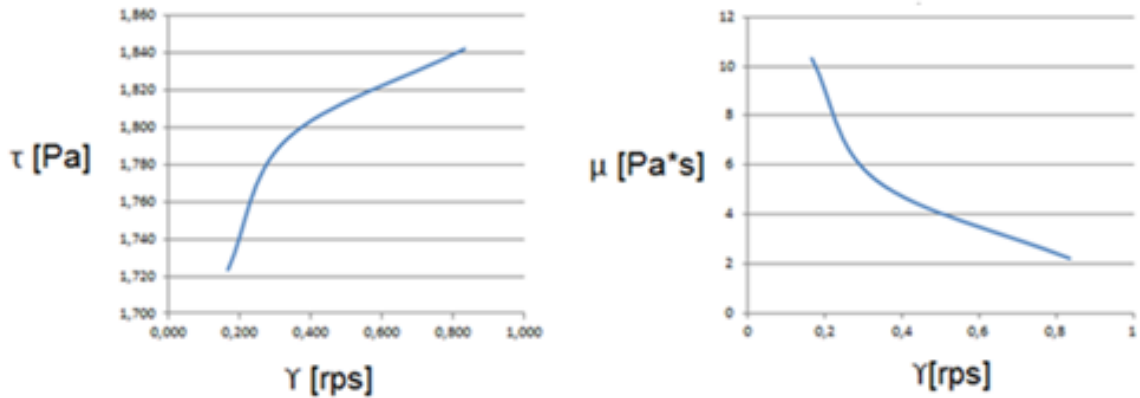
**Figura 7. Perfil de viscosidad crudo campo Moriche.**



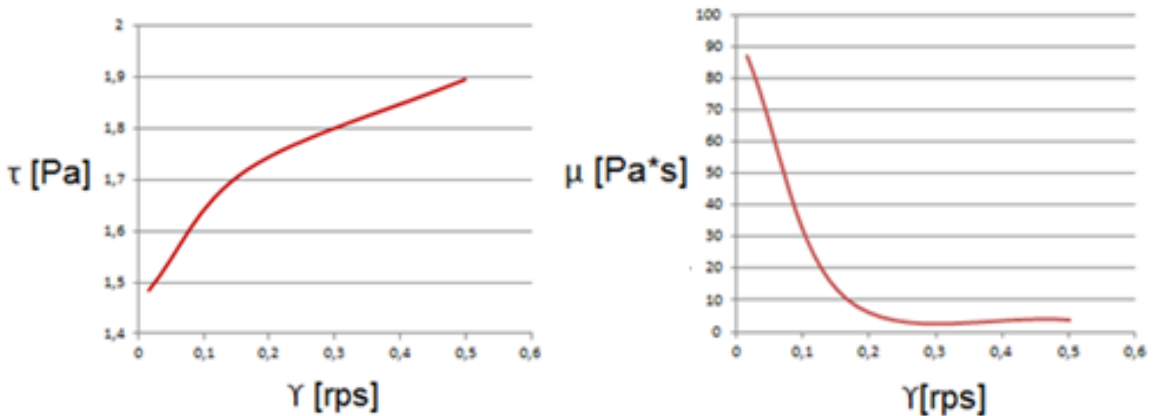
**Tabla 14. Parámetros reológicos proporcionados por el viscosímetro.**

CRUDO	VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN REVOLUCIONES POR SEGUNDO (rps)	TENSOR DE ESFUERZO (Pa)	VISCOSIDAD (Pa*s)
<b>Jazmín</b>	0,017	1,483	87,235
	0,167	1,718	10,287
	0,500	1,894	3,788
<b>Moriche</b>	0,167	1,724	10,323
	0,333	1,794	5,387
	0,833	1,842	2,211

**Figura 8. Comportamiento pseudoplástico no newtoniano del crudo Jazmín.**



**Figura 9. Comportamiento pseudoplástico no newtoniano del crudo Moriche.**



Fuente: Curvas viscosas y reológicas obtenidas a través de los datos proporcionados por el viscosímetro Brookfield modelo DV-I Prime. 1/Mar./12 en la estación Velásquez 26.

La fundamentación de los ensayos reológicos produce un valor agregado en la compañía, proponiendo posibles proyectos sobre el accionamiento preventivo del cuidado de las unidades de bombeo y la tubería del oleoducto. Presentan comportamiento similar a las suspensiones, emulsiones y pastas.

## CONCLUSIONES

- El porcentaje de pérdidas obtenido por transporte de hidrocarburos y su almacenamiento no excede el 1% del volumen global, traducido en 92,29 m<sup>3</sup> bajo condiciones críticas de operación, de los cuales 22,78 m<sup>3</sup> equivalen a transporte y 69,51 m<sup>3</sup> a almacenaje, los ítems de estudio fueron la evaporación de hidrocarburo en tanques, incertidumbre en medición estática de tanques, calidad del hidrocarburo en su recibo final y el encogimiento volumétrico entre mezclas de pesados y livianos, dato importante en el momento de proporcionar congruencia en las conciliaciones y balances del sistema oleoducto, campos y estaciones de bombeo.
- El encogimiento volumétrico es fundamental al momento de realizar conciliaciones con el principal cliente de la compañía que es ECOPETROL, de común acuerdo se elaboraron pruebas y validaciones del estándar API 12 sección 3, haciendo posible la cuantificación de 19,39 m<sup>3</sup> por contracción en el mezclado, parte de este volumen será regresado a la compañía por conciliación.
- El cuidado de las unidades de bombeo requiere conocer la viscosidad y por ende el régimen de flujo y los parámetros reológicos en cada punto, manipulando con eficiencia las revoluciones de la unidad. La supervisión y operación de la estación Velásquez 26 hace esto posible indicando el número de revoluciones a la cual debe operar cada unidad de bombeo, tomando como base los parámetros viscosos según sea el bache de hidrocarburos que esté pasando en las estaciones intermedias Zambito, Cantimplora y Carare.

