

**PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES PARA EL  
TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A TRAVES DEL OLEODUCTO  
VELASQUEZ-GALÁN Y RECOMENDACIONES PARA SUS POSIBLES  
SOLUCIONES - CAMPO VELASQUEZ**

**JAIRO ERNESTO USAQUEN LOPEZ**

**Práctica Empresarial  
OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.**

**Directores  
Samuel Fernando Muñoz  
Moisés Rocha Carrascal  
Ingenieros de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2004**

**PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES PARA EL  
TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A TRAVES DEL OLEODUCTO  
VELASQUEZ-GALÁN Y RECOMENDACIONES PARA SUS POSIBLES  
SOLUCIONES - CAMPO VELASQUEZ**

**JAIRO ERNESTO USAQUEN LOPEZ**

**Práctica Empresarial  
OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2004**

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b>	1
<b>1. FLUIDOS Y PROPIEDADES FUNDAMENTALES</b>	3
<b>1.1 CARACTERISTICAS DE UN FLUIDO</b>	4
1.1.1 Peso Unitario o Específico	4
1.1.2 Densidad de Masa o Densidad	4
1.1.3 Gravedad Específica	5
1.1.4 Viscosidad	6
<b>1.2 MECÁNICA DE FLUIDOS</b>	8
<b>1.3 PRESION</b>	9
1.3.1 Presión Atmosférica	10
1.3.2 Equilibrio Hidrostático	10
1.3.3 Niveles de Presión	11
<b>1.4 FLUJO DE FLUIDOS</b>	12
1.4.1 Naturaleza del Flujo de un Fluido	13
1.4.2 Principios de Conservación de Masa y Energía	16

<b>2. GENERALIDADES DE OLEODUCTOS</b>	<b>27</b>
<b>2.1 INICIOS DE LOS OLEODUCTOS</b>	<b>28</b>
2.1.1 Materiales y Fabricación	29
2.1.2 Construcción	29
2.1.3 Protección Contra la Corrosión	31
2.1.4 Pruebas	31
2.1.5 Estaciones de Bombeo	32
2.1.6 Sistemas de Gobierno	32
<b>2.2 UNIDADES DE BOMBEO</b>	<b>33</b>
2.2.1 Motor De Combustión Interna	33
2.2.2 Bomba Hidráulica	36
<b>3. DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL DEL OLEODUCTO VELASQUEZ - GALAN</b>	<b>40</b>
<b>3.1 GENERALIDADES DEL OLEODUCTO</b>	<b>40</b>
<b>3.2 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN</b>	<b>44</b>
3.2.1 Secuencia de Bombeo	45
<b>3.3 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO</b>	<b>56</b>
3.3.1 Las Unidades de Bombeo	57
3.3.2 Estado Actual de la Línea	61

<b>4. PROCESO DE CONTROL DE CRUDOS</b>	<b>63</b>
<b>4.1 Parámetros de Calidad</b>	<b>64</b>
<b>4.2 Toma de Muestras de Crudo</b>	<b>64</b>
<b>4.3 Análisis de la Muestra</b>	<b>65</b>
<b>5. ANALISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES DEL OLEODUCTO</b>	<b>67</b>
<b>5.1 EVALUACION DEL ESTADO DE LA LINEA</b>	<b>68</b>
<b>5.1.1 Identificación de Problemas</b>	<b>68</b>
<b>5.1.2 Planteamiento de Soluciones</b>	<b>71</b>
<b>5.1.3 Perfil Hidráulico</b>	<b>72</b>
<b>5.2 EVALUACION DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO</b>	<b>73</b>
<b>5.2.1 Identificación de Fallas y Problemas</b>	<b>73</b>
<b>5.2.2 Planteamiento de Soluciones</b>	<b>76</b>
<b>6. PRINCIPALES FALLAS EN PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS DEL OLEODUCTO</b>	<b>78</b>
<b>6.1 OPERACIÓN DE BOMBEO</b>	<b>78</b>
<b>6.1.1 Identificación de Problemas</b>	<b>79</b>
<b>6.1.2 Planteamiento de Soluciones</b>	<b>80</b>
<b>6.2 CALIDAD DE CRUDO</b>	<b>82</b>
<b>6.2.1 Identificación de Problemas</b>	<b>82</b>

<b>6.2.2 Planteamiento de Soluciones</b>	<b>84</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>87</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>89</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>91</b>
<b>NOTAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>93</b>
<b>ANEXO A</b>	<b>94</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>105</b>

## RESUMEN

**TITULO:** PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DEL OLEODUCTO VELÁSQUEZ – GALÁN\*

**AUTOR:** JAIRO ERNESTO USAQUEN LOPEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** OLEODUCTO, UNIDAD DE BOMBEO, SUCCION, DESCARGA, PRESION DE PASO, CAVITACION, SOBRE PRESION, PITTING, CARROTANQUE, MUESTREO, BSW, SALINIDAD, FACTOR DE MEZCLA, CORROSION, ESPESOR, PUESTA A PUNTO, PERFIL HIDRAULICO.

El presente proyecto surge de la necesidad, por parte de la empresa OMIMEX DE COLOMBIA LTD., de determinar los principales problemas que presenta el oleoducto VELÁSQUEZ – GALÁN en sus diferentes áreas, analizando tanto la parte operacional como la de procesos y procedimientos.

A la vez el principal objetivo del desarrollo de este trabajo es, contando con la lista de las fallas y problemas del oleoducto, determinar las posibles soluciones de acuerdo a las posibilidades de la empresa. Para esto se utiliza un método bastante sencillo: se establece el área de estudio, se citan los problemas y luego se realiza el planteamiento de las soluciones; y así se establece una relación de problemas / soluciones para todo el oleoducto. El trabajo de reconocimiento del oleoducto se realizó en campo por un periodo de seis meses, y luego a presentar un balance positivo en la medida en que se hicieron las recomendaciones necesarias para mejorar las condiciones operacionales del oleoducto.

La metodología usada para la recopilación de la información necesaria para el desarrollo de esta tesis, se basó en las consultas bibliográficas disponibles y el contacto directo con la operación y el personal responsable de la misma, llegando a palpar las fallas y problemas en el campo de una forma directa y personal.

---

\* PROYECTO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE PRACTICA EMPRESARIAL

\*\* FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS, ESCUELA DE PETROLEOS. ING. MOISES ROCHA CARRASCAL, MSC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ

## ABSTRACT

**TITLE:** THE MAIN OPERATIONAL PROBLEMS FOR THE HEAVY OIL TRANSPORTATION THROUGH OF THE VELASQUEZ – GALAN OIL PIPELINE\*

**AUTHOR:** JAIRO ERNESTO USAQUEN LOPEZ\*\*

**KEY WORDS:** OIL PIPELINE, PUMP UNIT, SUCTION, UNLOADING, STEP PRESSURE, CAVITATION, OVER PRESSURE, PITTING, TANKCAR, MEASURE, BSW, SALTY, MIX FACTOR, CORROSION, THICKNESS, ADJUSTMENT, HYDRAULIC OUTLINE.

This project rise of the OMIMEX DE COLOMBIA LTD company's necessity, to determine the principal problems that the VELASQUEZ-GALAN oil pipeline has, in its different areas, analyzing as operational part, as the process and procedures.

At the same time, the principal objective of this work is, with the failure list, and oil pipeline problems, decides the possible solutions in accord with the economy capacity of the company. For this, is used a very simple method, is established the study area, is dated the problems, and then is realized the statement of solutions, in this way, is established a problem/solution relation for the entire oil pipeline. The work of recognition of the oil pipeline it was mode in field, for a period of six months, and it was presented a positive balance to the extent that, it was mode the necessary recommendations to improve the operational conditions of the oil pipeline.

The methodology used, for the recompilation of the necessary information for the development of this project, it was based in the bibliography references available, in direct contact with the responsible people of these operations , and coming to feel the problems in field in a direct and personal way.

---

\* DEGREE PROJECT AS EMPRESARIAL PRACTICE

\*\* FACULTY OF PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERING. SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING. ENG. MOISES ROCHA CARRASCAL, MSC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ

## INTRODUCCION

El continuo desarrollo de la industria petrolera y el afán de nuevos hallazgos de crudo ante una inminente crisis, hace cobrar vigencia a la explotación de crudo pesado como una clara opción de suministro de energía. Por tanto es indispensable contar con la infraestructura y el equipo profesional para asumir este nuevo reto, OMIMEX DE COLOMBIA LTD. es hoy una empresa líder en este campo y como tal requiere estar a la vanguardia de nuevas tecnologías y avances.

Este trabajo responde a las claras necesidades de la empresa de optimizar los recursos y mejorar la capacidad de transporte del oleoducto VELASQUEZ-GALAN, el cual debe responder a las expectativas de crecimiento y desarrollo corporativo fijadas para este año. Actualmente el oleoducto, propiedad privada de la empresa, tiene una capacidad de transporte de 55.000 Bbls de crudo por día, y se requiere que para finales de este año está sea de 85.000 Bbls por día (según proyecciones del departamento de producción).

Para la realización de este proyecto se pueden establecer tres aspectos básicos de estudio:

En la primera parte, propiedades físicas de los fluidos, se hace una síntesis sobre mecánica de fluidos (incluyendo pérdidas de presión en tuberías) y generalidades de oleoductos con una descripción básica de las características de un oleoducto y los equipos usados en la operación de bombeo.

Para la segunda parte, diagnóstico de la situación actual del oleoducto, se analizan los procesos involucrados en la operación de bombeo y se realiza la descripción de la línea y el equipo de bombeo, y además se establecen los parámetros para el control de crudos.

En la tercera parte, análisis de los principales problemas operacionales del oleoducto, se evalúa el estado de la línea y de las estaciones de bombeo, adicional a esto se evidencian las principales fallas en procesos y procedimientos del oleoducto tanto en la operación de bombeo como en la determinación de calidad de crudo.

Finalmente con la lista de las fallas y problemas del oleoducto, se determinan las posibles soluciones de acuerdo a las posibilidades de la empresa. Para esto se utiliza un método bastante sencillo: se establece el área de estudio, se citan los problemas y luego se realiza el planteamiento de las soluciones; y así se establece la relación problemas / soluciones para todo el oleoducto.

## 1. FLUIDOS Y PROPIEDADES FUNDAMENTALES

Los fluidos son aquellas sustancias capaces de desplazarse y que se deforman continuamente bajo la acción de esfuerzos cortantes, no importando cuán pequeños sean estos. Poseen partículas que fácilmente pueden moverse y cambiar sus posiciones relativas sin crear separación de masas, no ofreciendo resistencia apreciable a los cambios de forma, por lo cual se adaptan de acuerdo al recipiente que los contiene o con los que entran en contacto.

Los fluidos se dividen en: líquidos y gases.

Los líquidos poseen superficies libres, son ligeramente compresibles y una masa definida ocupa solamente un volumen determinado por un recipiente.

Los gases, por constar de partículas en movimiento que chocan unas con otras dispersándose continuamente, no poseen superficies libres, son compresibles y una masa determinada ocupa todo el volumen del recipiente que lo confina, no importando el volumen de este recipiente.

En el desarrollo de la dinámica de los fluidos existen propiedades que juegan un papel importante, mientras que otras influyen muy poco o nada. Algunas características fundamentales de los fluidos, se definen a continuación<sup>1</sup>:

## 1.1 CARACTERÍSTICAS DE UN FLUIDO

**1.1.1 Peso Unitario o Específico.** Es una propiedad importante en el análisis de los fluidos en reposo, y se define como el peso de la unidad de volumen de dichos fluidos. En los líquidos, el peso específico puede considerarse constante para las variaciones ordinarias de presión, pero en los gases, varía no sólo con las condiciones de presión y temperatura, sino también con la elevación y situación geográfica. En el sistema internacional (SI) la unidad es N/m<sup>3</sup>

**1.1.2 Densidad de Masa o Densidad ( $\rho$ ).** Para un fluido en movimiento, la densidad es la propiedad predominante y se define como la masa del fluido por unidad de volumen; se representa por la letra  $\rho$  ( $\rho = m/V$ ). La densidad los líquidos es mucho mayor que la de los gases bajo las mismas condiciones, pero menor que la de los sólidos. En un líquido, al aumentar la temperatura, la densidad disminuye debido al incremento de la energía cinética del fluido y por consiguiente del aumento del volumen ocupado por las moléculas. En el sistema internacional (SI) la unidad es kg/m<sup>3</sup>.

TABLA 1.

DENSIDADES DE ALGUNOS FLUIDOS A 20°C Y 1 ATM. DE PRESIÓN

LÍQUIDO	Kg/m <sup>3</sup>	GASES	kg/m <sup>3</sup>
Agua	998	Hidrógeno	0,084
Etanol	787	Aire seco	1,2
Gasolina	679	CO <sub>2</sub>	1,83
Mercurio	13530	Nitrógeno	1,83
Queroseno	803	Metano	0,67
Agua mar	1024		

**1.1.3 Gravedad Específica (G.E.).** Cuando se habla de gravedad específica hay que definirla en función de líquidos y sólidos y en función de gases.

Cuando se define en función de líquidos y sólidos, es la relación del peso unitario o específico del líquido o del sólido, al peso específico del agua pura a 4°C. A esta temperatura, el agua pura posee su valor máximo de peso, equivalente a 1.000 kg/m<sup>3</sup>.

Cuando se define en función de gases, se refiere a la relación del peso específico del gas en cuestión, al peso específico del aire, libre de CO<sup>2</sup> e Hidrógeno, ambos a 0°C y 101,3 KPa absolutos.

Las temperaturas correspondientes a un valor de gravedad específica generalmente vienen dadas por una fracción, siendo el numerador la temperatura del líquido y el denominador la temperatura del agua que se toma como referencia. Así, por ejemplo: la gravedad específica 80°F/60°F, se refiere a la densidad el líquido a 80°F, dividido entre la densidad el agua a 60°F.

La gravedad específica es en principio una magnitud adimensional, sin embargo, para fines prácticos hay tres sistemas para medir la gravedad específica<sup>2</sup>:

La escala API usada para aceites y expresada en grados API (ecuación 1)

$$\text{G.E.} = (60^\circ\text{F} / 60^\circ\text{F}) = 141.5 / (131.5 + \text{grados API}) \quad (1)$$

La escala Baumé, para líquidos más livianos que el agua y expresada en grados Baumé (ecuación 2)

$$\text{G.E.} = (60^\circ\text{F} / 60^\circ\text{F}) = 140.0 / (130.0 + \text{grados Baumé}) \quad (2)$$

La escala Baumé, para líquidos más pesados que el agua y expresada en grados Baumé (ecuación 3)

$$\text{G.E.} = (60^\circ\text{F} / 60^\circ\text{F}) = 145.0 / (145.0 - \text{grados Baumé}) \quad (3)$$

**1.1.4 Viscosidad.** La viscosidad de un fluido es una medida cuantitativa de su resistencia a fluir, o sea, de su tendencia a resistir el esfuerzo de corte. Todos los cuerpos, ya sean líquidos, sólidos o gases, ofrecen resistencia a la deformación o al desplazamiento entre porciones de su cuerpo.

Se definen a continuación, dos unidades básicas de viscosidad:

❖ **Viscosidad dinámica:** En un fluido es la medida de su resistencia al esfuerzo de corte o a la deformación angular. Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión y momentum entre las moléculas del fluido. Matemáticamente se representa mediante la ecuación 4 :

$$\mu = \tau / (dV / dy) \quad (4)$$

Donde:

$\mu$  = viscosidad dinámica,  $\text{N}\cdot\text{s}/\text{m}^2$

$\tau$  = Esfuerzo de corte,  $\text{N}/\text{m}^2$

$dV$  = Variación de velocidad,  $\text{m}/\text{s}$

$dy$  = Variación de longitud,  $\text{m}$

El análisis de la ecuación 4 muestra que:

- Si  $\mu = \text{constante}$ , indica que si el esfuerzo se aumenta, se incrementa la velocidad con que se mueve el fluido.

- Un esfuerzo por pequeño que sea, siempre produce un gradiente de velocidad.
- Si  $\mu = \alpha$  se tiene un sólido rígido, y si  $\mu = 0$  se tiene un fluido ideal.
- Si  $\mu \neq 0$  pero finito, indica que son fluidos reales.
- En los fluidos en reposo el esfuerzo cortante es nulo.

Los fluidos que siguen la ecuación 4 se llaman fluidos newtonianos. En los líquidos la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura y en los gases el efecto es contrario. Esta propiedad no se ve afectada apreciablemente por las variaciones de la presión.

La viscosidad tiene su importancia en el estudio dinámico de los fluidos, y en el modelamiento y escalamiento de equipos. Se mide en aparatos denominados viscosímetros, existiendo diversos tipos de ellos (viscosímetro de Ostwald, de burbuja ascendente, de orificio, de tipo par, etc.).

En el sistema inglés, la unidad es  $\text{lb}\cdot\text{s}/\text{ft}^2$ , en el sistema métrico recibe el nombre de poise que es equivalente a  $0,1 \text{ N}\cdot\text{s}/\text{m}^2$  y en el sistema internacional (SI) su unidad es el  $\text{Pa}\cdot\text{s}$

- ❖ **Viscosidad cinemática:** Se define como la razón de la viscosidad dinámica de un fluido a su densidad de masa a la misma temperatura, (ver ecuación 5) es decir:

$$V = \mu / \rho \quad (5)$$

Donde:

$V$  = Viscosidad cinemática,  $\text{ft}^2/\text{s}$

$\mu$  = Viscosidad dinámica, lb\*s/ft<sup>2</sup>

$\rho$  = Densidad, lbm/ft<sup>3</sup>

A diferencia de la viscosidad dinámica, la viscosidad cinemática en los gases varía fuertemente con la presión. En el sistema inglés, la unidad es ft<sup>2</sup> / s y en el sistema métrico se define como el stoke y es equivalente a cm<sup>2</sup> / s.

El viscosímetro más sencillo consiste de un recipiente que posee un orificio en el fondo. El recipiente se llena con el fluido en cuestión y se mide el tiempo requerido para vaciar el recipiente. Este tiempo se mide en segundos y la unidad de viscosidad así obtenida, se conoce por el nombre de Saybolt Seconds Universal (SSU). Para líquidos muy viscosos se usa la unidad de Saybolt Furol. Existen otros métodos y unidades tales como: Engler, Redwood, Admiralty.

## 1.2 MECÁNICA DE FLUIDOS

Es la ciencia que trata de la determinación de las fuerzas que actúan sobre las partículas de un fluido y su respuesta a estas fuerzas.

La mecánica se divide en estática y dinámica de fluidos; la dinámica se aplica a los fluidos en movimiento y la estática al estudio de los fluidos estáticos, es decir, aquellos en los que sus diferentes partículas están en reposo o moviéndose con la misma velocidad, no existiendo por lo tanto esfuerzos cortantes en el fluido.

En todo proceso industrial hay determinadas variables que permiten obtener información sobre las condiciones de operación, y que requieren ser medidas correcta y confiablemente para lograr éxito en el desarrollo del mismo.

Estas variables son: velocidades de flujo, presiones, temperaturas, etc.

La presión juega un papel muy importante en la mayoría de los instrumentos de medición, puesto que su transmisión, a través de fluidos en reposo, permite obtener información sobre los procesos. Es por esta razón, que el entendimiento de la estática de los fluidos es esencial para el control de los procesos industriales, que tienden cada vez más hacia la optimización y la automatización.

### 1.3 PRESIÓN

La propiedad fundamental de un fluido estático es la presión que está actuando sobre las paredes del recipiente que lo contiene. Esta se define como un esfuerzo o fuerza superficial por unidad de área y se representa como:

$$P = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \Delta F / \Delta A = dF / dA \quad (6)$$

Esta expresión nos representa una fuerza normal que actúa en un fluido a través de una área determinada que se va haciendo mínima hasta llegar a hacerse diferencial, donde  $\Delta F$  y  $\Delta A$  son las variaciones de fuerza y área respectivamente y  $dF$  y  $dA$  son las diferenciales de fuerza y área.

Cuando la fuerza normal,  $F$ , actúa uniformemente sobre una superficie, la presión se expresa como sigue:

$$P = F / A \quad (7)$$

De donde:  $F$  = fuerza normal a la superficie, N

$A$  = área de aplicación,  $m^2$

Las unidades de la presión son las correspondientes a unidades de la fuerza por unidad de área, tales como Newton por metro cuadrado ( $N/m^2$ ) que recibe el nombre especial de Pascal (Pa) en el sistema internacional (SI).

**1.3.1 Presión Atmosférica.** Como todos los gases poseen masa, es decir, poseen peso, y siendo la atmósfera un fluido compuesto de una mezcla de gases, ella ejerce una presión sobre toda la superficie con la cual esté en contacto. A la altura del nivel del mar y bajo condiciones normales, la presión atmosférica normal ejercida es de 101.325 kN/m<sup>2</sup>.

La atmósfera es la mezcla de gases que envuelve a la tierra; el 98% aproximadamente de esta mezcla a la que llamamos aire, se encuentra a menos de 7 \* 10<sup>4</sup> m de altura sobre la superficie de la tierra.

**1.3.2 Equilibrio Hidrostático.** Corresponde al caso de los líquidos, los cuales no presentan cambios apreciables de densidad de acuerdo a la influencia de la presión. Considerando al fluido como incompresible, es decir, con densidad constante y al campo gravitacional g= constante, se tiene la ecuación:

$$P / \rho + gz = \text{constante} \quad (8)$$

Donde:

$P$  = presión del fluido, psi (Pa)

$\rho$  = densidad del fluido, Kg/m<sup>3</sup>

$g$  = aceleración de la gravedad, 9.8 m/s<sup>2</sup>

$z$  = elevación entre dos planos, m

La anterior ecuación, es la expresión matemática para el equilibrio hidrostático, que se puede escribir también en términos de cargas de presión ( $P \rho^{-1} g^{-1}$ ) y de cargas estáticas ( $z$ ). Entre dos alturas definidas dentro de un fluido estático e incompresible, la ecuación es:

$$P_1 / \rho_1 + gz_1 = P_2 / \rho_2 + gz_2 \quad (9)$$

Entonces:

$$P_2 = \rho g (z_1 - z_2) + P_1 \quad (10)$$

$$P_2 - P_1 = \rho g h \quad \text{siendo } h = (z_1 - z_2)$$

La anterior ecuación indica que en cualquier fluido homogéneo en reposo, la diferencia de presión entre dos secciones cualesquiera, es igual al producto del peso unitario del fluido por la diferencia de elevación entre las dos secciones, pero en una sección transversal paralela la presión se mantiene constante.

**1.3.2 Niveles de Presión.** En la práctica, todo valor de presión obtenido en un determinado fluido, es medido con relación a una presión de referencia. Normalmente la presión de referencia es la presión atmosférica, pero en algunos casos el cero absoluto o vacío perfecto es tomado también como referencia. La presión atmosférica normal corresponde al valor de presión obtenido a nivel del mar.

❖ **Presiones absolutas y barométricas.** Se conoce como “presión manométrica” todo valor de presión que se mida tomando como referencia la presión atmosférica. El término “presión absoluta” representa todo valor de presión que se mida por encima del cero absoluto o vacío perfecto. La presión absoluta guarda una estrecha relación con la presión manométrica, que puede ser expresada mediante la siguiente ecuación:

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$$

de donde:  $P_{abs}$  = Presión absoluta,  $P_{atm}$  = Presión atmosférica,  $P_{man}$  = Presión manométrica

No hay valor negativo de presiones absolutas.

El vacío perfecto o cero absoluto, es la presión más baja posible de obtener.

Las presiones manométricas, dependiendo del sentido en el cual se estén midiendo, pueden ser: positivas o negativas.

Una presión manométrica por encima del valor de la presión atmosférica es positiva, y por debajo de la presión atmosférica es negativa; en este último caso se obtienen medidas de vacío.

Una presión manométrica puede ser negativa hasta llegar a un valor igual a cero absoluto, es decir, ciento por ciento de vacío, lo cual es equivalente a  $-101,325 \text{ kN/m}^2$  manométricos.

El sistema de unidades inglés, utiliza el psia (pounds square inches absolute), para representar la presión absoluta en lbs/pulg<sup>2</sup> y el psig (pounds square inches gauge), para las presiones manométricas. En este sistema de unidades, la presión manométrica de  $-14,7$  psig, indica un vacío perfecto.

#### **1.4 FLUJO DE FLUIDOS**

El flujo de fluidos puede ser estacionario o no estacionario; laminar o turbulento; y según su dirección en unidimensional, bidimensional o tridimensional, y rotacional o irrotacional.

El flujo se denomina estacionario cuando la velocidad en un punto cualquiera del fluido no varía con el tiempo, o sea que la velocidad de las sucesivas partículas del fluido que ocupan ese punto en los sucesivos instantes es la misma. Así mismo, en flujo a régimen estacionario, otras variables y parámetros del fluido permanecen también constantes con el tiempo en cualquier punto; entonces:

$$\delta V / \delta t = 0, \quad \delta P / \delta t = 0, \quad \delta \rho / \delta t = 0, \text{ etc.}$$

Un flujo en estado no estacionario corresponde al caso en que las condiciones en cualquier punto, cambian con el tiempo.

Las condiciones de la laminaridad o turbulencia, que se refieren a las trayectorias paralelas o desordenadas que se presentan en el flujo de un fluido se analizarán más adelante.

Un flujo verdaderamente unidimensional, es aquel en el cual todas las características de ese flujo, varían en una sola dirección. Estrictamente, pocos flujos reales son unidimensionales; pero los flujos en conductos cerrados y sobre láminas paralelas pueden ser considerados como flujos unidimensionales.

Para los flujos unidimensionales, se pueden tomar los valores promedios de la velocidad, de la presión, y de la elevación, como valores representativos del flujo completo y, también, despreciar las variaciones menores. Esta simplificación es una aproximación unidimensional y es la adoptada en este manual.

Un flujo bidimensional corresponde a aquel en el cual las características de flujo varían en dos direcciones, también recibe el nombre de flujo planar por estar las partículas fluidas moviéndose en planos o en planos paralelos. La configuración de las líneas de corriente es idéntica en cada plano.

**1.4.1 Naturaleza del Flujo de un Fluido.** Cuando los fluidos circulan a través de las tuberías y tubos o sobre superficies, el modelo de flujo varía con la velocidad, las propiedades físicas del fluido y la geometría de la superficie. Reynolds, estudiando las condiciones bajo las cuales cambiaba un tipo de flujo a otro, efectuó experimentos con líquidos circulando en tuberías y sus resultados, lo condujeron a desarrollar un criterio basado en el diámetro

del tubo, velocidad, densidad y viscosidad del fluido. Este criterio ha sido definido como “Número de Reynolds”, consistente en una agrupación adimensional de las variables mencionadas, que sirve para la identificación del tipo de flujo de fluido a través de las tuberías.

El “Número de Reynolds”,  $Re$ , es definido como la relación de la fuerza de inercia en el fluido a la fuerza viscosa y es expresado matemáticamente, como una magnitud adimensional que tiene la siguiente representación:

$$Re = (D \cdot \rho \cdot \hat{U}) / \mu \quad (11)$$

De donde:  $D$  = diámetro interior del tubo, m (pies)  
 $\hat{U}$  = velocidad promedio del fluido, m/s (pies/s)  
 $\rho$  = densidad del fluido, kg/m<sup>3</sup> (lb/pie<sup>3</sup>)  
 $\mu$  = viscosidad del fluido, P a s (lb/pie-s)  
 $Re$  = Número de Reynolds, adimensional

La identificación del tipo de flujo del fluido, de acuerdo al número de Reynolds, ha sido establecida de la siguiente forma:

0-2300	El flujo es laminar o viscoso
2300-4000	El flujo está en régimen de transición
>4000	El flujo se considera turbulento

El valor del Número de Reynolds de 2300 se conoce como Número de Reynolds crítico. Un Número de Reynolds que exceda de 2300 puede considerarse inestable debido a que cualquier perturbación producirá la aparición de fluctuaciones aleatorias comunes de flujo turbulento. Cuando el Número de Reynolds es bajo, las fuerzas viscosas son las dominantes y las fuerzas inerciales despreciables.

- ❖ **Flujo laminar.** A bajas velocidades de flujo, dentro de un tubo recto, todos los elementos que conforman el fluido se mueven en forma de corrientes que son paralelas al eje del tubo, formando el conjunto de ellos capas o láminas; este tipo de flujo se denomina “flujo laminar” y se caracteriza por la ausencia de movimiento global perpendicular a la dirección de la corriente, o sea que todos los elementos del fluido que se encuentran a la misma distancia del eje del tubo, se mueven a la misma velocidad, presentándose la máxima velocidad en el eje del tubo y disminuyendo hasta cero en la pared del mismo.

El flujo laminar está gobernado por la ley que relaciona el esfuerzo de corte con la velocidad de deformación angular, y la viscosidad del fluido es la magnitud predominante y su acción amortigua cualquier tendencia a la turbulencia.

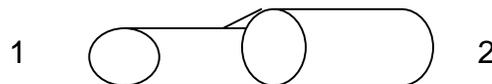
- ❖ **Flujo turbulento.** A altas velocidades de flujo, se alcanza una condición para la que aparecen oscilaciones en las partículas del fluido que van dentro del tubo recto, formando dispersión en la sección transversal, siendo imposible conocer la trayectoria de una partícula individualmente; este tipo de flujo recibe el nombre de “flujo turbulento” y se caracteriza por el rápido movimiento del fluido en forma de remolinos, en distintas direcciones de la sección transversal del tubo.

En el flujo turbulento, las moléculas no avanzan en la dirección del flujo en forma de capas paralelas, sino que lo hacen en forma errática: corrientes cruzadas y remolinos, que se mueven en diferentes direcciones. La variación de la velocidad contra la distancia desde la pared del tubo se llama “distribución o perfil de velocidad”, y éste, para flujos alejados de la entrada de la tubería, flujos desarrollados, depende de si es turbulento o laminar.

El régimen del flujo turbulento, tiene gran importancia en los procesos químicos, debido a que origina rápida mezcla de los elementos de un fluido y es el responsable de poder obtener altas velocidades de transferencia de masa y de calor.

**1.4.2 Principios de Conservación de Masa y Energía.** Existen tres principios fundamentales que rigen el movimiento de los fluidos, los cuales son: el principio de la conservación de la masa, el principio de la conservación de la energía y el principio de la cantidad de movimiento. A partir de estos principios, se establecen ecuaciones que sirven para analizar el flujo del fluido y para calcular las fuerzas dinámicas ejercidas por los fluidos en movimiento.

❖ **Principio de Conservación de la Masa.** El principio general de la conservación de la masa aplicado a un sistema de fluidos, establece que la masa dentro del sistema permanece constante con el tiempo, es decir, la masa no se crea ni se destruye. Para la aplicación de este principio, consideremos un pequeño conducto de áreas  $\delta A_1$  y  $\delta A_2$ , por el cual fluye en estado estacionario un fluido.



A través de las secciones 1 y 2, las velocidades másicas de flujo que entran y salen son:

$$m_1 = \frac{dm_1}{dt} = V_1 \rho \delta A_1$$

$$m_2 = \frac{dm_2}{dt} = V_2 \rho \delta A_2$$

Como el flujo está en estado estacionario, no se presenta acumulación de masa en el interior del conducto; se dice entonces que existe continuidad del flujo y que la masa por unidad de tiempo que pasa por las dos secciones permanece constante.

$$V_1 \rho_1 \delta A_1 = V_2 \rho_2 \delta A_2 = \text{constante} \quad (12)$$

Si la densidad del fluido es constante, ( $\rho_1 = \rho_2$ ) o sea el fluido es incompresible, se puede eliminar el término que representa a la densidad en esa expresión, obteniéndose así que la velocidad volumétrica de flujo, o caudal "Q" es constante.

El caudal, indica el volumen de fluido medido por unidad de tiempo; usualmente en el sistema internacional de unidades, SI, su unidad es  $m^3/h$ ; y galones por minuto (gpm), en el sistema inglés. Definiendo la velocidad promedio,  $\hat{U}$ , en una determinada sección transversal de flujo y suponiendo constante la densidad del fluido sobre toda la sección del conducto, (fluidos incompresibles), se obtiene:

$$m = \rho \hat{U} A = \text{constante} \quad (13)$$

Las cuatro anteriores ecuaciones son aplicables a flujo de fluidos unidimensionales; para estudios de flujo bi y tridimensionales, deben usarse expresiones diferenciales de la ecuación de continuidad.

- ❖ **Pérdidas de Presión en Sistemas de Tuberías.** En el transporte de fluidos a través de sistemas de tuberías siempre existirán pérdidas o caídas de presión y más aún tratándose de grandes distancias.

Todas estas pérdidas surgen como consecuencia de la continua fricción del fluido con el conducto, de las turbulencias, de las alteraciones en la distribución de la velocidad del fluido y de la dirección de flujo del fluido.

En el análisis de estas pérdidas, pueden presentarse situaciones complicadas o casos en las cuales es necesario utilizar el sentido común; así por ejemplo, el flujo puede tener lugar a altas temperaturas, a bajas presiones, consistir de una o más fases, tener sólidos en suspensión, tener propiedades no newtonianas, todo lo cual complica el análisis.

También se puede disponer de un accesorio que representa una pérdida pequeña y despreciable cuando está totalmente abierto; sin embargo, cuando está cerrado o parcialmente abierto, puede ser la pérdida más importante del sistema. En este trabajo la discusión de las pérdidas de presión está limitada a fluidos newtonianos, o sea a los fluidos en los cuales la viscosidad es independiente tanto del tiempo, como del gradiente de velocidad. Las pastas y suspensiones que son usualmente fluidos no newtonianos no se estudiarán aquí.

- ❖ **Conservación De La Energía.** El proceso de conservación de energía se establece de acuerdo a el análisis de la ecuación del balance de energía para un sistema de flujo dado, aplicado al flujo viscoso de los fluidos incomprensibles se puede escribir de la siguiente forma:

$$(\Delta \hat{U}^2) / 2 + g \Delta z + (\Delta P) / \rho + W^\circ s + ht = 0 \quad (14)$$

$\hat{U}$  = velocidad promedio del fluido, m/s

$\rho$  = densidad del fluido, kg/m<sup>3</sup>

$W^\circ$  = energía interna por unidad de masa, m<sup>2</sup>/s<sup>2</sup>

$h$  = calor transferido por unidad de masa del fluido, m<sup>2</sup>/s<sup>2</sup>

$P$  = presión del fluido, Pa

$\rho$  = densidad del fluido, Kg/m<sup>3</sup>

$g$  = aceleración de la gravedad, 9.8 m/s<sup>2</sup>

$z$  = elevación entre dos planos, m

La anterior ecuación está dada en términos de energía mecánica por unidad de masa, (N m/kg), equivalente a unidades de  $m^2/s^2$ .

En la ecuación 1, el término  $h_t$  representa la cantidad total de energía mecánica por unidad de masa que ha sido convertida irreversiblemente en calor debido a la fricción que experimenta el fluido al moverse en la dirección del flujo.

Esta pérdida de energía mecánica puede ser calculada en la mayoría de los casos, a partir del conocimiento de términos medibles externamente para flujos a través de conductos, pero no para flujos a través de bombas y turbinas.

Las pérdidas de energía mecánica pueden entonces, por conveniencia, agruparse en dos clases: (a) Pérdidas de energía en conductos y equipos distintos a bombas y turbinas, expresadas como  $h_f$  y (b) Pérdidas de energía dentro de las bombas o de las turbinas, representadas por el término  $h_i$ . La pérdida de energía mecánica es:

$$h_t = h_f + h_i \quad (15)$$

Esta ecuación se aplica a flujos de fluidos incompresibles a través de sistemas que incluyan conductos y equipos en los cuales se pueda medir externamente la disipación de la energía mecánica y bombas o turbinas.

Es costumbre tener en cuenta las pérdidas de energía ocasionadas dentro de las bombas o dentro de las turbinas en términos de la eficiencia de esos mismos equipos.

- ❖ **Ecuación de Bernoulli.** Es una expresión de la ley de conservación de la energía aplicada al flujo de fluidos que puede ser derivada a partir del balance de energía mecánica. En ausencia de máquinas como bombas o turbinas no habría conversión de energía mecánica en calor; es decir, no existirían pérdidas de calor.

Bajo estas circunstancias, un balance de energía por unidad de masa para un fluido incompresible que fluya desde una posición cualquiera 1 hasta una posición 2 sería de la siguiente forma:

$$(P_1 / \rho) + (\hat{U}_{12} / 2) + gz_1 = (P_2 / \rho) + (\hat{U}_{22} / 2) + gz_2 \quad (16)$$

o también:

$$P_1 + \rho (\hat{U}_{12} / 2) + \rho gz_1 = P_2 + \rho (\hat{U}_{22} / 2) + \rho gz_2 \quad (17)$$

La anterior ecuación tiene dimensiones de fuerza por unidad de área, Pa o N/m<sup>2</sup> y establece que:

$$P + \rho (\hat{U}_2 / 2) + \rho gz = \text{constante} \quad (18)$$

Dividiendo por  $\rho g$  da:

$$(P / \rho g) + (\hat{U}_2 / 2g) + z = \text{constante} \quad (19)$$

Esta ecuación, es la expresión matemática para la ecuación de Bernoulli, escrita en términos de cargas o cabezas de líquido y presenta cada término en dimensiones de longitud (altura de líquido). Ella indica que, si no hay pérdidas de energía, la energía total es igual a la suma de la cabeza de presión, cabeza de velocidad y carga de elevación.

❖ **Análisis General de Pérdidas de Energía.** Las pérdidas de energía que experimenta un fluido, ( $h_f$ ), ocasionadas por la fricción al moverse por un conducto, pueden ser de muchos tipos, pero en esta sección nos limitaremos a considerarlas divididas en dos clases:

1). Pérdidas mayores o primarias,  $h_{f1}$

2). Pérdidas menores o secundarias,  $h_{f2}$

La noción de capa fronteriza o capa límite, conduce al concepto de resistencia debida a la superficie o pérdidas primarias. El fenómeno de desprendimiento de la capa fronteriza conduce al concepto de resistencia debida a la forma o pérdidas secundarias.

**1). Las Pérdidas Primarias.** Estas pérdidas son causadas por el efecto de fricción viscosa del flujo en tramos de tubería recta de sección transversal constante y son las debidas a la superficie de contacto del fluido con las paredes de la tubería (capa límite), rozamiento entre capas del fluido (flujo laminar), frotamiento entre las partículas del fluido (flujo turbulento).

En el régimen laminar, la Ley de Hagen Poiseuille, establece la relación entre la velocidad volumétrica de flujo y las fuerzas que originan dicho flujo para el flujo estacionario en una tubería horizontal de sección transversal constante como:

$$Q = \frac{(\pi (-\Delta P) R^4)}{8\mu L} \quad (20)$$

Donde:  $Q$  = velocidad volumétrica de flujo,  $m^3/s$

$R$  = radio hidráulico dado por  $D/4, m$

$D$  = diámetro de la tubería,  $m$

Despejando el diferencial de presión y expresando la ecuación en términos

de la velocidad de flujo, se obtiene,

$$-\Delta P / \rho = f_B (L/D) (\hat{U}^2 / 2gc) \quad (21)$$

en donde:  $f_B = 64 / Re$ . Esta ecuación muestra que el término  $f_B$  “factor de fricción de Blasius” es independiente de la rugosidad de la tubería cuando el flujo es laminar y solamente es función del Número de Reynolds. Por ser la velocidad del fluido lenta, la corriente no es perturbada por las protuberancias del contorno y el efecto de la rugosidad relativa es nulo.

Tomando logaritmos en la ecuación anterior:  $\log f_B = \log 64 - \log Re$ . Esta ecuación representa una línea recta al ser graficada en coordenadas log-log.

En el “régimen turbulento”, se ha determinado empíricamente que la caída de presión,  $\Delta P$ , debida a la fricción en un tubo horizontal de área constante depende básicamente de:

La longitud de la tubería  $L$ , (m)

El diámetro de la tubería  $D$ , (m)

La velocidad promedio del flujo  $\hat{U}$ , (m/s)

La rugosidad de la tubería  $\varepsilon$ , (m)

La densidad del fluido  $\rho$ , (kg/m<sup>3</sup>)

La viscosidad del fluido  $\mu$ , (Pa\*s)

En forma funcional:

$$-\Delta P = f_1 (L, D, \hat{U}, \varepsilon, \rho, \mu) \quad (22)$$

Aplicando análisis dimensional, resulta una correlación en parámetros adimensionales de la forma:

$$(-\Delta P / \rho \hat{U}^2) = f_2 (L/D, \varepsilon/D, D\hat{U}\rho/\mu) \quad (23)$$

Aunque el análisis dimensional predice la relación funcional, datos experimentales muestran que la diferencia de presión es directamente proporcional a  $L/D$ , entonces la ecuación anterior puede escribirse como:

$$(-\Delta P / \rho \hat{U}^2) = L/D f_3 (\varepsilon/D, D\hat{U}\rho/\mu) \quad (24)$$

Reemplazando la función  $f_3$  por un factor (factor de fricción de Blasius) e introduciendo la constante 2 para expresarla en términos de la energía cinética del fluido, se obtiene,

$$-\Delta P / \rho = f_B (L/D) (\hat{U}^2/2g_c) \quad (25)$$

$\Delta P$  es la diferencia de presión,  $(P_2 - P_1)$ , en Pa, debido al efecto viscoso en un conducto de flujo de longitud  $L$  y de diámetro  $D$ . Aplicando el balance de energía pueden derivarse las pérdidas de energía,  $h_f$ .

Esta ecuación es específicamente, una definición del factor de fricción de Blasius. El factor de fricción,  $f_B$ , depende del mecanismo de flujo, o sea del número de Reynolds, y de la geometría o condiciones de la superficie del conducto o sea la rugosidad relativa de la tubería. La rugosidad relativa es una relación de las alturas promedio,  $\varepsilon$ , de las irregularidades de la pared de la tubería, al diámetro  $D$  de la misma.

También se presenta el desarrollo hecho por Moody para los valores del factor de fricción como una función del Número de Reynolds, con rugosidades relativas como parámetro. Otra forma de expresar la última ecuación consiste en presentarla en términos de carga o cabeza de fluido, (metros de fluido), así:

$$h_f (L) = f_B (L/D) (\hat{U}^2/2g) \quad (26)$$

Esta ecuación es la ecuación de Darcy Weisbach y se aplica para flujo

incompresible en tuberías horizontales, verticales e inclinadas, siempre y cuando la tubería sea recta y de sección transversal uniforme. Sin embargo, esta ecuación presenta valores erróneos para altas velocidades ya que es posible que se presente el fenómeno de cavitación, es decir, la formación y explosión de diminutas burbujas de aire, gas o vapor en el seno del líquido.

Para el flujo a través de conductos de sección transversal no circular, se pueden evaluar las pérdidas por fricción a partir de las ecuaciones dadas para tuberías circulares, reemplazando el diámetro  $D$  por el diámetro equivalente  $D_e$ , definido de la siguiente forma:

$$D_e = 4 (\text{Area de flujo}) / \text{Perímetro Húmedo}$$

Corrientemente, se usa también para la determinación de la diferencia de presión en una tubería, una ecuación en términos del “factor de fricción de Fanning”, ( $ff$ ), que está relacionado con el de Blasius así:

$$f_B = 4 ff \quad (27)$$

En diversos libros de Mecánica de Fluidos, se presentan las gráficas correspondientes a la relación de este factor,  $ff$  con el “ $Re$ ”. Desarrollos experimentales hechos por muchos investigadores han demostrado que el tiempo de servicio o edad de la tubería incrementan las pérdidas por fricción. En estos casos se utilizan factores multiplicadores de las pérdidas, que varían de acuerdo a la edad de la tubería. Se debe utilizar una interpretación cuidadosa y lógica al seleccionar y aplicar esos multiplicadores que se obtienen en la literatura.

**Otras formas de la ecuación Darcy.** La ecuación de Darcy:  $h_f (L) = f_B (L/D) (\hat{U}^2/2g)$ , se puede expresar en varias formas de acuerdo con las unidades que se utilicen en la fórmula.

Las más comunes utilizadas en la práctica, sistema inglés, son:

$$h_f (L) = 0,1863 f B (L / d) \hat{U}^2 \quad (28)$$

$$h_f (L) = 0,01524 f B (L / d^5) B^2 \quad (29)$$

$$h_f (L) = 0,0311 f B (L / d^5) Q^2 \quad (30)$$

Siendo:  $h_f (L)$  = Pérdidas de cabeza de presión, pies

$f$  = Factor de fricción, adimensional

$L$  = Longitud de tubería, pies

$D$  = Diámetro interno de tubería, pies

$\hat{U}$  = Velocidad promedio del fluido, pies/s

$g$  = Gravedad, 32,2 pies/s<sup>2</sup>

$d$  = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

$B$  = Caudal en Barriles/hora

$Q$  = Caudal en galones por minuto.

**2). Las Pérdidas Secundarias.** En las industrias de procesos químicos se requiere con frecuencia que los fluidos circulen grandes distancias desde los depósitos de almacenamiento hasta las unidades de reacción, pasando a través de una gran variedad de accesorios: uniones, curvas, válvulas y cambios bruscos de área, que causan una alteración del patrón normal del flujo de los fluidos e introducen pérdidas de energía.

Corrientemente existe un adecuado suministro de información para la predicción y cálculo de las pérdidas de presión en flujos turbulentos de fluidos Newtonianos a través de los accesorios más comunes. En la mayoría de los casos, el accesorio es caracterizado por un coeficiente de resistencia,  $K$ , y la pérdida de energía,  $h_{fa}$ , es evaluada a partir de la expresión:

$$h_{fa} = K (\hat{U}^2 / 2) \quad (31)$$

El coeficiente de resistencia, K, dado por esta ecuación es determinado experimentalmente y sus valores tabulados para los accesorios comerciales en muchos textos de Mecánica de Fluidos. A continuación se presentan valores para algunas situaciones que se presentan comúnmente en la práctica:

TABLA 2.

COEFICIENTE DE RESISTENCIA PARA ALGUNOS ACCESORIOS

FACTORES K PARA ACCESORIOS						
TIPO DE ACCESORIO	DIÁMETRO NOMINAL, PULGADAS					
	1	2	3	4	6	12-16
Válvula de compuerta (abierta)	0,18	0,15	0,14	0,14	0,12	0,10
Válvula de globo (abierta)	7,80	6,50	6,10	5,80	5,10	4,40
Codo estándar (atornillado) 90°	0,69	0,57	0,54	0,51	0,45	0,39
Codo estándar (atornillado) 45°	0,37	0,30	0,29	0,27	0,24	0,21
"T" estándar (flujo recto)	0,46	0,38	0,36	0,34	0,3	0,26
"T" estándar (flujo cruzado)	1,38	1,14	1,08	1,02	0,9	0,78

La velocidad  $\hat{U}$  puede estipularse como la velocidad promedio en el tubo estrecho. Es necesario tener en cuenta, además de las pérdidas causadas por la fricción en las tuberías, estas pérdidas menores, como ya se mencionó.