## RECOMENDACIONES

- Elaborar un sistema costo-beneficio el cual pueda intervenir en la mitigación de las pérdidas identificables, es decir, realizar un estudio de recuperación en la inversión de capital en relación a la compra de dispositivos, citando como ejemplo, prescindir de sistemas de inyección de remanentes como el que se implementó, cambiando la estructura del tanque de techo fijo a implantes de membrana interna flotante, o si es posible, sistema de condensación y devolución de vapores al acumulado, como se evidencia en algunos tanques de almacenamiento de refinados en Ecopetrol.
- Capacitar al personal involucrado en la operación del oleoducto, estar al día con los certificados de calibración y mantener en perfecto funcionamiento los equipos de medición (termómetros, hidrómetro, titulador Karl Fisher, cintas de nivel, etc.), esto con el fin de mitigar las pérdidas por incertidumbre en la medición estática de tanques y seguir manteniendo una incertidumbre global en cada campo y estación  $\leq 1\%$ .
- Fomentar la heurística de cualquier proceso industrial, es fundamental en las visitas auditoras, en este caso es necesario conocer el comportamiento reológico del hidrocarburo transportado en el oleoducto, citando como ejemplo principal, prescindir del outsourcing ó subcontratación para elaborar la ingeniería del proceso de flujo en la operación del oleoducto y sus proyectos adyacentes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ASESORÍA Y CONSULTORÍA ESPECIALIZADA INTERNACIONAL LTDA. Manual manejo de crudos pesados y operación de oleoductos. Bogotá. 2010.15 p.

[2] BRANAN, Carl R. Soluciones prácticas para el Ingeniero Químico. Segunda edición. Mc Graw Hill. 4 p.

[3] CÁRDENAS QUINTERO, Jairo Fernando. Manual de medición de hidrocarburos líquidos, Capítulo V, Código MA-OPE-02. Mansarovar Energy Colombia Ltd. 2009. 45 p.

[4] CENAM. Incertidumbre en la medición [en línea]. <<http://www.bvsde.paho.org/bvsala/e/fulltext/medicion/medicion.pdf>> [citado en 12 de diciembre de 2011].

[5] CENAM. Incertidumbre en la medición [en línea]. <<http://www.bvsde.paho.org/bvsala/e/fulltext/medicion/medicion.pdf>> [citado en 12 de diciembre de 2011].

[6] CRAFT, B.C., HAWKINGS, M., Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second edition. Louisiana State University. 1990, p 92.

[7] DOUGLAS, C. Montgomery., RUNGER George C. Applied Statistics and Probability for Engineers. Third Edition. Arizona State University.109 p.

[8] INCERTIDUMBRE EN LAS MEDICIONES Y SU PROPAGACIÓN. Teorema de la incertidumbre [en línea]. < [https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:OV\\_\\_pZhHS8AJ:lidermind.com/aiew0/documentosITESM/documentos\\_files/TUTORIALincertidumbreTarea2.doc+TUTORIAL:+incertidumbre+en+las+mediciones+y+su+propagaci%C3%B3n.&hl=es&gl=co&pid=bl&srcid=ADGEEShDQpICWvf6wUpRRutCbY8APU4d7NY7PC10Eezl5l3xHIUEIAa6uuTbiZqRzHT4BINTLxD0\\_gDYtzSRxGMv2bOWHerDq3NBxw0WBjyfgH8iXa4i9w-Kdnn9jjiDiwat2W4D6&sig=AHIEtbTlgKyYavMmZuBv7YbUHCzVYHBsnA](https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:OV__pZhHS8AJ:lidermind.com/aiew0/documentosITESM/documentos_files/TUTORIALincertidumbreTarea2.doc+TUTORIAL:+incertidumbre+en+las+mediciones+y+su+propagaci%C3%B3n.&hl=es&gl=co&pid=bl&srcid=ADGEEShDQpICWvf6wUpRRutCbY8APU4d7NY7PC10Eezl5l3xHIUEIAa6uuTbiZqRzHT4BINTLxD0_gDYtzSRxGMv2bOWHerDq3NBxw0WBjyfgH8iXa4i9w-Kdnn9jjiDiwat2W4D6&sig=AHIEtbTlgKyYavMmZuBv7YbUHCzVYHBsnA) > [citado en 18 de enero de 2012].

[9] PROASEM LTDA. Análisis consolidado de balances, conciliaciones y control de pérdidas en los puntos del oleoducto Velásquez que incluye los sistemas de medición de cantidad y calidad en las estaciones Jazmín, Velásquez 26 y terminal el Sauce durante. Los años 2005, 2006 y 2007. 2008. 11 p.

[10] SÁNCHEZ GUILLÉN, José Luis. Macromolécula orgánica [en línea]. < [http://web.educastur.princast.es/proyectos/biogeo\\_ov/2BCH/B1\\_BIOQUIMICA/t11\\_BIOMOLECULAS/informacion.htm](http://web.educastur.princast.es/proyectos/biogeo_ov/2BCH/B1_BIOQUIMICA/t11_BIOMOLECULAS/informacion.htm) > [citado en 13 de enero de 2012]

[11] Universidade da Coruña. Nivel de confianza del 95% en intervalo simétrico, 8 p [en línea]. < <http://dm.udc.es/asignaturas/estadistica2/documentos-pdf/dmtablas.pdf> > [citado en 17 de noviembre de 2011].

[12] Universidad de los Andes Mérida Venezuela. Emulsiones de agua tamaño de gota [en línea]. <  
[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP\\_Deshidratacion.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf)> [citado en 26 de octubre de 2011].

[13] Universidad de los Andes Mérida Venezuela. Emulsiones de agua tamaño de gota [en línea]. <  
[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP\\_Deshidratacion.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf)> [citado en 26 de octubre de 2011].

[14] Universidad de los Andes Mérida Venezuela. Emulsiones de agua tamaño de gota [en línea]. <  
[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP\\_Deshidratacion.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf)> [citado en 26 de octubre de 2011].

[15] Universidad de los Andes Mérida Venezuela. Emulsiones de agua tamaño de gota [en línea]. <  
[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP\\_Deshidratacion.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf)> [citado en 26 de octubre de 2011].

[16] VALENCIA J., Hugo A. Dinámica de fluidos aplicada a la Ingeniería Química. UIS. 1999. 201 p.

[17] VIVIESCAS, Geoffrey. Resultados de pruebas experimentales como metodología para establecer encogimiento volumétrico de mezclas de

hidrocarburos pesados con diluyentes crudos y refinados. Bucaramanga, 2012,5 p.  
Instituto Colombiano del Petróleo.

[18] VIVIESCAS, Geoffrey. Resultados de pruebas experimentales como metodología para establecer encogimiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos pesados con diluyentes crudos y refinados. Bucaramanga, 2012,5 p.  
Instituto Colombiano del Petróleo.

## ANEXOS

### ANEXO 1. Conceptos teóricos.

#### EVAPORACIÓN

Es un proceso físico que ocurre al trascender paulatinamente de la fase líquida a la fase gaseosa, venciendo la tensión superficial de las moléculas someras del acumulado, que en este caso es el crudo pesado y el agente diluyente en la operación del oleoducto. En el presente estudio es necesario determinar el volumen evaporado en los tanques de almacenamiento de los campos y las estaciones. La estación Velásquez 26 y el terminal el Sauce operan con el acumulado más volátil en la operación del oleoducto, con presiones de vapor reid que van desde 29992,19 a 68947,57 [Pa] para el caso de crudo mezcla y nafta diluyente respectivamente.

**Figura 10. Tanque de almacenamiento de nafta craqueada con techo fijo.**



#### INCERTIDUMBRE

La incertidumbre en la medición estática de tanques, es el porcentaje de duda

entre el valor real del acumulado promedio y lo se refleja en las planillas por parte del operador al momento de tomar la medida de nivel, temperatura y muestra. La incertidumbre en la medición estática se genera por la incidencia de variables de tipo metrológico como certificados de calibración de instrumentos de medición, factor humano y estado actual del tanque, entre otros, matemáticamente es posible aproximarse al resultado de este factor de pérdidas si tenemos en cuenta las susodichas variables. En la literatura generalmente se observan apreciaciones cualitativas, estas son basadas en la confiabilidad de los resultados para esquemas generalizados, estos a su vez raras veces son efectivos. Varios estudios se han dedicado a tratar este fenómeno y expresarlo numéricamente, debido a la especificidad y exactitud de los instrumentos que se utilizan para la operación de medición en cada compañía, en cada tanque, no es posible obtener un valor definido para la industria en general.

Para calcular la incertidumbre en la medición se tienen dos tipos de evaluaciones: tipo A y tipo B. [4]

**Figura 11. Tanque de almacenamiento de hidrocarburos con techo flotante.**



**Figura 12. Cinta de trabajo para medición de nivel del tanque.**



**Figura 13. Instrumentos de medición, hidrómetros y termómetro de mercurio.**



## **CALIDAD DEL CRUDO**

En el momento de extraer e inyectar el petróleo crudo de los campos al oleoducto, la naturaleza del pozo nos conduce a cuantificar el agua que este aporta al volumen de la producción, el agua es tratada en los módulos tratamiento básico de cada campo y se reduce su porcentaje en volumen, sin embargo, ningún proceso tiene un rendimiento del 100%, por esta razón tenemos un remanente de agua emulsionada en el petróleo crudo y es necesaria su cuantificación.