Si un sistema particular de proceso incluye longitudes largas de tuberías, las pérdidas de presión por los accesorios pueden ser de menor valor que las ocasionadas por la misma tubería y hasta ser despreciables, en otros casos, estas pérdidas de energía o de carga pueden ser mucho más altas que las causadas por la tubería recta y conducir a cálculos erróneos si no se tienen en cuenta.

En el caso de flujo Newtoniano a bajos Números de Reynolds es poca la información disponible y el coeficiente K, es una función del Número de Reynolds. También se dispone de poca información sobre el efecto del comportamiento No-Newtoniano.

Las pérdidas de presión por fricción a través de los diferentes accesorios: válvulas, codos, medidores, etc., también pueden ser evaluadas reemplazando la magnitud “L/D” de la ecuación, por el respectivo largo equivalente en diámetros de tubería, dados en la literatura, como se indica en la siguiente tabla.

TABLA 3.

**PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN ALGUNOS COMPONENTES**

DESCRIPCIÓN	LARGO EQUIVALENTE (L/D)
Válvula de globo (abierta)	340
Válvula de compuerta (abierta)	13
Válvula de retención de bola	3500
Codo normal a 90°	30
Codo normal a 45°	16
T normal a todo lo largo	20
T normal con flujo a través	60
Medidor de agua, de disco	400

**2. GENERALIDADES DE OLEODUCTOS**

El sistema de transporte de fluidos por tuberías ya era conocido por las civilizaciones primitivas. Se cree que los chinos utilizaban hacia el año 5000 a. de C. conducciones realizadas con caña de bambú o con arcilla. Aún en la actualidad están a la vista las pruebas de que los romanos, en Italia y otras partes de su imperio, utilizaron grandes acueductos y conducciones de plomo, construidos hace por lo menos dos mil años, para transportar agua.

El inicio de la producción de petróleo a nivel industrial, que comenzó hace más de un siglo en Estados Unidos, hizo indispensable construir oleoductos para conducirlo y abaratar así los costos de transporte. El primero de ellos, de 10 Km. de longitud y hecho en madera, fue muy pronto sustituido por tuberías de hierro colado. Mas adelante hicieron su aparición las tuberías de acero con juntas mecánicas de empalme, que estuvieron en uso hasta hace pocos años, cuando se adoptó la técnica de soldadura.

## **2.1. INICIOS DE LOS OLEODUCTOS.**

Cuando el consumo mundial de petróleo crudo empezó a crecer con gran rapidez, las instalaciones de conducción crecieron también con él en las zonas de producción, principalmente en Estados Unidos y Oriente Medio, para el trasiego de los grandes volúmenes de petróleo hasta los centros de consumo, o hasta la costa, para su carga en buques de petróleo. El oleoducto transárabe, que conecta los campos petrolíferos de Arabia Saudí con el puerto mediterráneo de Sidón, tiene una longitud de más de 1500 Km. Empezó a funcionar en 1950 constituyéndose en uno de los mas extensos del mundo.

En Europa, los sistemas de transporte por oleoducto se desarrollaron con menos rapidez, ya que la mayor parte de la demanda se cubría con la importación de crudo del Oriente Medio y había una muy reducida producción local. No obstante, a lo largo de este último cuarto de siglo ha tenido lugar un considerable incremento de las redes de transporte de petróleo y productos derivados, así como el gas natural. Esto se debe al tamaño cada vez mayor de los buques petroleros que, en muchos casos, solo pueden atracar en terminales con profundidad de agua superior a 18 m. El reciente descubrimiento de enormes depósitos de petróleo y gas natural en la plataforma continental europea ha originado la demanda de nuevas instalaciones de transporte, tanto marina como terrestre.

**2.1.1 Materiales y fabricación<sup>3</sup>.** Las tuberías se pueden fabricar con un gran número de materiales, entre los que se cuentan el acero, el hierro colado, el aluminio, el plástico e incluso el hormigón pretensado. Con la mayoría de estos materiales se suelen emplear juntas o empaques mecánicos, aunque las tuberías de acero y aluminio permiten la soldadura. Los sistemas de distribución para petróleo, derivados y gas se construyen invariablemente con tuberías de acero de alta calidad; dichas tuberías están provistas de empalmes terminales soldados.

Las antiguas tuberías de acero se fabricaban por curvado de chapa metálica y soldadura eléctrica; mas adelante se adoptó el sistema de estirado sin costura. La demanda de tubos de grandes diámetros condujo al empleo del procedimiento de soldadura a tope por arco en atmósfera inerte, que permite fabricar tubos de hasta 112 cm (44 in) de diámetro , de chapa de acero curvada, de muy buena calidad y con tolerancias muy estrechas. Un progreso más reciente es la tubería soldada en hélice, que se fabrica arrollando en esa forma un fleje de acero en cualquier diámetro. Los modernos métodos de producción permiten fabricar tuberías con valores de resistencia a la tracción notablemente altos, lo cual hace posible reducir el espesor de la pared del tubo y con ello el precio, para una determinada presión de servicio. Como es natural, existe un control de calidad muy estricto para lograr tuberías que puedan resistir presiones de trabajo muy elevadas (10 a 12 Mpa ) en toda su longitud.

**2.1.2 Construcción.** Prácticamente, todos los oleoductos, gasoductos y demás conducciones que se tienden a través del campo se entierran en general a la profundidad de 1 m.

Esto no solo protege la conducción, sino permite trabajar normalmente la tierra que atraviesan cuando esta se halla destinada a explotaciones agrícolas, La técnica del tendido de tuberías de acero con empalmes

soldados requiere un equipo mecánico de alta especialización y un personal muy calificado. La instalación es acometida simultáneamente por varios equipos que trabajan de modo coordinado, procedimiento que se conoce con el nombre de “distribución de tareas”. Cada uno de ellos tiene una misión concreta: dejar expedita la ruta, cavar la zanja que alojara la tubería, soldar los tramos de tubo, introducir la conducción en la zanja y, la operación final, cubrir ésta con tierra de modo que la superficie vuelva a su estado anterior. Además, hay equipos especiales que deben resolver ciertos problemas determinados, como por ejemplo el cruce de una carretera principal o de un río caudaloso.

El tendido de los oleoductos y gasoductos mar adentro requiere una técnica muy especial, en particular para las conducciones de gran diámetro en aguas profundas, como las del Mar del Norte. Las conducciones han de ser proyectadas de modo que no floten, sino que permanezcan apoyadas en el fondo del mar; esto se suele conseguir aplicando a las tuberías un lastre, generalmente un pesado recubrimiento de hormigón que, a la vez, les proporciona protección suplementaria. Antes, es necesario efectuar un análisis muy pormenorizado de las tensiones que abran de producirse durante el tendido del oleoducto submarino, con objeto de garantizar que las tuberías no sufrirán ningún daño durante la operación. Las líneas marinas de poca longitud y cercanas a tierra firme se instalan soldando primero las secciones en tierra y arrastrándolas después, hasta su posición definitiva, mediante un cabrestante montado en un barco.

En el caso de líneas de mayor longitud, las tuberías se instalan con el concurso de una gabarra que se desplaza siguiendo la trayectoria del tendido, al tiempo que por su parte posterior va descargando el tubo a lo largo de un soporte inclinado sumergido que sobresale de la barcaza. Siempre que es posible, las líneas tendidas en el mar se entierran en el suelo marino a fin de obtener mayor estabilidad y reducir el riesgo de daños

causados por las actividades de pesca o las anclas de los barcos. También se ha logrado en los últimos años un considerable progreso en la construcción de gabarras capaces de tender conducciones de grandes diámetros a profundidades cada vez mayores y en condiciones atmosféricas adversas.

**2.1.3 Protección Contra la Corrosión<sup>4</sup>.** El exterior de las tuberías de acero enterradas esta protegido por medio de un recubrimiento envolvente; se suele aplicar además un sistema de protección catódica mediante la circulación de una corriente eléctrica o con ánodos de Zinc consumibles. En caso de que se produjera un fallo en el recubrimiento, ello desviaría la acción corrosiva del tubo a esos ánodos.

**2.1.4 Pruebas.** Todas las conducciones se comprueban, para confirmar su estanqueidad y resistencia a la presión, antes de ponerlas en servicio. Por lo general, tales comprobaciones se realizan llegando a la tubería de agua, a la que se comunica una presión siempre superior a la máxima prevista para el funcionamiento normal. Antes de su entrada en servicio, se acostumbra a pasar por el oleoducto un raspatubos, comúnmente llamado bandido o diablo que lo recorre de parte a parte, empujado por aire o por agua a presión.

Se trata de una varilla de poca longitud con chapas circulares en los extremos; la del extremo anterior tiene un diámetro solo ligeramente inferior al interno del tubo.

Al recorrer la tubería completa, limpia al conducto de las posibles obstrucciones y comprueba que no existan daños en la instalación. Para localizar la posición donde eventualmente se vea entorpecida la marcha del “bandido”, se le permita detectarlo desde la superficie. También se utilizan “diablos” o bien esferas hinchables, cuando se bombean sucesivamente

productos distintos a través de un oleoducto, a fin de mantener una separación entre unos materiales y otros.

**2.1.5 Estaciones de Bombeo.** Normalmente se utilizan bombas centrifugas simples o de etapas múltiples para impulsar los líquidos conducidos por las tuberías de las conducciones forzadas. Tales bombas funcionan en serie o en paralelo. A veces se emplean también otros tipos de bombas, como las de acción alternativa y las rotatorias; sin embargo, las centrifugas son las más adecuadas para aplicaciones generales. La finalidad de una bomba es proporcionar la fuerza o presión necesaria para desplazar el fluido a lo largo de la tubería, venciendo las resistencias de fricción y cualquier desnivel. A menudo, en oleoductos de gran longitud es necesario instalar cierto número de estaciones de bombeo a intervalos determinados, para alcanzar los niveles globales de presión que requiere el transporte de fluidos. Las características de la corriente de los gasoductos son más complejas debido a la compresibilidad de los gases; en este caso, se recurre al empleo de compresores.

Sobre terreno llano, las estaciones de bombeo se sitúan, por término medio, cada 35 a 50 km.

La elección de los motores para impulsar las bombas depende de las condiciones locales y de la disponibilidad de combustible. Pueden utilizarse motores eléctricos, turbinas de vapor, motores de combustión interna, motores diesel o turbinas de gas, pero los motores eléctricos suelen proporcionar los mejores resultados .

**2.1.6 Sistemas de gobierno.** Normalmente los complejos sistemas de conducción se proyectan para funcionar de forma automática y con garantías de seguridad contra cualquier tipo de fallo. El funcionamiento de la instalación, incluido todo el equipo principal, puede ser puesto en marcha

desde una sala central de mando. Todos los datos esenciales de ese funcionamiento se transmiten al centro de mando de manera ininterrumpida, a fin de que el personal encargado del mismo conozca constantemente las condiciones de trabajo de la red de tuberías. La comunicación suele establecerse mediante microondas de radio o por medio de un cable directo, aunque a veces se utilizan los circuitos del servicio público.

Muchas instalaciones de oleoductos y gasoductos se valen de microordenadores electrónicos para determinar los programas de envío de lotes, es decir el ciclo predeterminado de productos líquidos o gaseosos a transportar, y algunas de las más recientes están proyectadas de modo que el mando del conjunto de operaciones está conectado a un ordenador electrónico.

## **2.2 UNIDADES DE BOMBEO**

Para una descripción sencilla de las unidades de bombeo se describirá lo que son las máquinas más importantes en dicha operación, las cuales son los motores y las bombas

**2.2.1 Motor de Combustión Interna.** En general, el motor de combustión interna es una máquina que quema combustible en su interior, generando así energía en forma de calor que es aprovechada luego para realizar un trabajo útil. se divide en dos clases:

Los de dos tiempos y los de cuatro tiempos.

❖ **Modelo de dos tiempos.** Un motor de dos tiempos emplea cada ida y vuelta del movimiento del pistón para la admisión de la mezcla, la combustión y expulsión de los gases quemados(es decir, una carrera de trabajo con cada vuelta del eje del cigüeñal), mientras que el motor de cuatro tiempos requiere cuatro movimientos, es decir, dos ida y vuelta

completos del movimiento del pistón (dos vueltas del eje del cigüeñal). El motor de dos tiempos efectúa el doble de impulsos al cigüeñal, pero el de cuatro tiempos es mucho más eficiente en el barrido de gases, en igualdad de condiciones. El rendimiento del primero de esos motores es menor debido a que parte del combustible no quemado es expulsado junto con los gases de la combustión.

El motor de dos tiempos debe completar la admisión, la compresión, la combustión y el escape en un solo movimiento del vaivén del pistón. Dado que el barrido de gases es incompleto y defectuoso, es difícil obtener la mezcla apropiada.

- ❖ **Modelo de cuatro tiempos.** El funcionamiento de un motor de este tipo es así: en la primera bajada del pistón, la válvula de admisión se abre y la mezcla de combustible es succionada al interior de la cámara de combustión. En la subida subsiguiente, se cierran todas las válvulas y la mezcla combustible es comprimida. Al principio de la segunda bajada, tiene lugar la combustión; la mezcla o combustible se inflama, por medio de una chispa de la bujía, y los gases en expansión empujan el pistón hacia abajo. En la segunda subida, la válvula de expulsión se abre y los gases de la combustión son expulsados. Por lo tanto, los cuatro tiempos de cada ciclo son. Admisión, compresión, explosión y escape.

**MOTOR DIESEL.** Se da el nombre de motor Diesel al inventado por el ingeniero alemán Rudolf Diesel y cuyo primer prototipo comenzó a funcionar en 1897, después de muchos años de trabajos experimentales.

*Principios de funcionamiento:* El motor Diesel, como el de gasolina, es de combustión interna, y aunque ambos tienen mucho en común hay ciertas diferencias importantes en sus respectivos principios operativos. En un motor de gasolina, el combustible y el aire se mezclan en el carburador y la mezcla

es aspirada hacia la cámara de combustión, situada en la parte alta del cilindro, durante la carrera descendente del émbolo. La siguiente carrera ascendente del émbolo comprime la mezcla hasta un sexto o un décimo de su volumen original, y cuando el émbolo alcanza su punto muerto superior se efectúa la ignición de la mezcla, por medio de una chispa eléctrica originada en la bujía. La expansión resultante de la mezcla en combustión fuerza al émbolo hacia abajo (carrera de potencia).

Por el contrario, en un motor Diesel, a medida que el émbolo desciende, sólo arrastra aire puro al interior del cilindro, aire que en el siguiente movimiento hacia arriba es comprimido mucho más que en el motor de gasolina (con relaciones de compresión entre 12 a 1 y 25 a 1), con lo que su temperatura se eleva considerablemente hasta superar los 815 K (542 °C). Cuando el émbolo se acerca al extremo superior de su carrera, comienza una fina pulverización de combustible, introducido a presión en el cilindro por medio de una tobera de inyección situada en la parte superior. Entonces, el combustible se mezcla con el aire, el cual se ha calentado tanto durante la compresión que esa mezcla se inflama espontáneamente sin necesidad de ninguna chispa de ignición.

Puesto que en un motor Diesel el volumen de aire aspirado al interior del cilindro es siempre el mismo, su velocidad se establece en función de la cantidad de combustible inyectado.

Un motor Diesel puede ser adaptado para funcionar con casi cualquier combustible, desde aceites vegetales hasta gas natural o gasolina de alto octanaje.

*Motores Diesel de dos tiempos:* En dichos motores, la entrada de aire limpio y la expulsión de los gases de escape, “barrido”, se efectúan comúnmente según uno de estos dos procedimientos : el barrido en lazo o el barrido de

dirección única, en los que un equipo soplante introduce el aire por las lumbreras de admisión.

En el sistema de barrido en lazo, cuando el émbolo se acerca en su carrera al punto muerto inferior, descubre las lumbreras de admisión y de escape; la lumbrera de admisión dirige el aire del soplante hacia el cilindro, en dirección ascendente, lo que obliga a los gases de escape a dirigirse hacia abajo y hacia fuera por la lumbrera en la parte opuesta del cilindro. Después, al ascender, ese émbolo cubre las lumbreras y el cilindro queda cerrado, a la vez que se comprime el aire antes de recibirse la inyección de combustible en la parte alta de la cámara.

El sistema de dirección única también tiene una lumbrera de admisión en un lado del cilindro, cerca de su parte inferior, pero los gases de escape salen por una o más válvulas situadas en la parte alta de la cámara de combustión. Las válvulas se abren inmediatamente antes de que queden descubiertas las lumbreras de admisión, cuando los gases aún están con algo de presión que les hace empezar a salir del cilindro; el resto de esos gases es expulsado por el flujo ascendente de aire limpio que envía el soplante.

**2.2.2 Bomba Hidráulica<sup>5</sup>.** En términos generales una bomba hidráulica es una máquina que permite el paso de fluidos con un aumento de presión, puede ser debida al cambio de altura de un tanque a un ducto. Son las máquinas más utilizadas, después del motor eléctrico.

Existen diversos tipos de bombas entre las que se destacan:

❖ **Bombas de Desplazamiento Positivo.** Son las que constan de un sistema de cilindro-pistón. Se denominan así ya que cada movimiento del pistón desplaza una cantidad fija de líquido. Las válvulas son del tipo antirretorno o retención, es decir, el líquido sólo puede moverse en un sentido. Estas bombas son del tipo alternativo, en las que la acción de un

émbolo o diafragma produce un caudal pulsátil. Existen también bombas alternativas de doble acción, que obligan a mover el fluido a ambos lados del émbolo, mediante la simple colocación de válvulas adicionales y un retén en el punto en que el vástago del pistón entra en el cilindro.

Las bombas rotativas son también de desplazamiento positivo, pero no alternativas ni tienen válvulas. El fluido entra a través de un orificio y es impulsado por paletas rotativas, engranajes o lóbulos, para ser expulsado por otro orificio de salida.

Las bombas de desplazamiento positivo son más adecuadas para el bombeo de fluidos limpios, a causa de las pequeñas tolerancias que se emplean en su construcción; una excepción la constituye la bomba de diafragma, en la cual el pistón o brazo de accionamiento está conectado a un diafragma. El movimiento de vaivén de este último provoca el desplazamiento, y, gracias a que el fluido no puede atravesar el diafragma hacia las partes de trabajo, este tipo de bombas se emplea para sólidos en suspensión, sin más condicionamiento que la capacidad de las válvulas de permitir el paso del material sin quedar atascadas.

- ❖ **Bombas centrifugas.** Este tipo de bombas comenzó a emplearse a mediados del siglo XIX. Comprende una rueda con paletas o álabes, llamada impulsor, en un alojamiento o cámara. El fluido entra en la parte central del impulsor, a través de un orificio y la presión se genera a medida que el fluido es obligado a girar a gran velocidad por el impulsor. Incluso es posible obtener una presión adicional cuando el líquido a gran velocidad es desacelerado hasta una velocidad menor.

La fuerza centrífuga que proporciona presión puede entenderse fácilmente si se imagina que se hace girar un cubo de agua con el brazo extendido; si el giro es lo suficientemente rápido, la fuerza centrífuga

mantendrá el agua en el cubo. La recuperación de presión a partir de la velocidad es más difícil. La forma del orificio de salida tiene el efecto de cambiar la vena fluida de gran velocidad y baja presión en una corriente de alta presión y baja velocidad.

La presión total de la partícula de un fluido es la suma de su presión estática, que es la que se obtiene mediante un manómetro, y su presión dinámica, que depende de la velocidad. La presión dinámica es la presión ejercida sobre un objeto introducido repentinamente frente a una partícula en movimiento, y aumenta según el cuadrado de la velocidad. No es posible convertir en presión estática toda la presión dinámica de un fluido en movimiento, pero la recuperación de presión puede ser del 50 al 80% de la presión dinámica. El método más sencillo consiste en aumentar lentamente la sección del conducto de salida, mediante un cono de abertura no superior a  $0,14 \text{ rad. (8}^\circ\text{)}$ . Esta pieza se conoce como difusor y se utiliza frecuentemente en bombas pequeñas. En la mayoría de las bombas grandes, la voluta o cámara espiral, parte exterior de la cámara, tiene un área transversal que crece hacia la salida; el impulsor va montado sobre un eje rodeado por un prensaestopas en los puntos que atraviesa la cámara.

A diferencia de las bombas de desplazamiento positivo, la bomba centrífuga no requiere ningún dispositivo de válvula de seguridad, ya que, para un impulsor determinado que gira a una velocidad determinada, se consigue una presión máxima predecible. En efecto esta bomba es una “máquina de velocidad” o bomba hidrodinámica. Dentro de sus características de prestaciones, es muy adaptable, se utiliza para toda clase de líquidos y puede ser fabricada con gran variedad de materiales, desde plástico hasta bronce o metales como el titanio o tantalio.

Cuando esta vacía, una bomba centrífuga ordinaria no es capaz de

eliminar el aire del tubo de aspiración, pero si ese aire se elimina mediante otros medios queda “cebada” y pasa a trabajar con normalidad.

Las bombas centrifugas normales no son capaces de superar la “cavitación” provocada por grandes cantidades de aire emulsionado con el líquido. Para cebar estas bombas se utilizan bombas de vacío o eyectores accionados mediante aire, lo cual les permite funcionar a pesar de ese inconveniente.

- ❖ **Bombas de Alta Presión.** La presión producida por una bomba centrifuga es proporcional al cuadrado de la velocidad periférica del impulsor, por lo que, para una presión determinada, el diámetro del mismo puede ser grande y su velocidad pequeña, o a la inversa. La velocidad angular más alta disponible en un motor eléctrico normal (medio habitual de accionamiento de las bombas centrifugas) es de 2900 rpm con corriente de 50 Hz, o de 3400 rpm con 60 Hz; por lo tanto, si se cuenta con estas velocidades, las presiones más altas deben ser conseguidas mediante diámetros mayores del impulsor.

Sin embargo, hay límites que no se pueden superar; uno de ellos es la resistencia de los materiales de fabricación de las bombas; otra limitación, más importante, es la que establece el rozamiento producido por el impulsor (también llamado rodete) sobre el fluido, que afecta a la potencia necesaria para accionar la bomba y aumenta con rapidez por encima de un diámetro determinado del impulsor. Para presiones superiores a 0,7 Mpa, las bombas centrifugas se construyen en varias etapas, con los impulsores en serie y montados sobre un mismo eje; el fluido es conducido de la salida de una etapa a la entrada de la siguiente.

### **3. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL OLEODUCTO VELÁSQUEZ - GALÁN**

#### **3.1 GENERALIDADES DEL OLEODUCTO**

La Compañía Omimex de Colombia LTD. cuenta en la actualidad con una demanda de transporte de 53000 barriles diarios de crudo hacia la G.C.B. (Gerencia Complejo de Barrancabermeja), la cual se va a aumentar en un tiempo inferior a tres años en aproximadamente 85500<sup>6</sup> barriles diarios, según estudios de ingeniería debido a la exploración de nuevos campos.

El Transporte se inicia en la estación Velásquez 26 con el bombeo del crudo producido en los campos Velásquez (de OMIMEX), Abanico (de KAPPA), Piedras (de MCOG), Torcaz (de HARKEN) y la conexión entre los Km 12 – 19 de los campos Teca (de Omimex y Ecopetrol), Jazmín (de Omimex y Ecopetrol) y Cocorná (de Ecopetrol), con dirección al Complejo Industrial de Barrancabermeja.