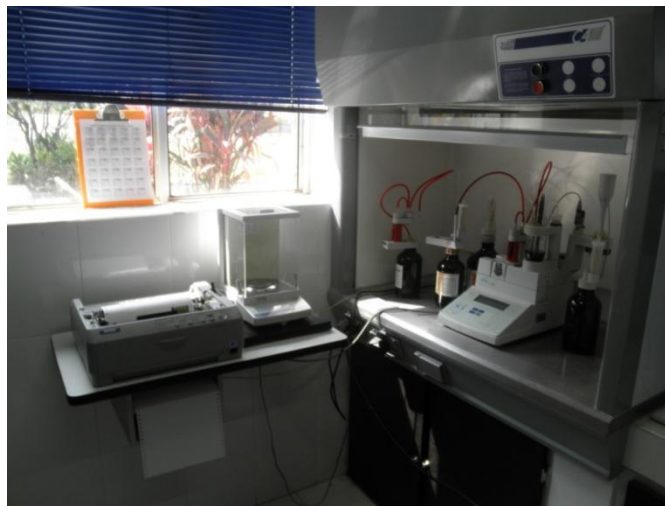
Las emulsiones pueden ser identificadas como duras y suaves [12].

- Emulsión dura: emulsión difícil de romper porque las gotas de agua son muy pequeñas (gotas  $\leq 10 \mu\text{m}$  ).
- Emulsión suave: emulsión inestable ó fácil de romper porque las gotas de agua son grandes y caen más rápido por la fuerza de gravedad (gotas  $> 100 \mu\text{m}$  ).

Altas concentraciones de sal reducen la estabilidad de una emulsión, agua fresca ó bajas concentraciones de sal estabilizan las emulsiones. [13]

Acción de la química deshidratante: consiste en añadir un surfactante hidrofílico al crudo que contiene surfactantes naturales de carácter lipofílico, esto genera micro emulsiones y caen por efecto gravitacional en el tanque que es enriquecido por la línea de recibo.

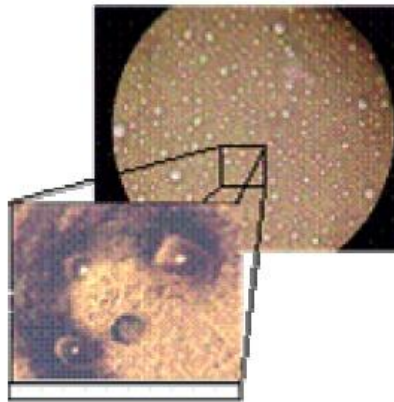
**Figura 14. Equipo Karl Fisher Mettler Toledo DL-50, balanza e impresora de datos.**



La química deshidratante, es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubilizan en un solvente aromático, viajan por difusión en la fase externa

de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y posteriormente se adsorben en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable [14]. Este proceso se realiza en el terminal el Sauce para cuando el porcentaje en volumen de agua suspendida de la línea de recibo es elevado, el agua separada del crudo es conducida al separador API y posteriormente es tratada en el campo petrolero Jazmín.

**Figura 15. Microfotografía ejemplo de una emulsión agua-crudo. [15]**



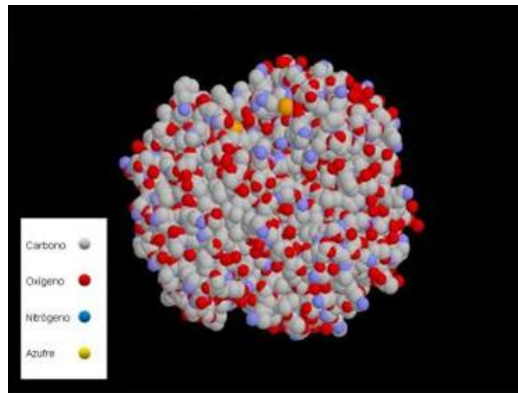
## **ENCOGIMIENTO**

Es el efecto de disminución de volumen generado por la mezcla de hidrocarburos ó visto de otra forma es una contracción molecular, esto sucede por la inserción de moléculas pequeñas en las vacancias ó intersticios de moléculas grandes, es decir, el volumen no es una propiedad aditiva, por tal caso no es recomendable hacer balances volumétricos antes de realizar balances másicos.

Este ítem tiene un valor agregado de importancia primordial para la conciliación de pérdidas en la Asociación Mansarovar-Ecopetrol, teniendo en cuenta que la nafta

craqueada es vendida por parte de Ecopetrol a Mansarovar, gran porción de esta nafta es recuperada en las unidades de destilación del cliente, por esta razón, se realizaron pruebas experimentales en el ICP(Instituto Colombiano del Petróleo) y a su vez se validó el resultado de este procedimiento con la ejecución de la norma API 12,3, aplicando un factor de corrección asociado a los resultados experimentales obtenidos.