A continuación se muestra la ubicación del campo Velásquez y el oleoducto, en Colombia<sup>7</sup>.

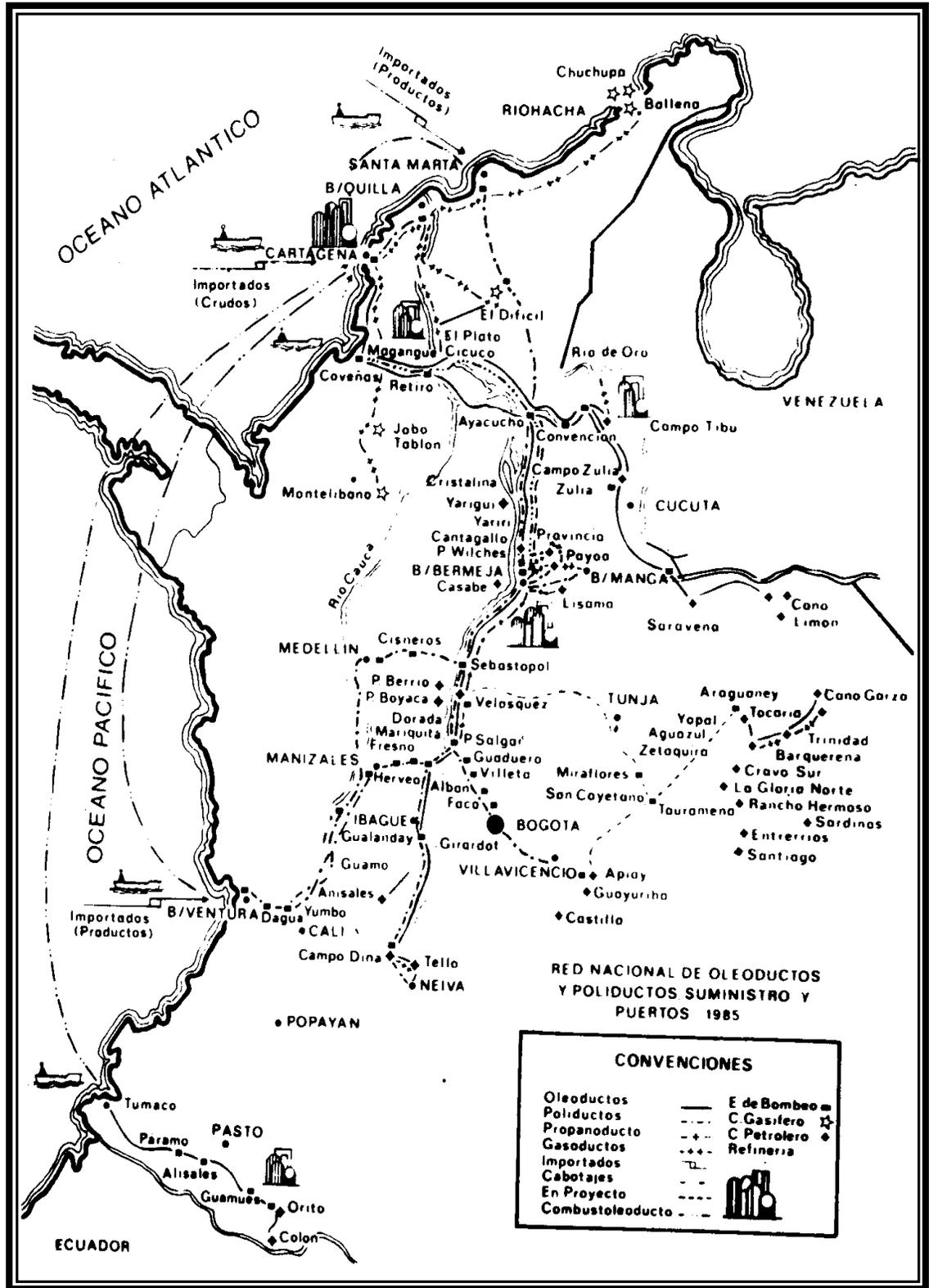


Figura 1. Ubicación del campo Velásquez en Colombia.

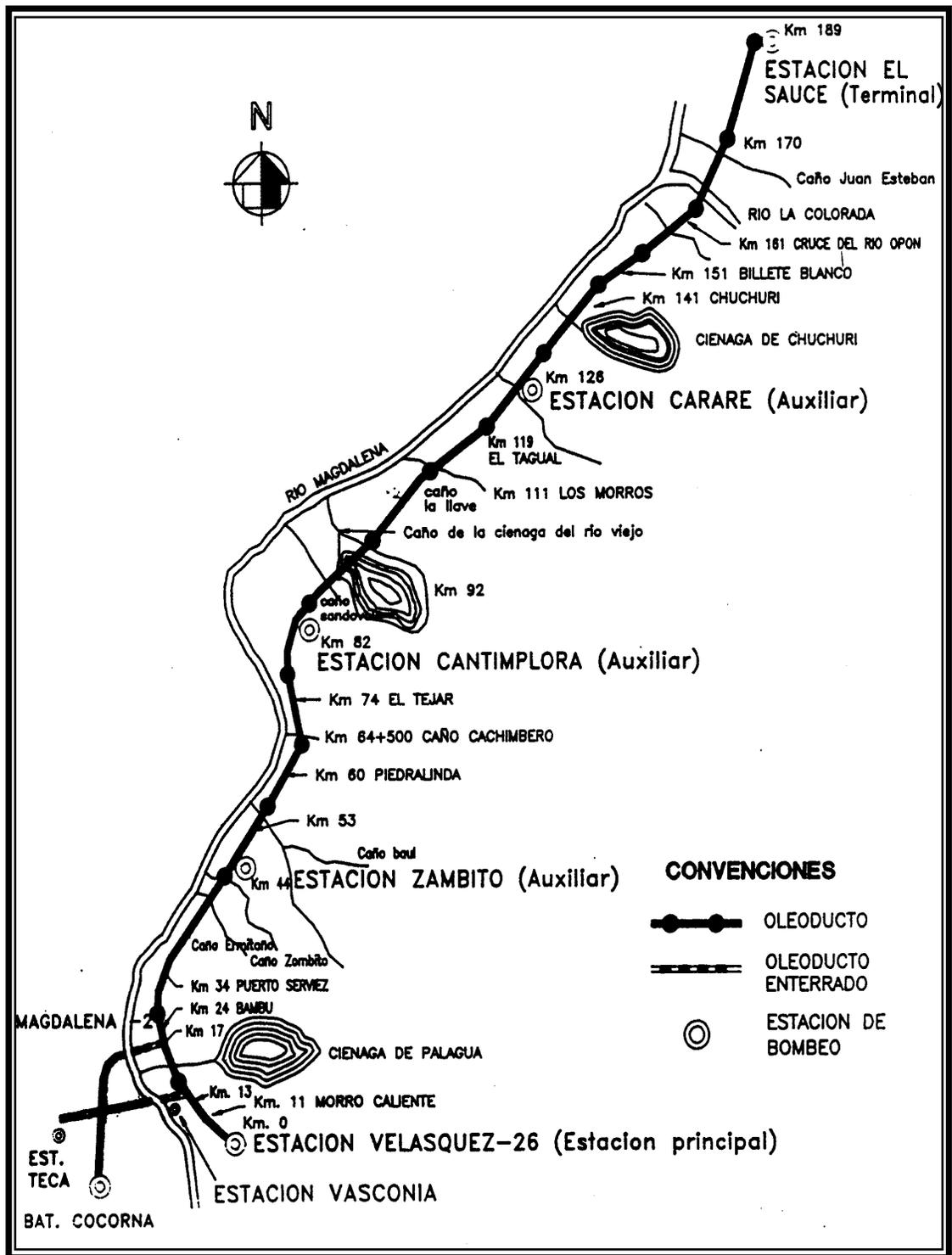


Figura 2. Recorrido del oleoducto y ubicación de las estaciones auxiliares.

Como la mayoría de la maquinaria en las estaciones de bombeo data de 1952 aproximadamente y se encuentra ubicada entre 73 y 146 metros sobre el nivel del mar, se requiere encontrar puntos óptimos de funcionamiento para reducir los costos de operación, sin olvidar que la altitud es un factor que determina una pérdida de potencia en los motores diesel y que aproximadamente es del 1% por cada 100 m de altura y del 28% a 2500 m sobre el nivel del mar.

Además, se debe tener presente que el oleoducto cuenta con tramos muy antiguos, desprotegidos contra la corrosión y las abolladuras, hecho que afecta la eficiencia en el transporte.

Se debe mejorar el transporte de crudo, evitando que la línea se sobre presione o se estalle, ya que debido al crecimiento paulatino de la demanda en el transporte de crudo, existen tramos del oleoducto que han quedado obsoletos para los caudales a manejar con la explotación de los nuevos campos.

Otros factores a tener en cuenta son las bombas, estas son de una antigüedad tal que han perdido su eficiencia por su uso continuo, sin olvidar que los motores están sobre dimensionados en cuanto a potencia. Además son motores que por su misma condición de vida de trabajo, sus repuestos son de difícil adquisición, por lo cual es normal encontrarlos con piezas y repuestos no originales haciendo perder la puesta a punto, referenciados en los catálogos del fabricante.

Se observa potencialmente un escenario en el cual se puede realizar una optimización de recursos, que garantice un ahorro de costos de operación, bajando los consumos de combustibles en los motores de las bombas, así como lograr aumentar la capacidad de caudal del oleoducto.

### **3.2 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN**

El oleoducto Velásquez - Galán transporta crudos que con relación a su gravedad API se catalogan como medianos y pesados, el petróleo que se transporta por el oleoducto es originado directamente por los campos Velásquez, Jazmín, Teca y Cocorná. Actualmente se maneja una demanda bastante grande para el transporte de crudo pesado a través del oleoducto, y los principales porcentajes se manejan así: JAZMÍN, TECA Y COCORNÁ. Además de estos crudos se transportan otros con menor participación, los cuales provienen de los campos de HARKEN, MCOG Y KAPPA, crudos que utilizan el sistema de transporte por carrotanques para llegar a la estación principal de bombeo.

Los crudos provenientes de la Asociación Teca y la Asociación Nare, Campos productores ubicados en el Departamento de Antioquía, son guiados al oleoducto por medio de otro oleoducto auxiliar, el cual posee su estación de bombeo en el campo de Teca, y tiene un diámetro de 508 mm (20 in) y una longitud aproximada de 30 Km., el cual conecta aproximadamente con el oleoducto en su kilómetro 13. Para el caso del crudo Jazmín, éste es despachado desde la estación de bombeo del campo del mismo nombre, para conectarse al oleoducto en el kilómetro 19 aproximadamente. El crudo Cocorná se conecta al oleoducto en el kilómetro 16 aproximadamente y es bombeado desde la batería Cocorná, éste crudo pertenece a Ecopetrol 100%.

Los crudos restantes, los de HARKEN, MCOG y KAPPA son traídos en carro- tanques desde sus campos productores hasta la estación principal de bombeo del oleoducto (Velásquez – 26). Allí en la zona de descargue se reciben y son enviados a cada uno de sus tanques de recepción y almacenamiento, para luego ser fiscalizados y así si poder ser enviados por el oleoducto a El Sauce (Estación terminal)

**3.2.1 Secuencia de bombeo.** El proceso de bombeo se inicia en la estación principal de bombeo Velásquez – 26, desde donde se bombea crudo diluyente; éste crudo puede en determinado caso ser el dispuesto por ECOPETROL S.A. (Vasconia) o el que se recibe del campo Velásquez (OMIMEX) o el que se maneja de otros campos como el de Abanico (KAPPA) o Piedras (MCOG).

El diluyente no es otra cosa que un crudo de una gravedad API entre 20.0 y 25.5. el cual permite reducir considerablemente la viscosidad del crudo pesado que es bombeado desde la estación de Teca, de Jazmín y de Cocorná.

Existe la opción de bombear crudo pesado como el de Torcaz (HARKEN), ya que también se recibe en esta estación, para lo cual se realiza una mezcla al momento de bombearlo en la estación.

A través de estudios realizados con antelación por la compañía se ha determinado que la relación de bombeo entre crudo diluyente y crudo pesado puede variar desde 1.5 hasta 2.0, dependiendo de las características del crudo pesado que se vaya a manejar. Una relación de 1.5 quiere decir que por cada barril de crudo pesado que es bombeado por el oleoducto se debe enviar un barril y medio de crudo diluyente. Es decir, que para el transporte de crudo pesado la empresa utiliza un factor de mezcla para reducir la viscosidad y así garantizar una operación segura en la secuencia de bombeo.

La relación de bombeo depende del crudo pesado que se este manejando en determinado momento, de todos los crudos pesados el más complicado de manejar es el del campo Jazmín, ya que tiene una viscosidad muy alta y requiere de un alto rango de temperatura para su almacenamiento y transporte, así mismo posee el valor más alto de gravedad API: 11,5 @ 60°F.

Para tener una idea de las propiedades físicas de los crudos que se transportan a través del oleoducto se hace el siguiente cuadro:

TABLA 4. Propiedades Físicas de los crudos que se transportan por el oleoducto.

CRUDO	° API @ 60°F	GRAVEDAD ESPECIFICA	VISCOSIDAD SSU @ 90°F	DENSIDAD Kg/m
VELASQUEZ	22	0,9216	571	921,6
VASCONIA	25,5	0,9009	161	900,9
JAZMÍN	11,5	0,9895	156716	989,5
TECA	12,5	0,9826	36559	982,6
COCORNÁ	12,4	0,9833	27300	983,3
TORCAZ	15	0,9657	30305	965,7
ABANICO	22,2	0,9204	529	920,4
PIEDRAS	26	0,8981	98	898,1

Para todo el proceso de bombeo intervienen en total cinco (5) estaciones, una principal, tres auxiliares y una estación terminal; así que para una mejor comprensión de la secuencia de bombeo se hará una síntesis de la operación de cada una de ellas.

❖ **Estación principal de bombeo.** Para el bombeo desde la estación principal Velásquez – 26 se abre la válvula de entrega del tanque respectivo, de aquí pasa a través de la sala de máquinas a las unidades de bombeo que se encargan de generar la presión necesaria para darle el impulso suficiente para que el crudo llegue hasta la próxima estación.

Es pues ésta estación la encargada de iniciar todo el proceso de bombeo, por lo cual se puede decir que es la estación más importante del oleoducto.

La estación cuenta con siete (7) tanques de almacenamiento distribuidos así:

Tanque 80000-3 recibe y almacena crudo diluyente (Vasconia)

Tanque 90000-2 recibe y almacena crudo diluyente (Vasconia)

Tanque 90000-3 recibe y almacena crudo diluyente (Vasconia)

Tanque 15000-1 recibía crudo pesado (Castilla)

Tanque 10000-7 recibe y almacena crudo pesado (Torcaz)

Tanque 5000-6 recibe y almacena crudo diluyente (Abanico)

Tanque 5000-7 recibe y almacena crudo diluyente (Piedras)

De todos estos tanques, actualmente solo uno se encuentra fuera de servicio el 15000-1 ya que el crudo que allí se almacenaba (Castilla) ahora se descarga en la estación Vasconia de ECOPETROL S.A. Los tanques de mayor capacidad reciben el crudo diluyente Vasconia por una línea especial de recibo; mientras que los demás tanques reciben el crudo por carrotanques en la zona de descargue.

El número de identificación inicial de cada tanque especifica su capacidad, es decir el tanque 5000-6 puede almacenar 5000 barriles de crudo, claro esta que se debe aclarar que un tanque nunca se llena hasta su capacidad máxima, ya que debe dejarse un volumen remanente como factor de seguridad.

Figura 3. Tanques de recibo de crudo por carrotanques.



Figura 4. Tanque de recibo de crudo diluyente.



Existe también en la estación principal y en todas las estaciones la sala de máquinas, en la cual se disponen las unidades de bombeo. Cada unidad de bombeo consta de un motor, un incrementador y una bomba hidráulica. En estos momentos existen tres unidades de bombeo en esta estación, pero una de ellas se encuentra fuera de servicio por problemas mecánicos. Las unidades se diferencian por números; la número dos es la única unidad de bombeo que tiene un motor a gas, lo cual hace mucho más económica su operación y es la que precisamente se encuentra fuera de servicio. En general los motores de estas unidades son marca Caterpillar, los incrementadores son Lufkin y las bombas centrifugas son en su mayoría United Pumps, más adelante se verá un cuadro con las especificaciones técnicas de la maquinaria de bombeo.

Como ya se mencionó a la estación Velásquez – 26 llegan diversos crudos por carrotanques para ser almacenados en los tanques de menor capacidad; así que para entender mejor este proceso se hace la siguiente descripción:

### **PROCESO DE TRANSFERENCIA DE CRUDO POR CARROTANQUES A LA ESTACIÓN VELÁSQUEZ – 26**

En la estación principal del oleoducto Velásquez – 26 se reciben diversos tipos de crudos a través de carrotanques, los cuales se almacenan en tanques según su origen y características.

Existen actualmente cuatro tanques disponibles para este propósito con capacidades que van de 5000 a 15000 Bbls., y en donde se reciben los crudos relacionados a continuación:

- 1) Crudo Abanico de la empresa KAPPA RESOURCES
- 2) Crudo Piedras de la empresa M.C.O.G.
- 3) Crudo Torcaz de la empresa HARKEN

En cuanto al proceso de recibo de carrotanques se puede describir un procedimiento general de la siguiente manera:

- Verificación de los sellos de la parte superior del carrotanque, que se hace en el retén de la entrada a la estación Velásquez – 26 por parte del personal de vigilancia
- Posterior a esto se realiza otra inspección de sellos más detallada, y se observa el nivel de crudo para cada compartimento del carrotanque, para esto se descubren las tapas superiores del carrotanque y se dejan abiertas; toda esta operación es llevada a cabo por los operadores encargados del proceso de descargue de crudo
- Conexión del carrotanque al tubo de descargue de la estación, mediante un acople y una manguera especial.
- Apertura de la válvula de recibo del tanque destinado al almacenamiento del crudo
- Encendido de la bomba que transfiere el crudo del carrotanque al tanque de recibo de la estación
- Desairar el sistema de tubería previamente para evitar problemas en la bomba (cavitación)
- Iniciar el proceso de descargue el cual dura aproximadamente de 30 a 45 minutos de acuerdo al tipo de crudo, a la temperatura del tanque y a la capacidad del carrotanque
- Abrir paulatinamente las cortinas que dividen los compartimentos del carrotanque de acuerdo al nivel con que se van descargando los compartimentos, para evitar un rebose o derrame de crudo.

- Después de descargar, se verifica que se encuentren vacíos todos los compartimentos y se procede a cerrar las tapas y las cortinas de la parte superior del carrotanque
- Desconexión del carrotanque a la línea de descargue a través de la manguera y el acople.
- Se cierra la válvula de recibo del tanque de almacenamiento y luego se apaga la bomba, para así garantizar que todo el crudo de la línea de descarga llegue al tanque.

Finalmente se hace la verificación de los carrotanques vacíos a la salida de la estación, labor que cumple el personal de vigilancia del retén de la estación con la revisión de los compartimientos.

Figura 5. Proceso de descargue de crudo por carrotanques.



❖ **Estación Auxiliar Zambito.** Se encuentra ubicada a 44 Km. de la estación principal o del inicio del oleoducto y se encarga de recibir el crudo a baja presión de la estación Velásquez – 26 para imprimirle energía al fluido a unas condiciones que le permitan llegar hasta la próxima estación, para lo cual cuenta con la sala de máquinas con tres unidades de bombeo, cada unidad compuesta de motor, incrementador y bomba (dichas unidades se describirán más adelante); todo este proceso se realiza a través del paso del fluido por las unidades de bombeo donde se manejan una presión de succión (con la que llega el fluido) y una presión de descarga que refleja la magnitud del impulso que le imprimen al fluido las unidades de bombeo, existen valores máximos de trabajo con dichas presiones para cada estación las cuales debe manejar cada operador para evitar sobre presiones y roturas del oleoducto.

Dispone de una derivación que aísla la estación para que el fluido pase directo sin entrar al sistema de bombeo cuando las condiciones hidráulicas lo permiten, es lo que se denomina dejar la estación con presión de paso.

Posee también un tanque de almacenamiento pequeño, el cual se usa en casos extremos donde se debe parar la operación por problemas mecánicos o roturas del oleoducto y se conoce como tanque de relevo; dicho tanque tiene su bomba independiente para cuando se desee bombear el crudo allí almacenado.

Figura 6. Estación Auxiliar Zambito



Figura 7. Tanque de Relevo de la Estación Zambito



❖ **Estaciones Auxiliares Cantimplora y Carare:** Corresponden a las estaciones intermedias entre Zambito y la estación terminal El Sauce y cumplen exactamente la misma función: imprimir energía al fluido para impulsarlo nuevamente a la línea de transporte hacia la otra estación intermedia o hacia la estación terminal.

Las estaciones de Cantimplora y Carare se encuentran ubicadas en los Kilómetros 82 y 126 respectivamente y cada una cuenta con su sala de máquinas donde se hallan ubicadas sus unidades de bombeo; actualmente se encuentran dos unidades de bombeo disponibles por estación y se adquirió una unidad nueva para cada una, esto con el fin de mejorar la capacidad de bombeo y tener tres unidades de bombeo disponibles en cada estación, garantizando así la continuidad de la operación y poder hacer el manejo de la secuencia de bombeo con un arreglo de bombas en serie en las estaciones que así lo requieran.

También poseen la derivación para trabajar con presión de paso, sin que el crudo entre por las unidades de bombeo y tienen un tanque de relevo para almacenar crudo en caso de problemas o paradas imprevistas del oleoducto.

La parte más importante del proceso en la secuencia de bombeo es el manejo de presiones que debe hacerse en las estaciones, por lo tanto es conveniente tener la mayor claridad en cuanto a las diferencias entre dichas presiones.

◆ **PRESIÓN DE DESCARGA:** Es la presión que se debe suministrar en una estación para que un flujo determinado de crudo pueda llegar a la siguiente estación, venciendo la fricción y las diferencias de elevación entre las dos estaciones. Se genera luego de que el fluido pase a través de las unidades de bombeo. De no mantenerse esta presión, con la cual fue diseñado el sistema, la capacidad del oleoducto se ve afectada.

◆ **PRESIÓN DE SUCCIÓN:** A la llegada de un caudal determinado de un fluido a una estación, se requiere presión denominada de succión y que para este caso es del orden de 60 Psi; con la presión de succión se pretende vencer las pérdidas de presión causadas por las válvulas, filtros, medidores y otros accesorios, así como la cabeza estática que existe en la tubería de entrada de los tanques. Otro factor importante de la presión de succión en la entrada a una estación es poder mantener una presión adecuada a la entrada de las bombas principales para evitar que se produzcan problemas de cavitación o de vibración.

◆ **PRESIÓN DE PASO:** Cuando las condiciones hidráulicas del sistema lo permiten, el fluido pasa por la estaciones sin entrar al sistema de bombeo, es decir, no se impulsa nuevamente, sino que continua con la presión de descarga de la anterior estación.

A continuación se ilustran los valores máximos de estas presiones de acuerdo a cada estación:

TABLA 5. Rango máximo de presiones de trabajo en las estaciones

<b>ESTACIÓN</b>	<b>SUCCIÓN</b>	<b>DESCARGA</b>	<b>PASO</b>
VELÁSQUEZ – 26	60	650	
ZAMBITO	60	750	400
CANTIMPLORA	60	620	350
CARARE	60	720	400

❖ **Estación Terminal El Sauce.** Esta ubicada en el Kilómetro 189 y es la estación que se encarga de recibir el crudo que se transporta a través de todo el recorrido del oleoducto para entregarlo finalmente a la refinería (Gerencia Complejo Barrancabermeja). En coordinación con ECOPETROL

S.A., el crudo es bombeado desde este terminal hasta la central de crudos llamada Casa de Bombas # 8 y cargada a la G.C.B.

Para esta operación se cuenta con dos unidades de bombeo que constan de bombas centrifugas y motores Diesel.

Posee también tanques de almacenamiento de crudo de gran capacidad; un tanque de techo fijo con una capacidad de 90000 barriles (90000-1) y dos tanques de almacenamiento de techo flotante con capacidad de 80000 barriles (80000-1 y 80000-2), en estos tanques se recibe el crudo mezcla que se comercializa en la refinería como crudo OMIMEX y es el resultado de la mezcla anteriormente descrita entre crudo pesado y crudo diluyente.

Al igual que la estación principal de bombeo, tiene un laboratorio donde se analiza el crudo constantemente para verificar que cumpla con los parámetros de calidad exigidos por la RUT y por la Refinería. En estos laboratorios se hacen pruebas al crudo para medir principalmente:

- 1) Contenido de Agua
- 2) Contenido de Sal
- 3) Gravedad API

Más adelante se profundizará un poco sobre la parte de laboratorio y análisis ya que es de vital importancia para el transporte y comercialización del crudo.

### **3.3 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO<sup>8</sup>**

Consiste en la parte física o infraestructura que hace posible la operación de transporte de crudo; básicamente se hará una descripción de las unidades de bombeo y del estado actual de la línea.

Cabe apuntar que aparte de las unidades de bombeo se tienen en cada estación plantas eléctricas, motores y bombas para los tanques de relevo,

tanques de almacenamiento de agua y combustible (ACPM para las unidades), sistemas contra incendio, etc. Pero solo se tratarán las unidades de bombeo por su importancia en la operación, y el estado de la línea junto con su perfil hidráulico.

**3.3.1 Las Unidades de Bombeo.** Generan la energía para impulsar el crudo a través de todo el recorrido de la línea, 189 Kilómetros aproximadamente.

Como ya se vio anteriormente cada unidad de bombeo consta básicamente de un motor de combustión interna y una bomba hidráulica, que puede ser recíproca, centrífuga, de tornillo, etc. Pero además de esto se necesita un incrementador que realiza el acople entre el motor y la bomba para regular las RPM de las dos máquinas.

A continuación se relacionan las especificaciones técnicas de los motores de combustión interna y de las bombas hidráulicas, obviando los incrementadores y demás equipos, esto ya que la principal función de los incrementadores es hacer un acople efectivo entre los motores y las bombas en las unidades de bombeo.

❖ **Motores de Combustión Interna.**

TABLA 6. Motores estación principal de bombeo Velásquez – 26

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
MODELO	3412	3508	398
R.P.M.	1200	1200	1200
H.P.	475	750	750
COMBUSTIBLE	Diesel	Gas	Diesel
PRESIÓN	40 Psi	60 Psi	70 Psi

TABLA 7. Motores estación auxiliar Zambito

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
MODELO	398	3512	398
R.P.M.	1200	1200	1200
H.P.	750	650	750
COMBUSTIBLE	Diesel	Diesel	Diesel
PRESIÓN	70 Psi	60 Psi	70 Psi

TABLA 8. Motores estación auxiliar Cantimplora

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
MODELO	398	3512	398
R.P.M.	1200	1200	1200
H.P.	750	650	750
COMBUSTIBLE	Diesel	Diesel	Diesel
PRESIÓN	70 Psi	60 Psi	70 Psi

TABLA 9. Motores estación auxiliar Carare

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
MODELO	398	3512	398
R.P.M.	1200	1200	1200
H.P.	750	650	750
COMBUSTIBLE	Diesel	Diesel	Diesel
PRESIÓN	70 Psi	60 Psi	70 Psi

TABLA 10. Motores estación terminal El Sauce

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2
MARCA	Caterpillar	Caterpillar
MODELO	3408	3406
R.P.M.	1800	1600
H.P.	750	650
COMBUSTIBLE	Diesel	Diesel
PRESIÓN	70 Psi	60 Psi

❖ **Bombas Hidráulicas**

TABLA 11. Bombas estación principal de bombeo Velásquez – 26

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	Frank Wheatley	United	United
TIPO	Reciprocante	Centrifuga	Centrifuga
R.P.M.	1200	3500	3500
FLUJO (GPM)	525	1220	575
N.P.S.H (Ft)	300	987	2470
GIRO	CCW	CCW	CCW

TABLA 12. Bombas estación auxiliar Zambito

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	United	United	United
TIPO	Centrifuga	Centrifuga	Centrifuga
R.P.M.	3500	3500	3450
FLUJO (GPM)	575	575	525
N.P.S.H (Ft)	987	987	987
GIRO	CCW	CCW	CCW

TABLA 13. Bombas estación auxiliar Cantimplora

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	United	United	United
TIPO	Centrifuga	Centrifuga	Centrifuga
R.P.M.	3500	3500	3500
FLUJO (GPM)	1220	1220	1220
N.P.S.H (Ft)	987	987	987
GIRO	CCW	CCW	CCW

TABLA 14. Bombas estación auxiliar Carare

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2	UNIDAD # 3
MARCA	United	United	United
TIPO	Centrifuga	Centrifuga	Centrifuga
R.P.M.	3500	3500	3450
FLUJO (GPM)	1220	1220	1220
N.P.S.H (Ft)	987	987	987
GIRO	CCW	CCW	CCW

TABLA 15. Bombas estación terminal El Sauce

CARACTERISTICAS	UNIDAD # 1	UNIDAD # 2
MARCA	Worthington	Ingersoll Rand
TIPO	Centrifuga	Centrifuga
R.P.M.	3600	3570
FLUJO (GPM)	1460	1750
N.P.S.H (Ft)	495	310
GIRO	CCW	CCW

### 3.3.2 Estado Actual de la línea

En términos generales, la línea se encuentra por tramos de 12 y 14 pulgadas de diámetro externo según el último cambio de tubería, así:

TABLA 16. Estado actual de la línea según su diámetro externo

DIMENSIÓN	METROS	KILÓMETROS	PORCENTAJE
14" O.D.	61.641	61,64	32,61 %
12-3/4" O.D.	127.359	127,36	67,39 %
TOTAL	189.000	189	100 %

La tubería tiene valores de espesor de pared que varían de 0,281" para la que tiene diámetro externo de 12-3/4 "hasta 0,344" para la de 14" de diámetro externo.

En cuanto a la descripción física del oleoducto o la línea en sí se pueden hacer una serie de observaciones, entre ellas que no existe sistema de protección catódica, se encuentran tramos de tubería por fuera de los marcos H y de los bloques (tubería en el piso), el estado del recubrimiento externo (pintura, esmalte) es malo en general por lo cual se presenta pitting o corrosión localizada, se aprecian varios abscisados o mediciones respecto a la longitud del oleoducto y no se usa el sistema de limpieza de la línea con raspatubos (comúnmente llamado marrano) teniéndolo disponible.

El mantenimiento de la línea es imprescindible, ya que puede sobre presionarse o presentar una rotura por fatiga del material, lo cual implicaría una parada de la operación y muy seguramente un gran impacto económico

y ambiental. Para el control de las presiones de la línea se lleva un continuo registro a través de las estaciones procurando siempre trabajar dentro de los márgenes de operación del sistema; así si se requiere un aumento o una disminución de presión en cierta estación, se manejan las unidades de bombeo aumentando o disminuyendo las R.P.M. que gradúan el flujo de las bombas y con la tasa de flujo se varía presión.

Las estaciones poseen también un mecanismo de reflujo o By-Pass, que consiste en un juego de válvulas que hacen una recirculación de fluidos en las unidades de bombeo para alivio de presión del sistema o para controlar una determinada tasa de bombeo.

Figura 8. Inicio del oleoducto Velásquez – galán (Estación Velásquez – 26)



Figura 9. Sistema de By-Pass de la estación Velásquez – 26



#### 4. PROCESO DE CONTROL DE CRUDOS

El crudo que se transporta a través del oleoducto debe ser sometido a pruebas y análisis en forma oportuna y continua por tratarse de un producto que debe cumplir con determinados parámetros de calidad, para lo cual OMIMEX cuenta con dos laboratorios en el oleoducto ubicados en las estaciones Velásquez – 26 y El Sauce; con éstos se controlan los crudos que se despachan desde la estación principal y los que se reciben en la estación terminal.

El proceso en forma sintetizada que se maneja para el análisis y control de crudos se puede resumir a través de los siguientes puntos.

**4.1 Parámetros de Calidad:** Los principales parámetros que se deben controlar en un crudo son el contenido de sal y el BS&W (agua y sólidos disueltos), éste último muchas veces es confundido con el contenido de Agua por lo cual se deben tener muy claros los conceptos y sus diferencias.

Los límites de valores para estos parámetros en el crudo son:

- ◆ Contenido de Sal = 20 Lb Sal / MBbls de Crudo
- ◆ BS&W = 0,5 % (Volumen)

Los valores dados como límite son los que vienen reglamentados por la Refinería de Barrancabermeja, ya que ésta es la encargada de la recepción, comercialización y procesamiento del crudo transportado a través del oleoducto.

Es en la refinería donde se practican los últimos análisis a los crudos para saber cuáles se encuentran fuera de las especificaciones de calidad.

**4.2 Toma de muestras de crudo:** Para hablar de toma de muestras se debe primero diferenciar entre varios tipos de ellas y así establecer que métodos se usan al tomarlas.

Existen tres tipos de muestras que son tomadas para su análisis en el laboratorio de la estación principal de bombeo las cuales son:

1) MUESTRA OFICIAL: Es la muestra tomada en el momento de la transferencia de custodias y es utilizada para la determinación en el laboratorio de los valores correspondientes para esa transferencia.

2) MUESTRA REPRESENTATIVA: Es la muestra que representa una pequeña porción del volumen total con sus propiedades características, con una precisión igual o mejor que la del método de laboratorio por medio del cual se analiza la muestra.

3) MUESTRA PUNTUAL: Se obtiene en una posición específica del tanque o en la tubería en un momento determinado durante la operación de bombeo

Las diferentes muestras que se hacen del petróleo y sus productos, las cuales se examinan con variados métodos de ensayo para determinar las características físicas y químicas, deben ser representativas porque a menudo se utilizan para la transferencia de custodia y la determinación de los precios.

La toma de muestras en un tanque es un método de muestreo bastante útil, pero si el contenido del tanque no es homogéneo desde su tope hasta su fondo se recomienda un procedimiento de muestreo automático; las muestras tomadas del tanque son representativas si el crudo contenido en dicho tanque tiene características homogéneas, esta situación raramente se cumple en la práctica, sin embargo una muestra se considera aceptable si cumple que: el tanque contiene un componente pesado (agua) claramente separado, el tanque esta equipado con una tubería de succión flexible o con una sección de represamiento en su canal de salida (evitando cualquier salida de componente pesado), las muestras se toman en un tanque de manera que no contengan ningún componente pesado.

En el muestreo es necesario tener cuidado y un apropiado criterio con el propósito de garantizar que las muestras obtenidas representen las características generales y condiciones promedio del crudo.

**4.3 Análisis de la muestra:** A nivel del Laboratorio de la estación principal de bombeo Velásquez –26 se determinan los parámetros de calidad de los crudos que se manejan en el oleoducto.

Una de las pruebas importantes es la determinación del contenido de agua de una muestra, para lo cual se cuenta con un titulador METTLER TOLEDO

DL 31 que es un instrumento de análisis controlado por micro procesadores con una balanza electrónica y una impresora para el registro de los resultados.

Este titulador determina humedad según el método Karl – Fischer de forma rápida, confiable y simple. La titulación de Karl – Fischer ha sido el método más usado a nivel mundial para la determinación de contenido de agua, esta basado en una reacción química con el agua en donde ésta es valorada directamente sin depender del estado de agregación, del tipo de muestra o presencia de materias volátiles.

La certificación del procedimiento viene dada por el método de ensayo estándar para determinar agua en crudos por titulación potenciométrica Karl – Fischer, norma ASTM D 4377.

Otro análisis importante es la determinación de la sal en el crudo, para esta prueba el laboratorio cuenta con un SALINOMETRO O DETERMINADOR ELECTROMETRICO DE SAL, el cual utiliza un método que se basa en la conductividad de una solución de crudo en un solvente polar cuando se somete a carga eléctrica alterna. La muestra se disuelve en un solvente mezclado y se coloca en una celda de prueba que consta de un vaso y dos placas de acero inoxidable en paralelo, en las placas se aplican un voltaje alterno y el flujo de corriente resultante es observado en un miliamperímetro.

El contenido de sal se obtiene tomando como referencia una curva de calibración de corriente vs. Contenido de sal de mezclas conocidas. Este método se usa para determinar el contenido de sal en crudos, cuyo conocimiento es importante para decidir el desalado del crudo, ya que contenidos de sal excesivos producen altas velocidades de corrosión en las unidades de refinación.

La certificación del procedimiento viene dada por el método de ensayo electrométrico estándar para determinar contenido de sal en crudos, según la norma ASTM D 3230.

Adicional a estas pruebas que miden la calidad del crudo, en el laboratorio se analiza la gravedad API, lo cual se hace con un HIDRÓMETRO introduciendo la muestra de crudo en una bureta adecuada y por flotación del instrumento se registra el valor. Las gravedades son determinadas a diversas temperaturas y se convierten a valores a 60°F por medio de las tabas estándar.

La certificación de este procedimiento viene dada por el método de ensayo estándar para gravedad API de petróleo crudo y productos del petróleo por Hidrómetro, según la norma ASTM D 287.

## **5. ANALISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES DEL OLEODUCTO**

Luego de observar la situación actual del oleoducto Velásquez – Galán, a través de este trabajo, se pueden detectar las principales fallas en la operación tanto en la parte de infraestructura como en la de procesos y procedimientos.

Los factores operacionales a considerar van desde simples fallas de coordinación en una operación de bombeo, las cuales pueden llevar a un sobre-presionamiento del oleoducto en sectores débiles de la línea o en las unidades de bombeo de las estaciones, hasta errores de manejo de bombeo y análisis de presión relacionados con problemas de conflicto obrero-patronal, falta de capacitación o fallas en el sistema de salud ocupacional.

Un punto importante a considerar en el oleoducto Velásquez – Galán es el hecho de que unos tramos son de 12” de diámetro externo y otros son de 14”, lo cual contribuye en buena parte a problemas relacionados con el manejo de presiones diferenciales a lo largo del sistema. Se está ejecutando actualmente un programa de reemplazo de sectores críticos del oleoducto y tramos de 12” a 14” que obligará a la revisión de los escenarios de riesgo, una vez concluido. Existen también factores de amenaza debidos a fallas en mantenimiento, y más considerando el tiempo de servicio del oleoducto, así se pueden apreciar tramos donde la línea se ha desplazado con respecto a los marcos “H”, marcos defectuosos o sin aislamiento de contacto con el tubo, pérdida de recubrimiento, goteo en instalaciones de las estaciones, corrosión, falta de mantenimiento del derecho de vía y válvulas inoperables, entre otras.

## **5.1 EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LA LÍNEA**

Para facilitar el análisis de los problemas que tiene todo el oleoducto en su operación, es conveniente dividir su estudio en secciones principales como son: el estado de la línea, las estaciones de bombeo, procesos y procedimientos.

La metodología planteada en este trabajo incluye la plena identificación de los problemas o fallas y asimismo generar las posibles soluciones.

En esta primera parte se evaluará el estado actual de la línea.

**5.1.1 Identificación de problemas:** Adicional a las observaciones realizadas en el numeral 5 (análisis de los principales problemas operacionales del oleoducto) y apoyados también por el estudio técnico realizado por KOMEXCOL en el año 2002<sup>9</sup> se puede establecer que a lo largo del oleoducto se refleja la ausencia de un sistema de protección catódica y el mal estado o carencia en algunos tramos de recubrimiento

externo anticorrosión con altos niveles de riesgo de pitting. También se aprecia un gran número de abolladuras a lo largo del recorrido, marcos “H” en mal estado o la tubería fuera de estos. Los cambios de diámetro (12” – 14” – 12”) en las juntas de reducción de presión de flujo aumentan la fricción en la tubería, haciendo crítica la necesidad de protección catódica.

No se aplica un sistema activo de mantenimiento interno del oleoducto por medio de raspadores, ni una frecuencia adecuada de limpieza del derecho de vía, por lo cual el acceso a ciertos tramos y a algunas válvulas puede ser muy limitado en caso de una emergencia.

Existen válvulas localizadas en casetas que no cuentan con un adecuado sistema de protección, pudiendo ser manipuladas por personas externas a la operación, generando eventuales problemas durante operaciones de bombeo.

Es de suma preocupación para la empresa encontrarse en el foco de una zona de alto riesgo para sus operaciones, ya que sufre continuamente de robos y pérdidas ocasionadas por grupos al margen de la ley, que traen como consecuencia un deterioro adicional de la línea por la colocación de válvulas ilícitas; y ante lo cual sólo se puede proceder a instaurar las respectivas denuncias ante las autoridades competentes.

Como se puede apreciar las fallas del oleoducto abarcan múltiples aspectos; así que para destacar un nivel de riesgo más puntual de acuerdo al estado actual del oleoducto se tiene el siguiente cuadro:

TABLA 17. Principales riesgos de la línea en toda su extensión.

UBICACIÓN	ESCENARIO
13 + 300	Riesgo combinado por presencia de válvulas, área de potencial inundación con desplazamiento de tubería, formación de lagunas y actividad ganadera.
43 + 850	Presencia de erosión con socavamiento, riesgo de inundación con desplazamiento, actividad ganadera.
52 + 425	Líneas paralelas cercanas, erosión, riesgo de inundación con desplazamiento, cruce aéreo, actividad ganadera.
64 + 684	Presenta erosión y socavamiento, riesgo de inundación con desplazamiento, cruce aéreo, actividad ganadera.
72 + 052	Línea de Ecopetrol paralela, presencia de torres de energía, erosión y socavamiento, riesgo de inundación con desplazamiento, cruce aéreo y actividad ganadera.
133 + 295	Área inundable colindante con Ciénaga Chucurí, cercanía con Río Magdalena, riesgo de inundación sin desplazamiento, dificultad de acceso al área, zona de quema de pastos.
160 + 161	Riesgo por presencia de válvulas, alto riesgo de avenida torrencial o inundación con desplazamiento.
170 + 285	Bajo inundable, dificultades de acceso, zona urbana.
177 + 463	Zona urbana, cercanía de línea de Ecopetrol, cercanía de línea de acueducto de Barrancabermeja.
181 + 862	Bajos inundables, zona urbana, riesgo de inundación sin desplazamiento.
183 a 187	Sin determinación específica de abscisas, tramo enterrado y pasa bajo asentamientos urbanos construidos posteriormente a la existencia del oleoducto, riesgo crítico relacionado con actividades de excavación – construcción de instalaciones de acueducto, alcantarillado, redes telefónicas, cimentación, etc.

A partir de este análisis, se puede verificar que los kilómetros con mayor nivel de riesgo son los comprendidos entre los kilómetros 170 a 187 por presentar una combinación de bajos inundables, zonas urbanas con problemas de orden público y un notable crecimiento poblacional.

**5.1.2 Planteamiento de soluciones<sup>10</sup>:** Actualmente el oleoducto se encuentra en un 60 % con tramos de línea de 12” de diámetro y el 40 % restante en 14” aproximadamente. Dentro de los proyectos a largo plazo debe contemplarse el reemplazo total de los tramos de 12” a 14” para hacer la operación más eficiente, considerando la creciente demanda de transporte de crudo.

En el cronograma de proyectos de la empresa para el año 2004 se tiene previsto un cambio de tubería de 12” a 14” cerca de la estación cantimplora de diez (10) Kilómetros para mejorar las condiciones de presión en la descarga y asegurar una operación mas segura y confiable.

Así se puede establecer que con las condiciones actuales se debe:

- Realizar una inspección total de la línea para evaluar el estado real en el que se encuentra la tubería actualmente, dicha inspección debe incluir toma de espesores por lo menos cada 100 mts, registro fotográfico, identificación de los principales problemas (fisuras , análisis de corrosión, estado de los recubrimientos, etc.), levantamiento topográfico mediante sistema GPS (Global Position System), homogenizar el abscizado del oleoducto para evitar confusiones y tener los datos exactos de la longitud de la línea con la ubicación de estaciones, válvulas, cambios de espesor, y demás.
- Verificar el estado del recubrimiento general de la línea, enfatizando las zonas que presentan un alto riesgo de corrosión (bajos inundables, caños).
- Evitar dejar la tubería suspendida en el aire o sobre el piso, para lo cual se requiere colocar marcos “H” para sostener la línea.

- Hacer el cambio gradual de la tubería para en un futuro tener un espesor homogéneo de la línea (14”).
- Implementar un programa de limpieza de la tubería mediante el sistema de raspadores, ya que no se tienen registros de dicha operación desde la adquisición del oleoducto por la empresa, y con los actuales programas de raspadores no solo se realiza mantenimiento preventivo sino predictivo, ya que se pueden detectar anomalías como pitting, fisuras o polillas, restricciones de flujo, etc.
- Para mejorar las condiciones de trabajo de la línea debe implementarse un sistema de protección contra la corrosión aparte del recubrimiento externo que debe llevar la tubería.
- Se debe implementar un programa más agresivo para la detección de válvulas ilícitas con el fin de disminuir las pérdidas de crudo por robo. Para esto se requiere el apoyo de las fuerzas militares a través de recorridos por la línea en los sitios de difícil acceso y de campañas que estimulen a la ciudadanía a informar sobre irregularidades o actos sospechosos.
- Difundir e implementar el Plan de Contingencia del Oleoducto Velásquez – Galán (PCOVG), para tener claridad con los procedimientos que se deben llevar a cabo en caso de una emergencia ambiental (derrame de hidrocarburo por polilla en la línea), el manual con los procedimientos fue realizado por la firma KOMEXCOL en Abril de 2002.

**5.1.3 Perfil Hidráulico:** En estos momentos no existe un perfil hidráulico actualizado, pues no se encuentra la información completa para realizarlo y se viene trabajando con el obtenido por la empresa GESYTEC LTDA en el estudio hecho por esta empresa en el año 2001, claro esta se deben considerar las reformas hechas al oleoducto desde entonces.

Para tener un mayor control de la operación en el oleoducto es imprescindible contar con el perfil hidráulico, pues es en últimas el que determina el rango de presión de operación del oleoducto y sus estaciones.

Es por esto que es tan importante hacer el recorrido recomendado, ya que de ahí se recopila la información actualizada y real de la línea.

El perfil hidráulico obtenido por Gesytec presenta además de la curva de presión de operación o de resistencia de la tubería, el perfil de diámetros, de pérdidas y el perfil altimétrico del oleoducto (**ANEXO A**).

## **5.2 EVALUACIÓN DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO**

En cuanto a las estaciones de bombeo se puede hacer una relación de fallas y problemas y un planteamiento de soluciones, tal como se hizo con la línea.