**Figura 16. Macromolécula orgánica contraída. [10]**



## VISCOSIDAD

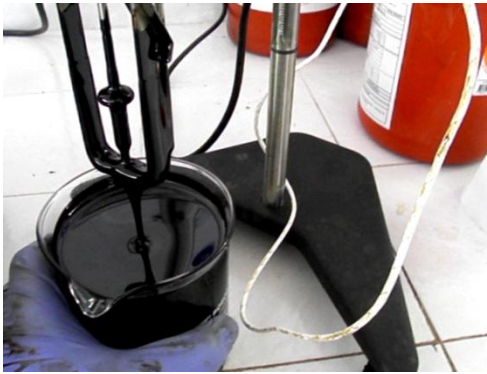
La viscosidad es la resistencia a fluir de un líquido o un gas bajo condiciones específicas de operación, en este caso la variable más relevante en su cuantificación es la temperatura que maneja la línea del oleoducto Velásquez 26 – El Sauce en cada punto de su trayectoria.

La viscosidad es un parámetro fundamental en el momento de incluir parámetros de mecánica de fluidos a la operación, ejemplo de esto el número de Reynolds para conocer el régimen de flujo entre los distintos puntos del oleoducto, los diferenciales de presión, grados API, etc.

**Figura 17. Crudo Jazmín a 75°F (23,88°C)**



**Figura18. Crudo Jazmín a temperatura de inyección de 190°F (87,77°C).**



## **ANEXO 2. Fórmulas aplicadas en los estándares.**

### **PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN EN TANQUES (API 19,1 Y 19,2)**

$$L_S + L_W = L_T$$

Donde;

$L_S$  = pérdidas por estabilidad ó quietud del tanque.

$L_W$  = pérdidas por movimientos(Entregas y recibos)del tanque.

$L_T$  = pérdidas totales

Cabe destacar que el estándar establece las pérdidas anualmente.

### TANQUES DE TECHO FIJO:

$$L_S = 365 * K_E * H_{VO} * \frac{\pi * D^2}{4} * K_S * W_V$$

Donde;

$K_E$  = Factor de expansión de espacio del vapor acumulado

$H_{VO}$  = Espacio que ocupa el vapor acumulado en el tanque. =  $H_S - H_L + H_{RO}$

$H_S$  = Altura de la carcasa del tanque.

$H_L$  = Altura del líquido acumulado

$H_{RO}$  = Altura entre el techo y la carcasa

$D$  = diámetro del tanque

$$K_S = \text{Factor de ventilación del vapor saturado.} = \frac{1}{1 + 0.053 * P_{VA} * H_{VO}}$$

$P_{VA}$  = presión de vapor del hidrocarburo acumulado

$W_V$  = densidad del vapor

---

$$L_W = N * H_{LX} * \left( \frac{\pi * D^2}{4} \right) * K_N * K_P * K_B * W_V$$

$N$  = Tasa de variación de movimientos acumulados del tanque.

$H_{LX}$  = Altura máxima de operación del tanque.

$K_N$  = factor de corrección de movimientos

$K_P$  = factor de corrección naturaleza del hidrocarburo acumulado.

$K_B$  = factor de corrección set de venteo del tanque.

---

### TANQUES DE TECHO FLOTANTE

$$L_S = [(F_r) + (F_f) + (F_d)] * P^* * M_V * K_C$$

Donde;

$F_r$  = factor de pérdidas de los sellos de borde.

$F_f$  = factor total de pérdidas de los accesorios de cubierta.

$F_d$  = factor total de las costuras de la cubierta.

$P^*$  = función de la presión de vapor. Adimensional.

$M_V$  = peso molecular promedio del vapor acumulado.

$K_C$  = factor del producto. Adimensional

---

$$L_W = \left[ \frac{(0,943)Q * C * W_1}{D} \right]$$

$Q$  = volumen manejado anual neto.

$C$  = factor de adherencia del hidrocarburo al tanque.

$W_1$  = densidad promedio del líquido acumulado en un almacenamiento

---

## TANQUES HORIZONTALES

$$L_S = 365 * K_E * \frac{\pi * H_E * D_E^2}{6} * K_S * W_V$$

$$H_E = \text{Altura equivalente} = \frac{\pi}{4} * D$$

$$D_E = \text{Diámetro equivalente} = \sqrt{\frac{4 * L * D}{\pi}}$$

$$L_W = N * K_N * \frac{\pi * H_E * D_E^2}{4} * K_P * K_B * W_V$$

## PÉRDIDAS POR INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE TANQUES (GTC 51 Y API 13,1)

La expresión de la incertidumbre en la medición es manifestada de la siguiente manera:

$$Y = \bar{y} \pm U[5]$$

Donde;

Y = Rango de incertidumbre en la medición estática de tanques (**TOV**= volumen total observado, siglas en inglés=Total Observed Volume) [3].

$\bar{y}$  = Valor promedio mensual de barriles de crudo medidos por el operador Aforador de las estaciones finales e iniciales del oleoducto al igual que los campos de inyección al sistema

U =Incertidumbre expandida en la medición. El cálculo de esta medida puede ser atribuida al cuadrado de las incertidumbres estándar ó errores sistemático ó aleatorios de las principales variables que influyen en el proceso, es decir, no se

suman directamente sino que son unificadas de manera similar al teorema de Pitágoras[8].