**5.2.1 Identificación de fallas y problemas:** Dentro de los problemas más críticos que presentan las estaciones de bombeo se encuentra la carencia de unidades de bombeo de respaldo para la operación, ya que en caso de que una falle, otra se debe encontrar disponible para no tener que disminuir la tasa de bombeo. Para la terminación de este informe sólo la estación principal de bombeo Velásquez – 26 contaba con tres unidades de bombeo disponibles para la operación y el resto de estaciones desde Zambito hasta Carare trabajaban con dos unidades careciendo de una tercera disponible o en stand-by, esta situación obligaba a que en caso de una falla en cualquier unidad de las estaciones intermedias se regulara bombeo disminuyendo la tasa de bombeo por hora hasta solucionar el problema. Muchas veces se requería traslado de personal y repuestos de una estación a otra para solucionar el inconveniente lo cual repercutía en un aumento de costos de mantenimiento correctivo y pérdidas económicas en el transporte de crudo.

Otro problema grave es la antigüedad y condiciones de uso de las unidades de bombeo. Los motores, por ejemplo, trabajan continuamente y muchas veces se encuentran repuestos no originales debido a su difícil adquisición causando una pérdida de potencia y un aumento en el consumo de combustible. Las bombas por su parte ya han perdido su eficiencia debido a que trabajan tiempo completo y presentan fallas en los sellos y fugas frecuentes. Y los incrementadores muchas veces son de difícil alineación cada vez que presentan algún problema y es necesario desmontarlos. Por todo esto es imposible encontrar unidades de bombeo que funcionen bajo las recomendaciones técnicas de los fabricantes.

No se encuentran planos del oleoducto y sus estaciones con descripción de líneas, especificaciones técnicas, referencias de tubería enterrada, esquemas de válvulas de control, etc., ya que los planos disponibles no tienen la información suficiente por ser muy antiguos. Esta información es muy importante para el diseño de proyectos en pos de mejorar la eficiencia de bombeo. En la estación principal se está trabajando para incluir una bomba de tornillo como respaldo para la operación y se hace imperioso contar con la información adecuada en corto tiempo.

En la parte de automatización y control se reflejan grandes deficiencias, ya que todo el proceso se controla prácticamente de forma manual. Los tanques de almacenamiento de las estaciones principal y terminal cuentan con un sistema de flotación mecánico (Varec) y la cinta métrica para el control de nivel, le corresponde entonces a un operador verificar en el tanque la lectura del Varec o la medida de la cinta y luego realizar el aforo para controlar el nivel de cada tanque (en el caso de la estación principal esta tarea llega a ser muy dispendiosa por el número de tanques y el manejo de válvulas). Las válvulas de estos tanques (entrada de crudo, salida de crudo y drenaje) se controlan manualmente por ser de espiga y no tienen ninguna válvula de control adicional o un sistema de aplicación para emergencias.

La sala de máquinas donde se encuentran las unidades de bombeo posee un sistema neumático que se maneja desde la sala de control de cada estación, existen también algunas señales electrónicas que accionan alarmas en caso de presentarse una falla en la operación de las unidades. Todo este sistema de control data de la construcción del oleoducto y ha sido reformado muy poco de acuerdo a las necesidades de la operación. Las señales llegan a un panel de instrumentación y es labor de un operador vigilar constantemente el desempeño de las unidades, pero el control real desde allí se limita al manejo de presión de bombeo (aumentando o disminuyendo las revoluciones por minuto R.P.M. de trabajo de la bomba hidráulica de cada unidad lo que aumenta o disminuye la presión de descarga respectivamente).

El encendido y apagado de los motores y las bombas es totalmente manual, lo cual hace necesaria la presencia de un operador que vigile permanentemente el comportamiento de las unidades de bombeo desde el panel de la sala de control y que en caso de presentarse algún problema o falla, proceda a desplazarse hasta la sala de máquinas para solucionarlo.

La línea como tal no posee ningún dispositivo de instrumentación, señalización o control y en caso de alguna emergencia grave (rotura del oleoducto por ejemplo) se tendría que analizar el reporte de presión de las estaciones para ubicar el tramo de la posible emergencia y realizar un recorrido para identificar el sitio exacto, lo cual implica un gasto de tiempo y dinero no presupuestado.

De otra parte el enlace de información entre las estaciones se hace por vía radiofónica, es así, como cada hora los operadores de todas las estaciones reportan a la estación principal sus condiciones de operación (presión de succión y descarga) y se controlan desde ésta los movimientos para las condiciones requeridas de acuerdo a la tasa de bombeo deseada. En caso de perder la comunicación entre las estaciones se debe parar

inmediatamente y por completo la operación de bombeo, ya que no hay otra forma de controlar las presiones de manejo del oleoducto y no existe una alternativa de comunicación entre estaciones en caso de emergencias, lo cual evidencia un constante riesgo en el desarrollo de las actividades diarias.

Otro inconveniente es el acceso a las estaciones, ya que por su ubicación entre zonas rurales que muchas veces implica alejarse de vías pavimentadas y el uso de trochas y caminos en malas condiciones, dificulta el suministro de combustible para los motores de las unidades de bombeo o el trabajo del supervisor del oleoducto, quien tiene que realizar visitas continuas a las estaciones verificando la correcta operación de las mismas y estar pendiente del suministro de aceite lubricante, combustible, agua potable y dotación de los operadores.

Por otra parte, se evidencia la falta de personal para el correcto funcionamiento operacional, esto se refleja en el recargo de labores para determinados empleados y en los múltiples problemas que surgen día a día y que se podrían evitar teniendo el personal adecuado y suficiente en labores de mantenimiento.

**5.2.2 Planteamiento de soluciones:** Considerando la gravedad de las fallas y problemas anteriormente vistos se puede establecer una lista de soluciones, pero es de vital importancia que la empresa empiece a desarrollar un programa para atender las necesidades del oleoducto y sus estaciones de acuerdo a la capacidad de inversión.

Dentro de las sugerencias más relevantes cabe destacar:

➤ Se debe disponer de tres (3) unidades de bombeo para cada estación, lo cual implica reparar una en la estación principal y terminar los montajes de las unidades pendientes en las estaciones auxiliares Zambito y Carare. En este punto se reconoce la visión de la empresa ya que para este año se

adquirieron cuatro unidades nuevas distribuidas así: una unidad para Velásquez – 26 con una bomba de tornillo y las tres unidades restantes con bombas centrifugas de a una para cada estación auxiliar. La estación terminal es la única que permanece trabajando con dos unidades.

- Realizar una reevaluación técnica para encontrar los puntos óptimos de funcionamiento de las unidades de bombeo, para lo cual se requiere establecer las curvas de eficiencia de las bombas y las pérdidas de potencia de los motores bajo las condiciones actuales. Para las unidades nuevas se deben usar solo repuestos originales y así contar con la garantía de los fabricantes.
- Elaborar el paquete completo y actualizado de los planos de las estaciones del oleoducto con la ingeniería de detalle requerida, para esto se puede hacer uso de software especializado como Autocad, complementando esto con el uso de simuladores de proceso tal como Hysis.
- Implementar un sistema de automatización y control en las estaciones acorde a las necesidades del oleoducto. Actualmente existen empresas que ofrecen este servicio junto con el soporte técnico y la capacitación del personal, mediante la utilización de sistemas avanzados como Scada, Interab, etc. Con esto, además de lograr un mejor control de la operación se evitaría llevar datos manualmente en planillas y hojas (como única opción y como se ha venido haciendo hasta la fecha), ya que se tendría la información organizada en bases de datos y hojas de cálculo.
- Buscar una alternativa económicamente viable de comunicación entre estaciones que reemplace a los radios base en caso de que fallen y no perder control sobre el bombeo. Para lo cual se pueden contemplar opciones como teléfonos fijos, teléfonos celulares, sistema avantel, etc.

- Ya que la empresa cuenta con el equipo y la maquinaria, diseñar un programa de arreglo y mantenimiento de vías de acceso a las estaciones, de tal manera que no haya problemas para el ingreso en las épocas de invierno que son las que presentan mayor dificultad.
- Hacer un estudio de requisición de personal con el fin de mantener el sano equilibrio entre labores y empleados, conservando el criterio de profesionalismo e idoneidad para los cargos, evitando sobrecargas de trabajo para algunos y falta de especificación de funciones para otros. Se sugiere mantener disponible una cuadrilla de mantenimiento para las estaciones que tenga un mecánico, un electricista y un instrumentista. Y un profesional que se desempeñe en el área de control de calidad en la parte de laboratorio, con lo cual se garantizaría el cumplimiento de los parámetros de calidad para transporte y comercialización de crudo.

## **6 PRINCIPALES FALLAS EN PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS DEL OLEODUCTO**

Dentro de lo que enmarca la operación del oleoducto en lo que respecta a procesos y procedimientos, se reflejan unas grandes deficiencias que requieren de mucha planeación y trabajo para superarlas.

Estas fallas se pueden agrupar a su vez en dos puntos estratégicos: la operación de bombeo y el muestreo y análisis.

### **6.1 OPERACIÓN DE BOMBEO**

El análisis de los principales problemas que se presentan en este aspecto se tratará en forma general en cuanto a procedimientos y procesos; es decir, no se hará diferencia entre espacios físicos como estaciones, líneas, etc.

**6.1.1 Identificación de problemas:** Se pueden detectar una serie de problemas graves en lo que concierne a la operación de bombeo, dentro de las cuales cabe destacar que no existen guías de procedimientos en actividades de vital importancia para la operación como son: cómo parar bombeo, cómo reiniciar bombeo, cómo regular bombeo, cómo meter y sacar de línea unidades de bombeo en las estaciones, cómo fiscalizar la producción de un tanque, etc. Todos estos procedimientos se deben tener registrados por pasos para libre acceso a todo el personal involucrado en la operación.

También se hace evidente la falta de capacitación continua al personal descuidando la parte de desarrollo profesional de los empleados. En este punto cabe anotar que la falla es bilateral, por un lado se evidencia la falta de iniciativa de los empleados para presentar propuestas y por el otro el poco interés de la empresa para el desarrollo de programas de capacitación.

Otro punto para considerar es la falta de campañas informativas de seguridad industrial, esto se refleja en que son muy pocos los operadores capacitados para el manejo del sistema contra incendios o los que sepan qué debe hacerse en caso de presentarse una emergencia grave. Este problema abarca desde el uso de los implementos de protección personal (casco, guantes, gafas, y demás) hasta saber cómo reaccionar en caso de un accidente.

No existe un programa de inducción para el personal nuevo que especifique funciones, defina responsabilidades y que oriente hacia el manejo del perfil del empleado para mejorar su rendimiento. El período de entrenamiento del personal que es contratado por primera vez está a cargo de los empleados con mayor experiencia y se hace mediante el seguimiento de la rutina de trabajo, por lo tanto es complicado conocer de antemano las aptitudes requeridas para entrar a ocupar ciertos cargos. Al analizar este punto en

forma más detallada se observa un riesgo potencial muy alto, ya que para ciertas actividades se requiere de personal calificado y ojalá con experiencia lo cual es complicado de controlar sin tener un marco de referencia que relacione cargos – funciones – requisitos.

No se promueven actividades que fortalezcan los lazos de compromiso entre la empresa y los empleados tales como: jornadas de salud (diferentes a las de vacunación) con cobertura familiar, espacios de integración (social, deportiva, etc), seminarios o charlas sobre temas que ayuden al crecimiento personal, como por ejemplo: la familia, auto motivación, aprovechamiento del tiempo, liderazgo, relaciones interpersonales, entre otros.

A nivel operacional no existe un lineamiento para el manejo de un programa de bombeo flexible con seguimiento de metas y rango de pérdidas, considerando la capacidad real del oleoducto; no se han realizado estudios de corrosión de líneas y equipos por lo tanto no se puede establecer una presión óptima de bombeo, no se ha actualizado el factor de pérdidas de crudo en el transporte por efecto de la temperatura (expansión térmica).

**6.1.2 Planteamiento de soluciones:** Para darle solución a los problemas planteados debe contarse con un equipo interdisciplinario que establezca prioridades y asimismo organice un cronograma para cumplir objetivos de acuerdo a los problemas ya vistos. Dentro de las opciones para cumplir con dicho cronograma se pueden proponer ciertos parámetros como:

- Diseñar los manuales de procedimientos para todas las actividades que así lo requieran, enfatizando en procedimientos rápidos que deban realizarse en caso de emergencia (parar bombeo), cuidando de tenerlos en un lugar de fácil acceso para el personal involucrado en la operación. Estos manuales deben ser compatibles con los exigidos por normas de calidad (contec y especificar paso a paso y en su respectivo orden las acciones a

seguir para cumplir con el procedimiento dado. Además de la realización de los manuales y de su disponibilidad se debe instruir a todos los empleados para su correcto uso.

➤ Impulsar y avalar la capacitación al personal abriendo espacios participativos donde el empleado tenga la oportunidad de solicitar cursos y capacitaciones relacionados directamente con su labor y que se refleje con la aplicación del conocimiento obtenido. A su vez la empresa debe avanzar aprovechando el recurso humano brindándole la oportunidad de crecer y desarrollarse a nivel profesional, para lo cual hay que concientizarse de que todo lo que se promueva para mejorar las actividades laborales es una inversión para la empresa.

➤ Fomentar las campañas de formación e instrucción en materia de seguridad industrial y salud ocupacional, todo esto se verá reflejado en el futuro con operaciones más seguras y por ende con la disminución de accidentes y riesgos potenciales. Actualmente se vienen realizando charlas informativas sobre primeros auxilios, picaduras de serpientes, nutrición, etc., a cargo del departamento médico del Campo Velásquez, lo cual representa un primer avance de lo que se debe implementar.

➤ En cuanto a la parte operacional se requiere el diseño de un programa de bombeo que considere todas las variables que afectan el transporte de crudo a través del oleoducto como son: presión de trabajo de acuerdo al estado de la línea y las estaciones (para lo cual se tiene que hacer un estudio a fondo), manejo de la tasa de bombeo por hora, distribución diaria de los diversos crudos que son manejados, relación de bombeo ideal, pérdidas de crudo por efecto de la temperatura (al respecto se elaboró un programa en Excel para reevaluar el factor de pérdidas de crudo por este concepto, **ANEXO B**), restricciones de flujo de acuerdo a condiciones externas, entre otras.

- Para mejorar el ambiente interno de trabajo le corresponde a la empresa promover integraciones, brigadas de salud y demás, dando lugar a actividades de sano esparcimiento para los empleados haciendo partícipes a sus familias con el fin de mejorar las relaciones entre todos y estrechar los vínculos de unión entre la empresa y los empleados.
  
- Conviene romper también el esquema de jefe – subalterno y crear una relación líder – equipo con mayor participación de los empleados para favorecer la optimización de recursos con sugerencias e ideas de los directamente involucrados con la operación. Esto se puede lograr a través de un proceso participativo donde el empleado tenga la posibilidad de aportar y sugerir sobre las decisiones de las operaciones diarias, fortaleciendo el sentido de pertenencia hacia la empresa.
  
- Se hace imperiosa la necesidad de definir los perfiles del personal que se requiere para todos los cargos, desde ingenieros hasta operadores, asignando las funciones, sus alcances, las responsabilidades que se asumen, los objetivos propuestos y los requisitos (estudio y/o experiencia) que se determinan para cada cargo.

## **6.2 CALIDAD DE CRUDO**

En este aspecto, que es de vital importancia, existe una amplia gama de problemas y falencias en la parte de procesos y procedimientos, sobre todo en las áreas de muestreo y análisis de crudo

**6.2.1 Identificación de problemas:** Dentro de las fallas más evidentes sobresalen: la carencia de procedimientos para toma de muestras representativas de crudo, la falta de estandarización de procesos tales como manipulación de muestras para análisis, disposición de rótulos para manejo de muestras (especificando tipo de muestra, fecha, campo, origen de la muestra, etc.), condiciones para análisis de contramuestra, y demás.

Otro punto crítico es la falta de capacitación especial y la ausencia de procedimientos para el manejo de equipos de laboratorio llegando a exponer la integridad física de los aparatos; para el caso del análisis de BSW de una muestra de crudo se emplea un equipo costoso (Mettler Toledo) que funciona mediante titulación química para valorar el contenido de humedad en una muestra, por lo tanto es bastante sensible y delicado en su manipulación.

El control de calidad debe ser más riguroso, pues actualmente se limita a analizar el crudo que va a ser transportado por el oleoducto, y aunque existe un cronograma para toma de muestras de campo para seguimiento de calidades, pocas veces se cumple por falta de transporte o tiempo. Para tener un mejor control al respecto ya se recomendó emplear una persona idónea que se encargue de todo el proceso y así lograr una calidad dentro de los parámetros exigidos, llevando el control tanto en campo como en el oleoducto.

No se tiene el formato de documento que certifique el cumplimiento de los parámetros de calidad de los diversos crudos que se manejan, así un crudo que no cumpla con estos requisitos debe tener de respaldo un formato de no conformidad indicando resultados de los análisis, fecha de la muestra, origen (campo), etc.

No existen archivos debidamente organizados de resultados de análisis por tipo de crudo, hojas de vida de los instrumentos o equipos de laboratorio, balances mensuales de recibo de crudo, fiscalizaciones de tanques, etc.

En la parte del laboratorio no se tienen actualizadas las hojas de toxicidad de las sustancias químicas que se usan, ni las instrucciones a seguir en caso de presentarse algún accidente con un reactivo, además de esto son muy pocos los operadores que manipulan dichas sustancias con las normas de seguridad exigidas (aquí se nota la falta de presencia del departamento de

seguridad industrial) presentando un alto riesgo al manejar reactivos en extremo peligrosos.

Para la mezcla de alcoholes, por ejemplo, necesaria para determinar el contenido de sal de una muestra de crudo, se debe usar metanol que es un agente cancerígeno y puede ocasionar además lesiones en la piel, los ojos y las vías respiratorias, y en la mayoría de ocasiones los operadores trabajan este reactivo sin mascarilla, guantes, ni otro tipo de protección.

Otra falla importante es la falta de estandarización de procesos en los laboratorios de la empresa; ya que se cuentan en el oleoducto con dos laboratorios, ubicados en las estaciones principal y terminal, y en los campos que se manejan en asociación con ECOPETROL con tres, correspondientes a los campos Teca, Jazmín y Cocorna, para un total de cinco laboratorios en los que se practican las mismas pruebas y los resultados son diferentes en la mayoría de las ocasiones, es decir se tienen problemas de confiabilidad de los resultados por la no garantía de la reproducibilidad y repetibilidad de los análisis.

**6.2.2 Planteamiento de soluciones:** Resolver toda esta serie de problemas implica seguir recomendaciones importantes como:

➤ Primero que todo se debe buscar la asesoría de personas que se especialicen en el diseño de formatos y procedimientos para laboratorio. Con esto se garantiza tener al día los procedimientos de toma de muestras, análisis, rótulos de identificación de muestras, etc.

Al finalizar esta practica se contrato un profesional en ingeniería ambiental asignado al área de análisis y cuya función principal consistía en poner a punto el laboratorio cubriendo áreas que van desde la adecuación física del misma hasta el diseño de los formatos y manuales que se requieren para lograr la certificación de ECOPETROL según las normas ISO 9000.

➤ Diseñar un programa de capacitación para el manejo de todos los equipos de laboratorio, incluyendo la elaboración de los manuales de operación y la posibilidad de información y/o soporte técnico de la empresa que distribuye los aparatos, esta capacitación debe ser dirigida a todo el personal involucrado con el laboratorio, es decir, a todos aquellos que realicen análisis de muestras y control de calidad de las mismas.

➤ Se debe establecer un cronograma de seguimiento para muestras de crudo de los diversos campos que utilizan el oleoducto, esto con el fin de garantizar el cumplimiento de las normas de calidad desde el tratamiento en las baterías y no esperar a tener el crudo por fuera de las normas de calidad ya circulando por la línea. Aprovechando la labor que se viene realizando se tiene ya un modelo de formato de no conformidad para recibo de crudo por fuera de especificaciones, el cual será implementado como uno de los pasos iniciales del proceso de gestión de calidad propuesto por la empresa.

➤ Uno de los problemas críticos de la parte de muestro y laboratorio es la falta de archivos organizados; para solucionar esto se debe disponer de un computador para guardar la mayor información posible, tal como: estadísticas de los resultados de los análisis de los diversos tipos de crudo, fiscalizaciones de los tanques, balances mensuales de recibo de crudo, actas e recibo y entrega de crudo de acuerdo a las empresas operadoras de los campos (aquí se incluyen los crudos recibidos por carro tanques), etc.

Por otro lado se deben registrar las hojas de vida de los equipos de laboratorio y todos los controles que se requieren para calidad de crudos en archivos con carpetas plásticas tipo A-Z, donde se tengan copias físicas de los diversos tipos de formatos que se manejan. Deben registrarse las fechas de mantenimientos de los equipos y tener todos estos archivos en lugares visibles y de fácil acceso.

- Se deben actualizar las hojas de toxicidad de los químicos usados en el laboratorio, y dejar por escrito el procedimiento a seguir en caso de presentarse algún accidente o emergencia, además de esto se deben hacer énfasis en la parte de seguridad industrial para concienciar a los empleados de los riesgos de manipular sustancias químicas sin los elementos de protección adecuados, la metodología que se recomienda es a través de charlas informáticas que incluyan fotos o videos de accidentes de este tipo, para hacer el proceso mas ilustrativo.
- Agilizar el proceso de estandarización de laboratorios, para esto se debe hacer un cuadro comparativo de los equipos y las condiciones de trabajo de todos los laboratorios, así se pueden homogenizar los reactivos del Karl Fischer y las mezclas de químicos usados en la determinación de sal y así asegurar la exactitud y precisión de los resultados obtenidos en los laboratorios, independiente de su ubicación; todo esto aprovechando la similitud en los procedimientos de análisis.

## CONCLUSIONES

- ✓ El presente trabajo no constituye una solución a todos los problemas que presenta el oleoducto; es simplemente, la elaboración de una guía para tomar en consideración ciertas recomendaciones que buscan compensar las deficiencias observadas a nivel operacional en el transcurso de la práctica, y realizar un aporte en pos de la política de aprovechamiento de recursos que viene implementando la compañía.
- ✓ Dentro de los proyectos a largo plazo debe contemplarse el reemplazo total de los tramos de 12" a 14" en toda la línea para hacer la operación más eficiente y segura, minimizando las pérdidas de eficiencia por cambios de diámetro y considerando el grave estado de deterioro que presenta la tubería de 12" en la actualidad.
- ✓ Como prioridad se debe realizar una inspección total de la línea para evaluar el estado real en el que se encuentra la tubería, con toma de espesores por lo menos cada 100 mts, registro fotográfico, identificación de los principales problemas (fisuras, análisis de corrosión, estado de los recubrimientos, etc.), levantamiento topográfico mediante sistema GPS (Global Position System).
- ✓ Para contar con la información necesaria para la elaboración del perfil hidráulico se requiere homogenizar el abscizado del oleoducto, evitando así confusiones y disponiendo de los datos exactos de la longitud de la línea con la ubicación de estaciones, válvulas, cambios de diámetro, variaciones de espesor, y demás.

- ✓ Se debe implementar un programa de limpieza interna de la tubería mediante el sistema de raspadores, garantizando de esta manera un mantenimiento preventivo y predictivo.
- ✓ Es de vital importancia difundir e implementar el Plan de Contingencia del Oleoducto Velásquez – Galán (PCOVG), para tener claridad con los procedimientos que se deben llevar a cabo en caso de una emergencia ambiental (derrame de hidrocarburo).
- ✓ Se debe disponer de tres (3) unidades de bombeo para cada estación, lo cual implica reparar una en la estación principal y terminar los montajes de las unidades pendientes en las estaciones auxiliares Zambito y Carare, garantizando así la continuidad de la operación. En este punto se reconoce la visión y gestión de la empresa ya que para este año se adquirieron cuatro unidades nuevas para tales fines.
- ✓ Es necesario implementar un sistema de automatización y control en las estaciones acorde a las necesidades del oleoducto. Actualmente existen empresas que ofrecen este servicio junto con el soporte técnico y la capacitación del personal, mediante la utilización de sistemas avanzados como Scada, Interab, etc.
- ✓ Se requiere diseñar los manuales de procedimientos para todas las actividades que así lo requieran, enfatizando en procedimientos rápidos que deban realizarse en caso de emergencia (parar bombeo), cuidando de tenerlos en un lugar de fácil acceso para el personal involucrado en la operación.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Todas estas sugerencias y recomendaciones deben ser sometidas a un análisis más detallado donde se relacione la capacidad de inversión de la empresa frente a las necesidades y objetivos planteados a nivel corporativo y a las prioridades identificadas a través de este trabajo.
- ✓ Dentro de las sugerencias más importantes, resultado del trabajo de seis meses, cabe resaltar la imperiosa necesidad de un recorrido total del oleoducto para obtener la mayor información de la línea y así poder evaluar el estado real del oleoducto, y realizar el perfil hidráulico.
- ✓ Para mejorar el ambiente interno de trabajo le corresponde a la empresa promover integraciones, brigadas de salud y demás, dando lugar a actividades de sano esparcimiento para los empleados.
- ✓ Agilizar el proceso de estandarización de laboratorios, para esto se debe hacer un cuadro comparativo de los equipos y las condiciones de trabajo de todos los laboratorios.
- ✓ Disponer para el laboratorio de un computador para organizar mejor la información, tal como: estadísticas de resultados de los análisis de crudo, fiscalizaciones de los tanques, balances mensuales de recibo de crudo, actas de recibo y entrega de crudo, etc.
- ✓ Por otro lado se deben registrar las hojas de vida de los equipos de laboratorio y todos los controles que se requieren para calidad de crudos en archivos con carpetas plásticas tipo A-Z.

- ✓ Impulsar y avalar la capacitación al personal abriendo espacios participativos donde el empleado tenga la oportunidad de solicitar cursos y capacitaciones relacionados directamente con su labor.
- ✓ Hacer un estudio de requisición de personal con el fin de mantener el sano equilibrio entre labores y empleados, conservando el criterio de profesionalismo e idoneidad para los cargos, evitando sobrecargas de trabajo para algunos y falta de especificación de funciones para otros.
- ✓ Al término de esta práctica y respecto a la sugerencia de un sistema alternativo de comunicación entre las estaciones, la empresa tomo la iniciativa de adquirir teléfonos celulares, lo cual representa una garantía de continuidad para la operación.
- ✓ Fomentar las campañas de formación e instrucción en materia de seguridad industrial y salud ocupacional, todo esto se verá reflejado en el futuro con operaciones más seguras y por ende con la disminución de accidentes y riesgos potenciales.

## BIBLIOGRAFIA

ACOSTA and SABRINSKY. Fluid Flow – A First Course in Fluid Mechanics. Vol. 1/2. Cap. 3, 4. Ed. Mac Graw Hill 1989. 3° edición.

ARNOLD Ken and STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Vol. 1/2. Gulf Publishing Company. Houston - Texas, 1998.

BAECKMANN W. Von, SCHWENK W. and PRINZ W. Handbook of Cathodic Corrosion Protection: Theory and Practice of Electrochemical Protection Processes. 3<sup>rd</sup> Ed. Houston Gulf Publishing Company. Ed. 1989.

DAUGHERTHY Robert L. and FRANZINI Joseph B. Fluid Mechanics with Engineering Applications. Mc Graw Hill International. Ed. 1989

DICKENSON, T Christopher. Valves, Piping and Pipelines Handbook. 3<sup>rd</sup> Ed. 1999. Tulsa, Penwell.

DIFFERENTIAL EQUATIONS IN ENGINEERING PROBLEMS. Ed. Prentice Hall. Cap. 5. 1985.

KARASSI Igor and CARTER Roy. Bomnas Centrifugas: Selección, Operación y Mantenimiento. Pag: 265-298. Ed. Continental 1985.

LAMIT, Louis Gary. Pipe Fitting and Piping Handbook. Englewood Cliffs. 1984. Ed. Prentice Hall.

MCALLISTER, E. W. Pipe line Rules of Thumb Handbook: Quick and Accurate Solutions to your Everyday Pipe Line Problems. 4<sup>th</sup> Ed. 1998. Houston, Gulf Professional Publishing.

MCKETTA, John J., Piping Design Handbook. New York, Ed. M Dekker. 1992. Pag. 875-892.

MULHBAUER W. Kent. Pipeline Risk Management Manual. 2<sup>nd</sup>. Ed. 1994. Ed. Butterworth – Kinemann.

PIRSON J. Sylvain. Oil Reservoir Engineering. Cap. 4, 5. Ed. Mc. Graw Hill Book Co. 1964

YEDIDIAH S. Centrifugal Pumps Problems: Causes and Cures. Pag: 115 163 Ed. Petroleum Publishing Company. 1980

- <sup>1</sup> Pirson J, Sylvain. Oil Reservoir Engineering. Ed. Mc. Graw Hill International.1964.
- <sup>2</sup> Daugherty, L. Robert and Franzini B. Joseph. Fluid Mechanics with Engineering Applications.
- <sup>3</sup> Schurr, Brian. 1982. Manual of Practical Pipeline Construction. Houston. Gulf Pub. Co.
- <sup>4</sup> Baeckmann W. Von, SCHWENK W. and PRINZ W. Handbook of Cathodic Corrosion Protection: Theory and Practice of Electrochemical Protection Processes. 3rd Ed. Houston Gulf Publishing Company. Ed. 1989.
- <sup>5</sup> KARASSI Igor and CARTER Roy. Bombas Centrifugas: Selección, Operación y Mantenimiento. Pag: 265-298. Ed. Continental 1985.
- <sup>6</sup> Valor estimado por el departamento de producción Omimex de Colombia Ltd.
- <sup>7</sup> Manuales de información General de la Texas Petroleum Company , Oleoducto y Campo Velásquez, 1983.
- <sup>8</sup> Referencias obtenidas de los manuales de operación correspondientes a las Bombas y los Motores (Velásquez-26)
- <sup>9</sup> Plan de Contingencia Oleoducto Velásquez-Galán, Komexcol abril de 2002.
- <sup>10</sup>Mc.Allister, E. W. Pipe line Rules of Thumb Handbook: Quick and Accurate Solutions to your Everyday Pipe Line Problems. 4th Ed. 1998. Houston, Gulf Professional Publishing.

# ANEXO A

PERFIL HIDRAULICO OBTENIDO POR GESYTEC  
(GESTION Y TECNOLOGIA) DEL ESTUDIO:  
OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE  
CRUDO VELASQUEZ EL SAUCE

AGOSTO DE 2001

## PERFILES HIDRÁULICOS

Cada estudio hidráulico realizado incluye la información que se describe a continuación:

-  Hoja resumen.
-  Perfil hidráulico.
-  Lista de puntos que fallan (en caso de presentarse).
-  Tablas de viscosidades para los crudos que intervienen.

## HOJA RESUMEN

Esta hoja se identifica con la letra A o F seguida de un número, donde la letra A identifica los estudios realizados con la tubería actual sin cambios mayores y con los esquemas de montaje de unidades de bombeo actuales para cada una de las estaciones. La letra F identifica los estudios realizados para el futuro, con cambios en la tubería y en los equipos de bombeo de las estaciones. El número escrito a continuación de la letra A o F corresponde al consecutivo de cada uno de los casos analizados.

La hoja se divide en dos secciones, la primera corresponde a la situación actual la cual incluye un resumen de los resultados obtenidos (sin ninguna modificación en lo referente a diámetros y espesores de tubería), se presentan los caudales de cada corriente de crudo en BPH, así como las temperaturas de línea asumidas para los diferentes sectores del oleoducto, estas temperaturas fueron asumidas para el caso más desfavorable de transporte de crudo (temperatura ambiental mas baja).

Además se presenta la siguiente información:

El diámetro y la longitud de una tubería en paralelo a la actual (loop), a partir de la descarga de la Estación Carare, si fuere necesaria su implementación.

La ubicación y las presiones correspondientes a una estación ubicada en el sector Carare El Sauce, como alternativa al punto anterior.

Factor de mezcla para el caso analizado.

BPH (Barriles Por Hora) y BPD (Barriles Por Día)

Presiones de succión y descarga de cada estación.

Cantidad de tramos en la tubería actual, que "presentan" falla en los diferentes sectores del oleoducto para el caso específico, según los supuestos o bases del estudio, el cual automáticamente recomienda cambiar la tubería cuya resistencia se encuentre con un margen hasta un 10% superior, con respecto a la presión de trabajo.

Número de unidades requeridas para este escenario, sin incluir las unidades de respaldo.

Número de Reynolds que maneja el oleoducto en cada tramo.

Longitudes de los sectores con los cuales se realiza el estudio.

Viscosidad en SSU en los tramos descritos anteriormente.

API calculado para las diferentes mezclas que se van presentando en la medida que entran las diferentes corrientes al oleoducto.

Gravedad específica de las mezcla descritas en el punto anterior.

Perdida de presión por kilómetro en los diferentes sectores.

BPD de cada corriente de crudo.

En la sección recomendada se observa la información anterior y adicionalmente las características de la tubería por la cual es reemplazada en los puntos que fallaron.

Si la hoja este identificada con la letra F se realiza el estudio con nuevos esquemas de unidades, dado que las actuales deben ser reemplazadas.

Nota:

Los Km. de tubería en paralelo o loop son adicionales a los tramos a cambiar en la descarga de la estación Carare.

### **PERFIL HIDRÁULICO**

Se presentan en su orden las siguientes curvas:

Perfil de diámetros del oleoducto con los cambios realizados. Línea Azul.

Perfil de diámetros del oleoducto actual. Línea Fucsia.

Perfil de resistencia de la tubería actual. Línea Violeta.

Perfil de resistencia de la tubería reemplazada. Línea Naranja.

Perfil de pérdidas de la tubería actual. Línea Azul.

Perfil de pérdidas de la tubería, incluyendo la tubería reemplazada. Línea Verde.

Perfil altimétrico del oleoducto. Línea Café.

Ubicación de los principales cuerpos de agua. Líneas Azul Claro.

Válvulas de seccionamiento e inyección de agua.

La ubicación de las entradas de las corrientes de crudo, y localización de las estaciones, esta indicada por figuras geométricas en el eje de las abscisas.

Se observa si existe loop por la variación de la pendiente del perfil de pérdidas hidráulicas en la descarga de la estación Carare.

### **LISTA DE PUNTOS QUE FALLAN**

Se presenta la ubicación del punto de la tubería en donde fue medido el espesor, medición que sirvió de base para determinar su resistencia. La unión de la resistencia calculada referente a cada uno de los puntos establece una línea de resistencia la cual es únicamente cierta en cada uno de los puntos medidos y no cierta para los restantes sitios de la tubería no medidos.

En la tabla que nos ocupa, en la columna siguiente a la ubicación del punto medido (Km), encabezada como P1, se presenta una identificación con el símbolo "Ø" para aquellos puntos en que la resistencia requerida por los nuevos escenarios de transporte de crudo mezcla, es superior a la resistencia calculada, de acuerdo a las mediciones de espesor y a las observaciones de la condición externa de dichos puntos, razón por la cual se hace necesaria la reposición de tubería cuando aparezca el símbolo "Ø".

Dado que no existe un único kilometraje de referencia para el oleoducto, el utilizado y mencionado por GESYTEC en el estudio de medición de espesores debe ser asociado al N° del punto escrito en el informe, número de punto que esta identificado con pintura en el lomo de la tubería.

### **TABLA DE VISCOSIDAD**

En esta hoja se presenta la siguiente información:

% de participación de cada corriente de crudo en el oleoducto.

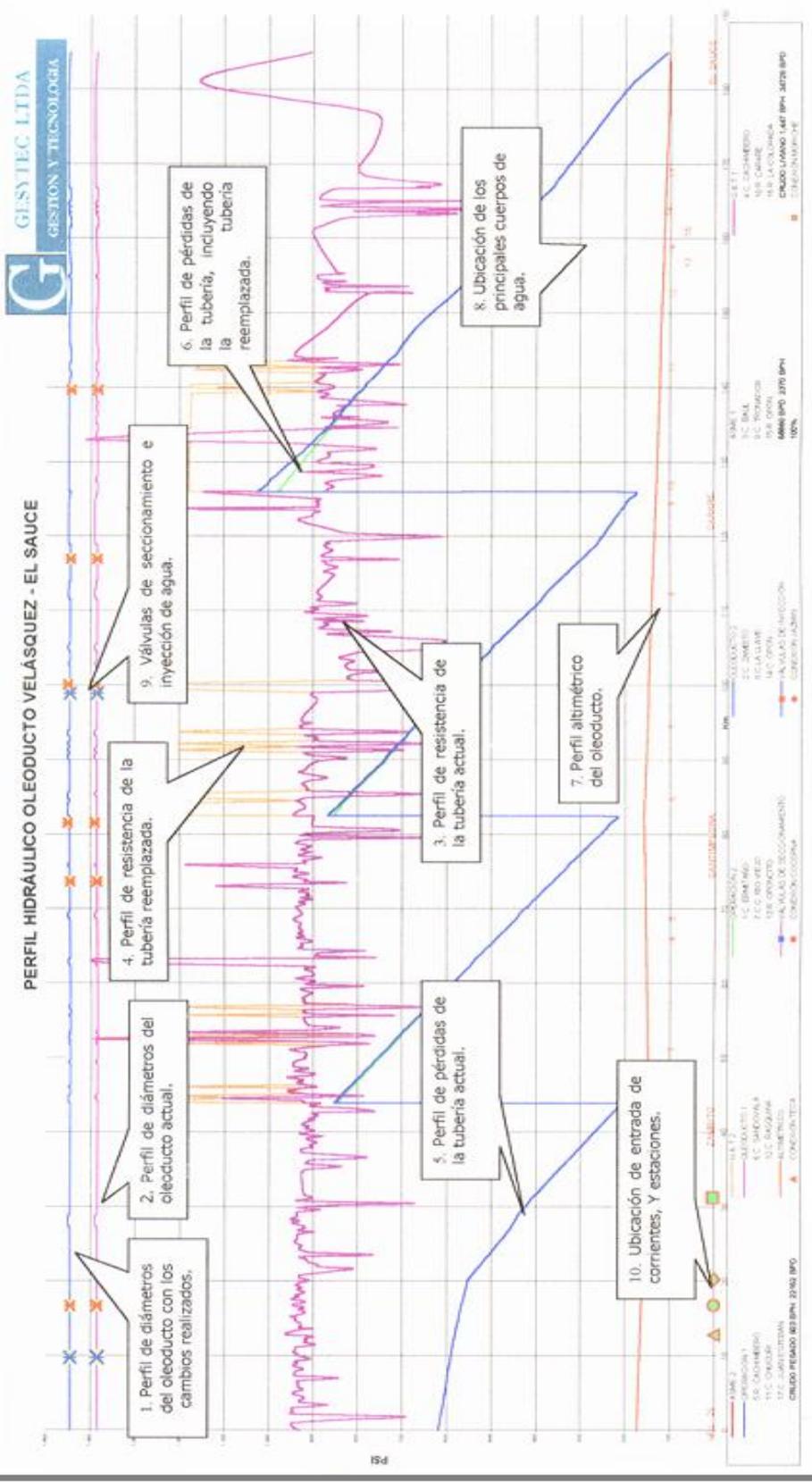
API de cada corriente de crudo.

Viscosidad de cada corriente de crudo en SSU, Cst, m<sup>2</sup>/s. Con las diferentes temperaturas de línea.

Gravedad específica de cada corriente de crudo.

Viscosidad de la mezcla de crudo en SSU, Cst, m<sup>2</sup>/s. Con las diferentes temperaturas de línea.

Figura 1 Identificación de las curvas en el perfil hidráulico.



**Figura 2** Identificación de los parámetros de operación y su ubicación en la hoja resumen.

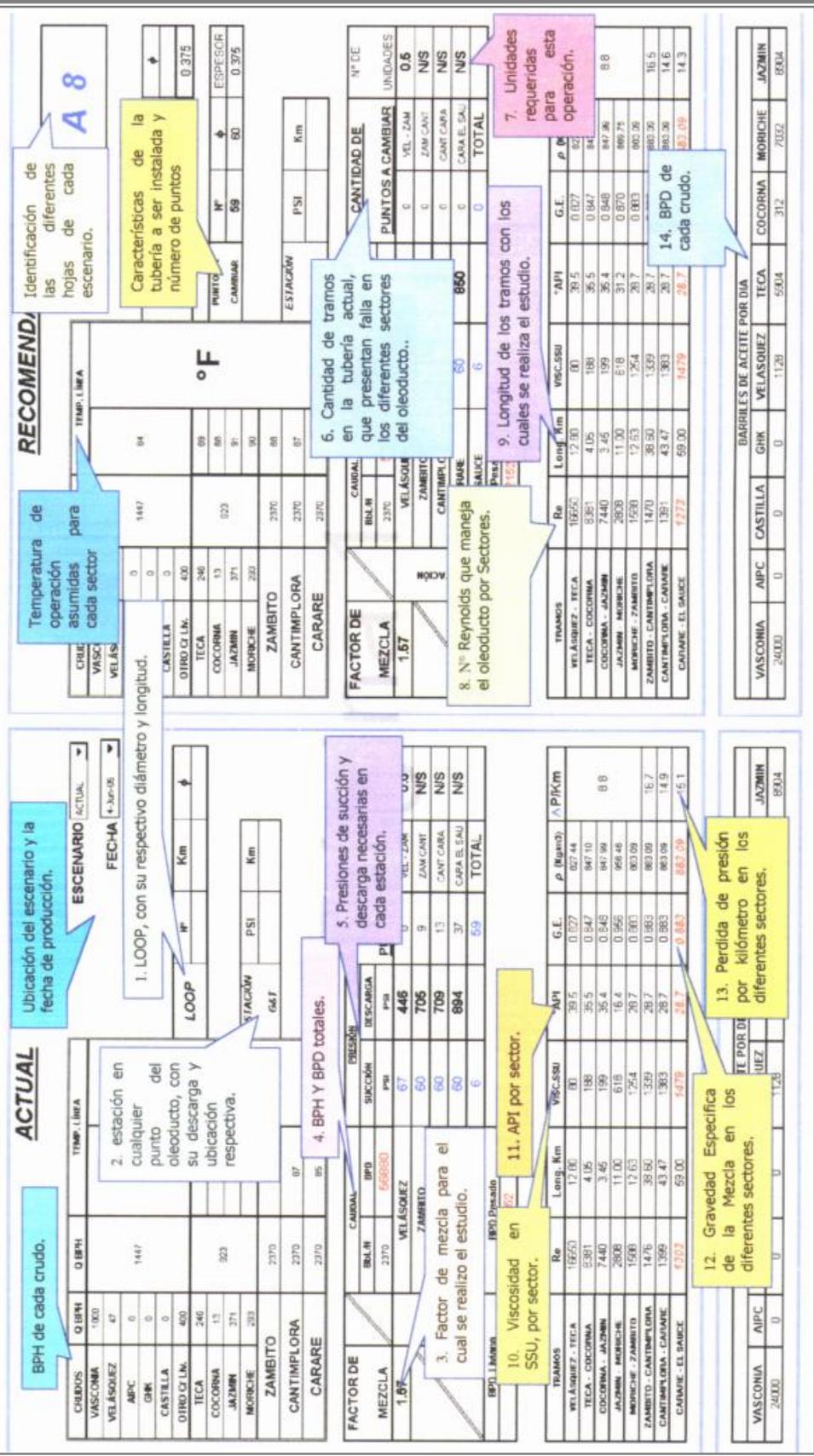


Figura 3 Identificación de las características de los crudos y su ubicación en la hoja de viscosidades.

VISCOSIDADES DEL CRUDO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA Y EL FACTOR DE MEZCLA									
TEMP. LÍNEA		VELÁSQUEZ							
84		F 7							
		ACTUAL							
% EN EL	VASCONIA	VELÁSQUEZ	LA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE	
OLEODUCTO	87.3%	12.7%	0.0%	0.0%	12.3%	0.0%	0.0%	0.0%	
*API	25.5	22.0	44.4	19.7	13.8	12.2	12.4	12.0	11.3
VISC. (SSU)	53678	30756	236411	236411	53678	30756	236411	236411	
VISC. Cst	11610	6667	50965	50965	11610	6667	50965	50965	
VISC. m2/s	1.16E-02	6.66E-03	5.10E-02	5.10E-02	1.16E-02	6.66E-03	5.10E-02	5.10E-02	
G.E.	0.985	0.983	0.989	0.991	0.985	0.983	0.989	0.991	
CRUDOS	APH	API	MEZCLA N°		VISCOSIDAD		TEMP. F.		
VASCONIA	47	25.4	1	1	SSU	180	3.75E-06	83	
VELÁSQUEZ	47	23.8	2	2	Cst	330	6.99E-05	84	
AIPC	0	23.7	3	3	m2/s	346	7.34E-06	85	
GHK	0	21	4	4		844	1.81E-04	81	
CASTILLA	0	21	5	5		1532	3.30E-04	86	
Cr. Liviano	0	21	ZAM	ZAM		35218	3.52E-04	88	
TECA	246	21	CAN	CAN		36385	3.64E-04	87	
COCORNA	13	21	CAR	CAR		38896	3.89E-04	85	
JAZMIN	371	21	F.M.	F.M.		190			
MORICHE	293	21							
LIVIANO	1751	21							
PESADO	922	21							
TEMP. LÍNEA	89								
VISC. (SSU)	103	590	538	891	20120	1.00	38991		
TEMP. LÍNEA	88				ENTR. COCORNA				
VISC. (SSU)	166	610	547	891	30612	1.00	41616	28465	
TEMP. LÍNEA	91				ENTR. JAZMIN				
VISC. (SSU)	159	552	520	895	29417	1.00	34302	26726	146487
TEMP. LÍNEA	90				ENTR. MORICHE				
VISC. (SSU)	161	571	529	832	27732	1.00	36559	27300	156716
TEMP. LÍNEA	88				ZAMBITO				
VISC. (SSU)	165	610	547	891	30612	1.00	41616	28465	179774
TEMP. LÍNEA	87				CANTIMPLORA				
VISC. (SSU)	198	631	566	923	32190	1.00	44450	29058	192773
TEMP. LÍNEA	85				CARARE				
VISC. (SSU)	172	676	574	990	35655	1.00	50828	30295	222196

**Figura 4 Identificación de los puntos de falla con su kilometraje**

Km.	P1	P2	Km.			Km.			Km.			Km.			Km.		
			P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P1	P2			
0.00			20.50		42.00			62.30			81.40			109.70			134.90
0.30			21.10		43.50			63.00			82.50			110.70			135.90
0.70			21.40		43.90			63.00			82.53			110.70			135.40
1.00																	
1.40																	
1.80																	
2.20																	
2.50																	
3.00																	
3.40			23.60		45.50			65.40			85.45						
3.90			23.90		45.80			65.70			85.90			115.70			139.20
4.20			24.20		46.10			66.10			86.43			115.90			139.80
4.50			24.50		46.40			66.40			86.83			116.17			140.00
5.00			24.80		46.70			66.70			87.23			116.37			140.42
5.40			25.10		47.00			67.00			87.63			116.57			140.80
5.90			25.40		47.30			67.30			88.03			116.77			141.83
6.20			25.70		47.60			67.60			88.43			117.00			142.00
6.60			26.00		47.90			67.90			88.83			117.40			142.40
7.00			26.30		48.20			68.10			89.28			118.10			142.79
7.40			26.60		48.50			68.50			90.00			118.50			143.20
7.70			26.90		48.80			68.90			91.00			118.90			143.60
8.00			27.20		49.10			69.30			91.40			119.10			144.00
8.20			27.50		49.40			69.70			91.80			119.30			144.40
8.70			27.80		49.70			69.90			92.20			119.70			148.11
9.00			28.10		49.90			70.30			92.60			120.10			152.60
9.30			28.40		50.10			70.70			93.00			120.50			152.70
9.80			28.70		50.50			70.90			93.40			120.90			152.89
9.90			29.00		50.80			71.10			93.80			122.20			153.08
10.20			29.30		51.10			71.30			94.20			122.90			153.28
10.50			29.60		51.30			71.50			94.60			123.20			153.47
10.75			29.90		51.60			71.70			95.00			123.40			153.59
11.10			30.20		51.90			71.90			95.40			123.60			153.79
11.50			30.50		52.20			72.10			95.80			123.80			154.19
11.80			30.80		52.50			72.30			96.30			124.00			154.29
12.00			31.10		52.90			72.50			96.70			124.20			154.55
12.30			31.40		53.20			72.70			97.10			124.50			154.85
12.60			31.80		53.40			73.10			97.50			124.70			155.10
12.90			34.60		53.70			73.50			97.90			124.90			155.25
13.20			35.00		54.10			73.70			100.30			125.10			155.35
13.50			35.40		54.30			73.90			100.70			126.00			155.45
13.60			35.80		54.60			74.30			101.20			126.00			155.65
13.80			36.20		55.00			74.50			101.60			126.40			160.70
14.10			36.60		55.40			74.70			102.00			126.80			161.79
14.40			37.00		55.70			75.10			102.10			127.20			162.90
14.70			37.30		56.00			75.50			102.50			127.60			163.30
15.00			37.70		56.40			75.90			102.90			128.16			163.54
15.30			38.00		56.80			76.10			103.30			128.40			163.74
15.60			38.30		57.10			76.50			103.70			128.70			163.94
15.90			38.60		57.40			76.90			104.10			128.80			164.14
16.20			38.90		57.70			77.10			104.50			129.20			164.34
16.50			39.20		58.00			77.30			104.90			129.60			164.54
16.80			39.50		58.30			77.70			105.30			130.00			164.85
17.30			39.80		58.70			77.90			105.70			130.40			165.00
17.60			40.20		59.00			78.10			106.10			130.60			165.28
17.90			40.50		59.30			78.50			106.50			131.00			166.55
18.20			40.80		59.60			78.90			106.90			131.40			166.82
18.50			41.00		59.90			79.30			107.30			131.80			167.05
18.90			41.40		60.30			79.50			107.68			132.20			167.36
19.20			41.70		60.70			79.90			108.08			132.60			168.66
19.50			41.75		61.10			80.20			108.48			133.00			176.93
19.80			42.30		61.50			80.50			108.88			134.53			180.90
20.10			42.60		61.90			80.80			109.38			134.71			186.00

Kilometraje de los puntos analizados en la inspección mecánica de la línea

Punto que presenta rotura por sobre presión, en la línea en su estado actual.