Se puede expresar matemáticamente como:

$$U = 1,96[11] * \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + u_3^2 + \dots + u_n^2}$$

La constante 1,96 hace alusión a la cobertura de la incertidumbre, es un factor que asegura un nivel de confianza en la ecuación, sinónimo de esto, es que el 95% bajo condiciones límite de una distribución t de student, es el porcentaje que asegura una medida precisa del promedio de un banco de datos bajo condiciones específicas de obtención. A su vez, dicha distribución es aplicable a la cuantificación de medidas de incertidumbre de carácter industrial, como lo es nuestro caso (los barriles totales recibidos por tanques de almacenamiento de petróleo crudo). Las distribuciones estadísticas son aplicables a nuestro cálculo porque han surgido de experimentos fisicoquímicos y la aproximación de la medida real de estos. [7]

Para el cálculo de incertidumbre de las estaciones iniciales y finales del oleoducto al igual que los campos de inyección, nos basaremos en el concepto fundamental de que las desviaciones estándar de todas las variables que influyen en la medición estática son una aproximación bastante buena de la incertidumbre de los datos respecto a la media, lo que indica que la sumatoria de los cuadrados de las mismas puede verse reflejado como la incertidumbre combinada de la medición.

Para verificar este cálculo se tomó una operación adicional de incertidumbre sobre el promedio de m<sup>3</sup> observados TOV, medidos en las estaciones con la siguiente expresión que indica un intervalo de confianza, como este parámetro es de naturaleza estadística, es una incertidumbre tipo A:

$$U = \frac{t_{n-1} * S}{\sqrt{n}}$$

Donde;

U= Incertidumbre global de la medición estática de la estación.

$t_{n-1}$ = Función t de student con n-1 grados de libertad en un intervalo de  $(-\infty, \infty)$ , porque los valores reportados en el número de mediciones, son significativamente grandes, en este caso son las mediciones mensuales del nivel del tanque relacionando los barriles totales que este acumula.

S= Desviación típica.

n= número de datos, en este caso, medidas mensuales en todos los tanques de las estaciones y/o campos.

Nota: Cada centímetro en el tanque 90000-1 equivale a 11,92 m<sup>3</sup> TOV aproximadamente y en los tanques de 80000-1 y 80000-2 equivale a 8,82 m<sup>3</sup> TOV por cada tanque, lo que significaría que si por incertidumbre en la medición, teniendo como base los efectos de error sistemático y aleatorio de los equipos y la operación, se llegase a cometer un error de tan sólo 0,01 m en medición de nivel con cinta, se dejarían de cuantificar en cada medición diaria 29,57 m<sup>3</sup> TOV, este dato es proporcionado por las tablas de aforo del Terminal el Sauce.

El procedimiento anterior es el mismo para calcular incertidumbre en los demás campos, ya sean de inyección como Jazmín, Nare Underriver y Moriche al igual que la estación Velásquez 26 y Batería 2.

## PÉRDIDAS POR CONCEPTO DE LA CALIDAD DEL CRUDO (ASTM D 4377)

La metodología de cálculo o las fórmulas específicas para cuantificar que cantidad de agua existe en la emulsión de agua e hidrocarburo transportado diariamente en el oleoducto es de la siguiente manera:

$$x_{v-26} * \%Agua_{v-26} + x_{Campo\ jazmín} * \%Agua_{Campo\ Jazmín} + x_{Campo\ Moriche} * \%Agua_{Campo\ Moriche} = Q_{Mezcla\ Oleoducto} [9]$$

Donde;


$x_{v-26}$  = Fracción volumétrica de la estación Velásquez 26.

$x_{Campo\ jazmín}$  = Fracción volumétrica de Campo Jazmín.

$x_{Campo\ Moriche}$  = Fracción Volumétrica de Campo Moriche

## ANEXO 3. Certificados de calibración termómetro digital.

Figura 19. Certificado de calibración termómetro digital.



CERT. 0261 CALIBRATION

**ICL CALIBRATION LABORATORIES, INC.**

ISO/IEC 17025 and ANSI/NCSL Z540-1 accredited  
 The specialists in ASTM and laboratory thermometers & hydrometers  
 Members: ASTM API NCSL ASQ NCWM

1501 Decker Avenue Suite 118 Stuart, FL 34994 USA  
 Tel: 772.286.7710 1-800-713-6647  
 Fax: 772.286.8737 E-mail: sales@iclab.com  
 Internet: www.iclabs.com

Setting new standards in calibration excellence!

**CALIBRATION REPORT FOR DIGITAL THERMOMETER**

Report No. T180420 Page 1 of 2 SO: 332742

THE INSTRUMENT DESCRIBED BELOW WAS EXAMINED AND TESTED IN ICL'S ISO/IEC 17025 ACCREDITED CALIBRATION LABORATORY, USING NIST TRACEABLE REFERENCE STANDARDS, IN ACCORDANCE WITH ICL'S ISO/IEC 17025 CALIBRATION PROCEDURE REFERENCED BELOW. THIS CALIBRATION MEETS THE REQUIREMENTS OF ISO/IEC 17025, ANSI/NCSL Z540-1:1994, (WHICH SUPERCEDED AND REPLACED MIL-STD 45662A), AND THE ISO-9000 AND QS-9000 SERIES OF QUALITY STANDARDS.

**CUSTOMER INFORMATION**  
 SYZ COLOMBIA S.A.S.  
 CALLE 144 # 52-26  
 BOGOTÁ, COLOMBIA  
 PURCHASE ORDER NUMBER: OCE11052401  
 SUBMITTED BY: SYZ COLOMBIA S.A.S.

**DATES**  
 DATE REPORT ISSUED: 11-09-2010

**INSTRUMENT INFORMATION**  
 DIGITAL THERMOMETER INSCRIPTION: THERMOPROBE  
 MODEL: TL-1A-08-C RANGE: 14/320F DIVISIONS: .01 °F IMMERSION: 6 INCHES  
 ENGINEERING UNITS: degrees Fahrenheit  
 SERIAL NUMBER: 1-8298  
 ACCURACY TOLERANCE: +/- 0.1F

**RESULTS OF PHYSICAL EXAMINATION**  
 THIS INSTRUMENT WAS RECEIVED IN OPERABLE CONDITION, UNLESS OTHERWISE NOTED.  
 NOTE: NEW IN MANUFACTURER'S PACKAGING.

**CALIBRATION PROCEDURE USED:** ICL Procedure 04, which is drawn from ASTM E 77, E 220 and E 563

**RESULTS OF CALIBRATION**

'AS FOUND'

TEST TEMP	READING	CORRECTION	ACCEPT LIMIT* (+ or -)	P/M/F	UNCERTAINTY
31.998°F	32.00°F	0.00°F	0.098°F	PASS	0.030°F
109.998°F	109.99°F	+0.01°F	0.098°F	PASS	0.030°F
212.001°F	211.99°F	+0.01°F	0.098°F	PASS	0.030°F
299.997°F	299.99°F	+0.01°F	0.093°F	PASS	0.039°F

NO ADJUSTMENTS WERE MADE TO THIS INSTRUMENT.

'AS LEFT'

TEST TEMP	READING	CORRECTION	ACCEPT LIMIT* (+ or -)	P/M/F	UNCERTAINTY
31.998°F	32.00°F	0.00°F	0.098°F	PASS	0.030°F
109.998°F	109.99°F	+0.01°F	0.098°F	PASS	0.030°F
212.001°F	211.99°F	+0.01°F	0.098°F	PASS	0.030°F
299.997°F	299.99°F	+0.01°F	0.093°F	PASS	0.039°F

\*ACCEPT LIMIT(s) The acceptance limit(s) shown above represent a statistical evaluation of the instrument's tolerance relative to the uncertainty of the measurement. If required, the acceptance limit is set to a value smaller than the tolerance. The difference between the tolerance and the acceptance limit is the 'guard band'. The guard band is imposed to reduce the probability of a false acceptance (PFA), or a false failure, to 2% or less.

P/M/F Accordingly, there are three possible calibration outcomes:  
 1. PASS The calibration result falls within the interval described by the test point + or - (the tolerance MINUS the guard band).  
 2. MARG \*\* (marginal) The calibration result is 'borderline', or indeterminate; it is therefore statistically and metrologically imprudent to declare that the instrument is definitively either 'in-tolerance' or 'out-of-tolerance'.  
 3. FAIL The calibration result falls outside the interval described by the test point + or - (the tolerance PLUS the guard band).

The methodology and equations used for determination of guard bands and acceptance limits comply with the requirements of ANSI/NCSL Z540.3

Fuente: Certificado de calibración termómetro digital TP-7, carpeta equipos electrónicos terminal El Sauce, propiedad de la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd.



Zambito recibió el bache a las 14:00 horas del día 9 de febrero, Cantimplora a las 4:15 horas del día 10 de febrero, Carare a las 2:40 horas del día 11 de febrero y el terminal el Sauce a las 3:00 horas del día 12 de febrero. Cabe resaltar que la inyección del crudo de campo Moriche se desfasa 10 horas posteriores a la inyección de crudo de campo Jazmín, es decir, el crudo de campo Moriche realizó su inyección a las 13:00 horas del día 9 de febrero de 2012.

### **ANEXO 5. Parámetros obtenidos por mecánica de fluidos**

Para hallar la velocidad media con que opera el oleoducto.

$$V_{\text{media}} = \frac{Q}{\pi * r^2} = \frac{4 * Q}{\pi * D^2} [1]$$

Para hallar la viscosidad cinemática promedio con que opera el oleoducto.

$$\vartheta_c[\text{CSt}] = \frac{\vartheta_c[\text{Cp}]}{g_{\text{especifica}}}$$

**Tabla 15. Especificaciones operacionales en la tubería del oleoducto.**

(VELÁSQUEZ 26- JAZMÍN/MORICHE)	(JAZMÍN-EL SAUCE)	(MORICHE-EL SAUCE)
D= 0,31 [m]	D=0,338[m]	D=0,338[m]
V=0,1917 [m/s]	V=0,664[m/s]	V=0,664[m/s]
$\bar{\vartheta}_c=5,8$ [CSt]=0,0000058[m <sup>2</sup> /s]	$\bar{\vartheta}_c=$ 237,1[CSt]=0,000237[m <sup>2</sup> /s]	$\bar{\vartheta}_c=$ 209[CSt]=0,000209[m <sup>2</sup> /s]

Número de Reynolds (fórmula)

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\mu} = \frac{V * D}{\bar{\vartheta}_c}$$

Número de Reynolds en los dos tramos del oleoducto.

Régimen turbulento entre Velásquez 26 e inyección de campo Jazmín.

$$Re_{(\text{Velásquez 26-Jazmín})} = \frac{0,1917 \left[ \frac{m}{s} \right] * 0,31 [m]}{0,0000058 \left[ \frac{m^2}{s} \right]} = 10246,03$$

Régimen laminar entre inyección de campo Jazmín y terminal el Sauce.

$$Re_{(\text{Bache Jazmín (Jazmín-El Sauce)})} = \frac{0,664 \left[ \frac{m}{s} \right] * 0,338 [m]}{0,000237 \left[ \frac{m^2}{s} \right]} = 946,97$$

Régimen laminar entre inyección de campo Moriche y terminal el Sauce.

$$\text{Re}_{\text{(Jazmín-El Sauce)}}^{\text{Bache Moriche}} = \frac{0,664 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right] * 0,338[\text{m}]}{0,000209 \left[ \frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right]} = 1073,83$$

Reynolds promedio inyecciones Jazmín y Moriche

$$\bar{\text{Re}} = \frac{1073,83 + 946,97}{2} = 1010,4$$

Para conocer en qué punto del oleoducto el régimen de flujo cambia de laminar a turbulento, desde la inyección desde campo Jazmín ó campo Moriche hasta el terminal el Sauce, despejamos la viscosidad cinemática de la ecuación del número de Reynolds.

$$2300 = \frac{0,664 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right] * 0,338[\text{m}]}{\vartheta_c \left[ \frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right]}$$

$$\vartheta_c = 0,000097579 \left[ \frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right]$$

En la prueba de viscosidad elaborada, se evidenciaron viscosidades menores a la hallada anteriormente dependiendo de la temperatura en la línea por estaciones, por lo tanto, no se puede establecer un régimen laminar como heurística establecida para la operación del oleoducto.

## Delta de presión ( $\Delta P$ )

La caída de presión es función principal de la longitud de la tubería, del régimen de flujo del fluido transportado y sus características densas y viscosas, por esta razón se establece el calcular este parámetro para saber cómo se ve afectado el sistema y porque es tan importante la función que cumplen las estaciones intermedias de re bombeo (Zambito, Cantimplora y Carare).

Régimen turbulento desde la estación Velásquez 26 – campo Jazmín.

Fórmula para hallar la caída de presión en régimen turbulento. [2]

$$\Delta P_F = \frac{W^{1,8} * \mu^{0,2}}{20000 * D^{4,8} * \rho}$$

Donde;

$$\Delta P_F = \text{Caída de presión} \left[ \frac{\text{psi}}{100\text{ft}} \right]$$

$$W = \text{Gasto másico} \left[ \frac{\text{lb}}{\text{h}} \right]$$

$$\mu = \text{Viscosidad} [\text{Cp}]$$

$$D = \text{diámetro de la tubería} [\text{in}]$$

$$\rho = \text{Densidad} \left[ \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$\Delta P_F = \frac{3586799,082^{1,8} * 4,56^{0,2}}{20000 * 12^{4,8} * 48,938} = 5,748 \left[ \frac{\text{psi}}{100\text{ft}} \right]$$

$$\begin{aligned} \frac{5,748\text{psi}}{100\text{ft}} * \frac{100\text{ft}}{30,48\text{m}} * \frac{1000\text{m}}{1\text{Km}} * \frac{19,15\text{Km}}{14,7\text{psi}} * 101,325\text{KPa} &= 24892,57[\text{KPa}] \\ &= 24892570[\text{Pa}] \end{aligned}$$

Suposición régimen laminar desde inyección campo Jazmín/Moriche – El Sauce.

Fórmula para hallar la caída de presión en régimen laminar. [16]

$$\Delta P_F = f_B * \frac{L * \rho * \bar{V}^2}{2000 * D}$$

Donde;

$$\Delta P_F = \text{Caída de presión}[\text{KPa}]$$

$$f_B = \text{Factor de Blasius} = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{1010,4} = 0,06334$$

$$\bar{V} = \text{Velocidad media} \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$$

$$D = \text{diámetro de la tubería}[\text{m}]$$

$$\rho = \text{Densidad a } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141500}{131,5 + 19} = 940,19 \left[ \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\Delta P_F = 0,06334 * \frac{165850 * 940,19 * 0,664^2}{2000 * 0,338} = 6441,67 [\text{KPa}] = 6441670 [\text{Pa}]$$

En estos dos cálculos vemos como la turbulencia en el flujo fija unas pérdidas de presión elevadas, independiente de la distancia y los accesorios vemos que cuando el fluido se establece en un régimen laminar es menor la pérdida de carga ó el diferencial de presión.

Como ejemplo de este proceso citamos el comportamiento de la estación Zambito, esta proporciona una presión de descarga elevada posterior al recibimiento del bache inyectado por campo Jazmín, la estación Cantimplora no debe succionar y se ubica con presión de succión de paso por la elevada descarga de Zambito y su única función es re bombear hacia estación Carare que es la estación con más trabajo de impulsión de hidrocarburos, por ser el tramo más largo que indica llegar al terminal el Sauce.