Punto que presenta rotura por sobre presión, después desarrollar algunos cambios

<b>CABDAL</b>	<b>BbL/H</b>	<b>2072</b>
	<b>SPD</b>	<b>04199</b>
		<b>19866</b>

ESTACIONES  
= Punto por donde presenta falla la tubería

### RECOMENDADA

F 8

CRUDOS	Q BPH	Q BPH	TEMP LINEA
VASCONIA	1500		
VELASQUEZ	47		
AIPC	0	1447	84
GHK	0		
CASTILLA	0		
OTRO Cr.Li.	402		
TECA	248		83
COCORINA	13	823	86
JAZMIN	371		81
MORICHE	293		82
ZAMBITO		2370	88
CANTIMPLORA		2370	87
CARARE		2370	85

LOOP	N°	Km	↓
	ESPESOR		0.408

PUNTOS A CAMBIAR	N°	↓	ESPESOR
	59		14
			0.376

ESTACIÓN 067

	PSI	Km
--	-----	----

FACTOR DE MEZCLA	ESTACION	CAUDAL			PRESION			N° DE UNIDADES UNIT 2 STG IMO PUMS
		BRJLH	BPD	VISCOSU	SUCCION	DESCARGA	PSI	
1.57	VELASQUEZ	2370	56880	80	60	446	0	0.5
	ZAMBITO			3.45	60	697	0	2.5
	CANTIMPLORA			11.00	60	696	0	2.5
	CARARE			12.63	60	850	0	2.5
	EL SAUCE			38.60	6			
BPD Litario		BPD Pesado		TOTAL				
34728		22152						

TRANS	Re	Long Km	VISCOSU	*API	G.E.	ΔPKm
VELASQUEZ-TECA	16550	12.80	80	39.5	0.827	627.44
TECA-COCORINA	8381	4.05	188	35.5	0.847	847.10
COCORINA-JAZMIN	7440	3.45	199	35.4	0.848	847.99
JAZMIN-MORICHE	2908	11.00	618	31.2	0.870	869.75
MORICHE-ZAMBITO	1588	12.63	1254	28.7	0.883	883.09
ZAMBITO-CANTIMPLORA	1476	38.60	1339	28.7	0.883	883.09
CANTIMPLORA-CARARE	1399	43.47	1383	28.7	0.883	883.09
CARARE-EL SAUCE	1303	59.00	1479	28.7	0.883	883.09

BARRILES DE ACEITE POR DIA								
VASCONIA	AIPC	CASTILLA	GHK	VELASQUEZ	TECA	COCORINA	MORICHE	JAZMIN
24000	0	0	0	1128	5904	312	7032	8904

### ACTUAL

ESCENARIO ACTUAL  
FECHA 4-JUN-21

CRUDOS	Q BPH	Q BPH	TEMP LINEA
VASCONIA	1500		
VELASQUEZ	47		
AIPC	0	1447	84
GHK	0		
CASTILLA	0		
OTRO Cr.Li.	402		
TECA	248		89
COCORINA	13	823	88
JAZMIN	371		87
MORICHE	293		90
ZAMBITO		2370	88
CANTIMPLORA		2370	87
CARARE		2370	85

LOOP	N°	Km	↓
	ESPESOR		0.408

PUNTOS A CAMBIAR	N°	↓	ESPESOR
	59		14
			0.376

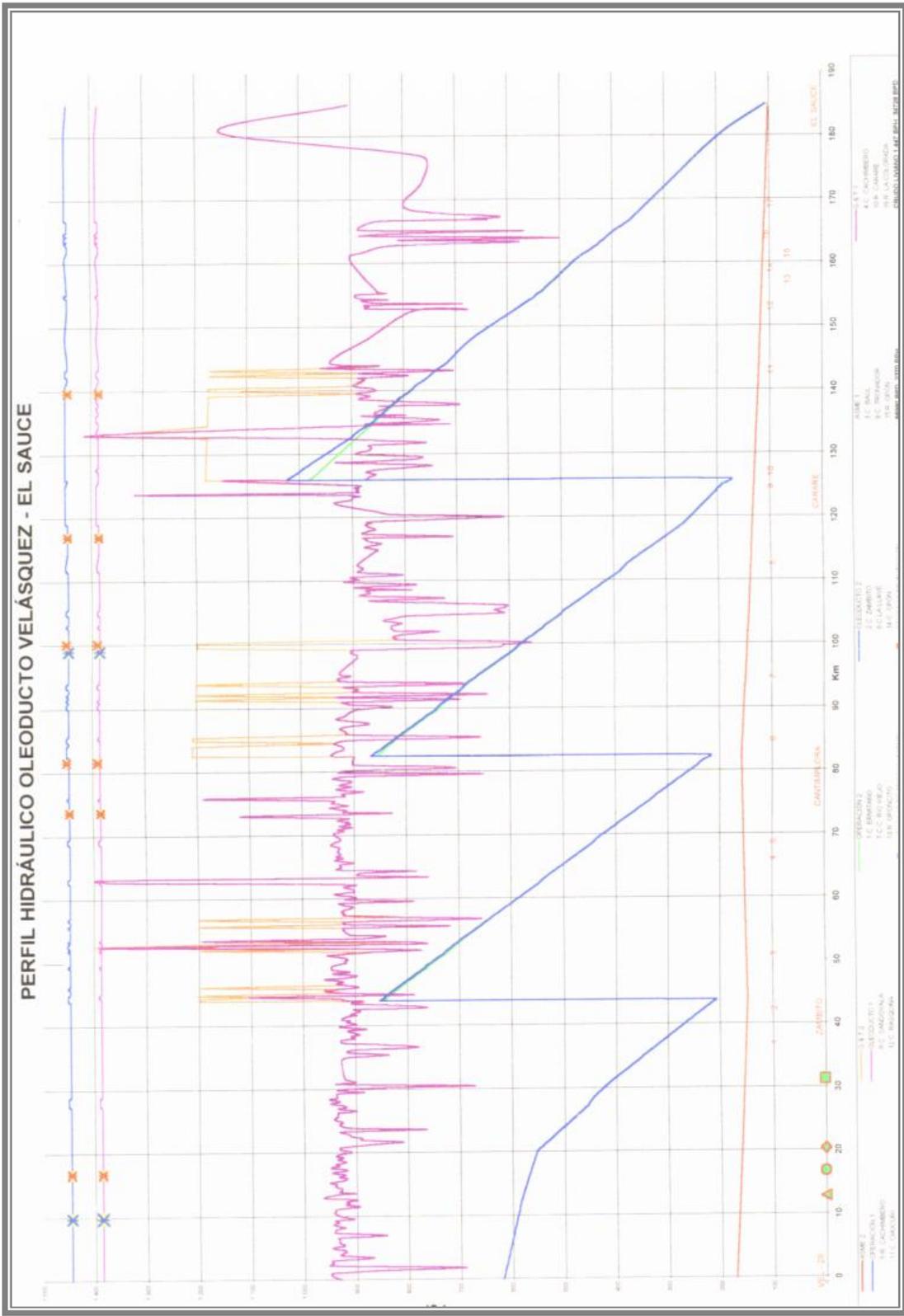
ESTACIÓN 067

	PSI	Km
--	-----	----

FACTOR DE MEZCLA	ESTACION	CAUDAL			PRESION			N° DE UNIDADES UNIT 2 STG IMO PUMS
		BRJLH	BPD	VISCOSU	SUCCION	DESCARGA	PSI	
1.57	VELASQUEZ	2370	56880	80	60	446	0	0.5
	ZAMBITO			3.45	60	705	0	2.5
	CANTIMPLORA			11.00	60	709	0	2.5
	CARARE			12.63	60	894	0	2.5
	EL SAUCE			38.60	6			
BPD Litario		BPD Pesado		TOTAL				
34728		22152						

TRANS	Re	Long Km	VISCOSU	*API	G.E.	ΔPKm
VELASQUEZ-TECA	16550	12.80	80	39.5	0.827	627.44
TECA-COCORINA	8381	4.05	188	35.5	0.847	847.10
COCORINA-JAZMIN	7440	3.45	199	35.4	0.848	847.99
JAZMIN-MORICHE	2908	11.00	618	31.2	0.870	869.75
MORICHE-ZAMBITO	1588	12.63	1254	28.7	0.883	883.09
ZAMBITO-CANTIMPLORA	1476	38.60	1339	28.7	0.883	883.09
CANTIMPLORA-CARARE	1399	43.47	1383	28.7	0.883	883.09
CARARE-EL SAUCE	1303	59.00	1479	28.7	0.883	883.09

BARRILES DE ACEITE POR DIA								
VASCONIA	AIPC	CASTILLA	GHK	VELASQUEZ	TECA	COCORINA	MORICHE	JAZMIN
24000	0	0	0	1128	5904	312	7032	8904



VISCOSIDADES DEL CRUDO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA Y EL FACTOR DE MEZCLA



F 8

ACTUAL

	TEMP. LINEA		VELÁSQUEZ									
	84	°F	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE
% EN EL	69.1%	3.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.28				
OLEODUCTO	59.1%	2.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.24					
	58.6%	2.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.23		14.5%			
	48.1%	2.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.19		11.8%	0.8%		
	42.2%	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.17		10.4%	0.5%	17.9%	12.4%
°API	<b>25.5</b>	<b>22.0</b>	<b>22.2</b>	<b>19.1</b>	<b>13.8</b>	<b>76.59</b>	<b>12.2</b>	<b>12.4</b>	<b>12.0</b>	<b>11.3</b>		
VISC. (SSU)	174	696	581	1019	37189	8.82	53676	30755	235411	235411		
VISC. CSt	36	149	124	219	8046	0.39	11619	6657	50965	50965		
VISC. m2/s	3.61E-05	1.49E-04	1.24E-04	2.19E-04	8.05E-03	0.00	1.16E-02	6.66E-03	5.10E-02	5.10E-02		
G.E.	0.901	0.922	0.921	0.940	0.974	0.68	0.985	0.983	0.986	0.991		

CRUDOS	BPH	BPD
VASCONIA	1000	24000
VELÁSQUEZ	47	1128
AIPC	0	0
GHK	0	0
CASTILLA	0	0
Cr. Liviano	400	9900
TECA	246	5904
COCORNA	13	312
JAZMIN	371	8904
MORICHE	293	7032
LIVIANO	1447	34728
PESADO	923	22152

API	MEZCLA N°	VISCOSIDAD			TEMP °F
		CSt	SSU	m2/s	
39.5	1	15.74	80	1.57E-05	84
35.5	2	39.15	188	3.91E-05	85
35.4	3	41.51	199	4.15E-05	85
16.4	4	132.27	818	1.32E-04	91
28.7	5	270.07	1254	2.70E-04	95
	ZAM	288.28	1339	2.88E-04	95
	CAN	297.97	1383	2.98E-04	97
	CAR	318.62	1479	3.18E-04	95
	F.M	1.57			

TEMP. LINEA	89	°F	ENTRADA TECA								
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA				
VISC. (SSU)	163	590	538	861	29129	8.78	38991				

TEMP. LINEA	88	°F	ENTR. COCORNA							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA		
VISC. (SSU)	165	610	547	891	30612	8.79	41616	28465		

TEMP. LINEA	91	°F	ENTR. JAZMIN							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	
VISC. (SSU)	159	552	520	805	26417	8.76	34302	26726	146487	

TEMP. LINEA	90	°F	ENTR. MORICHE							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE
VISC. (SSU)	161	571	529	832	27732	8.77	36559	27300	156716	156716

TEMP. LINEA	88	°F	ZAMBITO							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE
VISC. (SSU)	165	610	547	891	30612	8.79	41616	28465	179774	179774

TEMP. LINEA	87	°F	CANTIMPLORA							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE
VISC. (SSU)	166	631	556	923	32190	8.79	44450	29058	192773	192773

TEMP. LINEA	85	°F	CARARE							
	VASCONIA	VELÁSQUEZ	AIPC	GHK	CASTILLA	OTRO	TECA	COCORNA	JAZMIN	MORICHE
VISC. (SSU)	172	676	574	990	35655	8.81	50828	30265	222198	222198

# ANEXO B

REVALUACIÓN TÉCNICA DEL FACTOR DE  
PÉRDIDAS OPERACIONALES EN EL TRANSPORTE  
DE CRUDO A TRAVÉS DEL OLEODUCTO  
VELÁSQUEZ - GALÁN

JAIRO ERNESTO USAQUÉN LÓPEZ

ABRIL DE 2004

Las pérdidas de crudo en el transporte a través del oleoducto se consideran normales si se hallan del factor de pérdidas operacionales, esta pérdida obedece al cambio de volumen que experimenta el fluido debido a la variación de temperatura; ya que al pasar de los tanques de almacenamiento a la línea la temperatura disminuye, por lo tanto el volumen también.

La justificación para encontrar el nuevo factor es que con el anterior no se consideraba el transporte de crudo JAZMÍN, el cual nos representa hoy en día un gran porcentaje en el bombeo diario, además los volúmenes de crudo que se manejaban eran muy inferiores (30.000 Bbls.) frente a lo que se bombea actualmente (50.000 Bbls.)

Otro punto importante al considerar este factor es que el programa diario de bombeo del oleoducto varía de acuerdo a la disponibilidad de los crudos que se manejan, del estado mecánico de las unidades de bombeo y de factores como presión y temperatura.

Por lo anteriormente expuesto la mejor manera de hallar este factor es hacerlo día a día, considerando los tipos y volúmenes de crudo que se transportan y sumando las pérdidas por expansión térmica individuales. Este proceso aunque parece complicado resulta sencillo con la utilización de bases de cálculo para cada crudo y un ajuste de valores para cada día.

#### PROCEDIMIENTO PARA HALLAR FACTORES DE CORRECCIÓN VOLUMÉTRICA POR TEMPERATURA

Este procedimiento es necesario hacerlo ya que las tablas usadas para este propósito corrigen los volúmenes de cualquier temperatura únicamente a 60°F, pero no se contempla el caso de corregir el volumen de un fluido con cierta temperatura a 90°F que es la temperatura de la línea y el tanque de recibo en nuestro caso.

Específicamente para el crudo Jazmín, donde la variación de temperatura es bastante alta el cambio de volumen será mayor. Para determinar el factor de corrección volumétrico se desarrollan las operaciones con las tablas (anexo tablas 6A API) y una base de cálculo, ya que una interpolación lineal no se ajusta al comportamiento real del fluido.

Se tienen como referencias para este proceso las siguientes temperaturas:

- Temperatura de línea (tanque de recibo) = 90°F
- Temperatura de tanque de entrega (Jazmín) = 200°F
- Temperatura de tanque de entrega (Teca) = 130°F
- Temperatura de tanque de entrega (Cocorná) = 130°F

De acuerdo con todo esto el procedimiento para hallar dicho factor inicial se puede explicar de la siguiente manera:

- 1) Verificar las condiciones de entrega y recibo del fluido, como son temperatura de los tanques y gravedad API de los crudos @ 60°F.
- 2) De no contar con el dato de la gravedad API de los crudos @ 60°F se debe usar la tabla 5A API para dicha corrección. Valor que se obtiene con los datos de la gravedad API observada y la temperatura de observación
- 3) Con los datos de la gravedad API corregida y la temperatura del tanque de entrega, se lee en la tabla 6A el valor del factor de corrección volumétrica @ 60°F.
- 4) Hacer una base de cálculo para determinar la diferencia de volúmenes a las dos temperaturas, la del tanque de entrega (200°F) y la de 60°F.
- 5) Considerando la temperatura final del proceso, es decir la del tanque de recibo (90°F), leer de la tabla 6A el factor de corrección volumétrica entrando con la temperatura dada y la gravedad API corregida a 60°F.
- 6) Realizar el proceso inverso al del numeral 4) teniendo en cuenta el sentido de la operación matemática y respetando la base de cálculo

propuesta, todo esto para hallar la diferencia de volumen real entre las temperaturas de los tanques de entrega y recibo.

- 7) Con los datos obtenidos de la base de cálculo y los factores leídos de la tabla se busca por regla de tres o relación geométrica el factor exacto para la variación de temperatura requerido, de 200°F a 90°F.
- 8) Realizar la comprobación matemática mediante un balance de los valores obtenidos en los numerales 4) y 6).

#### EJEMPLO:

Se utilizara para este ejemplo el caso del crudo Jazmín, el cual presenta la mayor variación de volumen debido a la expansión térmica de fluidos.

- 1) Verificación de datos:

Temperatura del tanque de entrega = 200°F

Temperatura del tanque de recibo = 90°F

Gravedad API = 13,0 @ 90°F (temperatura observada)

- 2) Con los datos de la gravedad API y la temperatura observada se lee en las tablas API 5A el valor corregido de la gravedad API a 60°F, el cual nos resulta en 11,5°API @ 60°F
- 3) Con esta información de gravedad API corregida a 60°F (11,5) y con la temperatura del tanque de entrega (200°F) se lee de la tabla API 6A el factor de corrección volumétrica @ 60°F, el cual da 0,9505
- 4) Se hace una base de cálculo para hallar los barriles obtenidos a 60°F y la diferencia total entre la temperatura del tanque de entrega y 60°F.  
Base de Cálculo = 1000 Barriles (en el tanque de entrega)  
 $1000 \text{ Bbls @ } 200^\circ\text{F} * \text{Factor } (0,9505) = 950,5 \text{ Bbls @ } 60^\circ\text{F}$   
Diferencia = 49,5 Bbls por expansión térmica hasta 60°F
- 5) Considerando la temperatura de la línea o tanque de recibo (90°F) y con el mismo dato de la gravedad API (11,5) se lee de la tabla API 6A el factor de corrección volumétrica @ 60°F, el cual da un valor de 0,9895

6) Respetando la base de cálculo propuesta se determina la diferencia de volumen real de todo el proceso.

$$950,5 \text{ Bbls @ } 60^{\circ}\text{F} / \text{Factor } (0,9895) = 960,58 \text{ Bbls @ } 90^{\circ}\text{F}$$

$$\text{Diferencia} = 10,08 \text{ Bbls de } 60 \text{ a } 90^{\circ}\text{F}$$

$$\text{Diferencia total de volumen} = 49,5 - 10,08 = 39,42 \text{ Bbls de } 200 \text{ a } 90^{\circ}\text{F}$$

7) Por regla de tres hallamos el factor de corrección volumétrica a 90°F

$$1000 \text{ Bbls} \text{ ----- factor } 1,0$$

$$960,58 \text{ Bbls} \text{ ----- factor } x \quad x = 0,96058$$

Finalmente se obtiene el factor de corrección volumétrica a 90°F que da un valor de 0,96058 para el caso del crudo Jazmín.

8) La comprobación matemática se hace hallando la diferencia por el factor y según los datos obtenidos en los pasos 4) y 6)

$$1000 \text{ Bbls @ } 200^{\circ}\text{F} * \text{Factor } (0,96058) = 960,58 \text{ Bbls @ } 90^{\circ}\text{F}$$

$$\text{Diferencia} = 1000 - 960,58 = 39,42 \text{ Bbls}$$

$$\text{Diferencia total de volumen} = 49,5 - 10,08 = 39,42 \text{ Bbls de } 200 \text{ a } 90^{\circ}\text{F}$$

Lo cual quiere decir que esta bien hecho el procedimiento, pues las diferencias totales dan lo mismo 39,42 Bbls.

El factor de corrección hallado en este ejemplo se debe usar para el crudo Jazmín únicamente, para el caso del crudo Teca y Cocorná se debe desarrollar un procedimiento similar que dan como resultado los siguientes factores:

Para el crudo Teca = Factor 0,98554

Para el crudo Cocorná = Factor 0,98554

Dan iguales los factores por tener los mismos valores de gravedad API y temperaturas, ya que ambos presentan una gravedad API = 13,5 @ 60°F y una temperatura del tanque de entrega de 130°F

## TABLA DE CONTROL DE PÉRDIDAS CON EL FACTOR OPERACIONAL SEGÚN EL PROGRAMA DIARIO DE BOMBEO

Luego de tener estos factores de corrección volumétrica, se puede diseñar una hoja de cálculo para considerar la variación individual de volumen por expansión térmica de cada crudo según su volumen en el programa diario de bombeo y su aporte en el factor final de operación que relaciona las pérdidas normales del fluido por expansión térmica, y así tener un factor de pérdidas operacionales más exacto ya que varía diariamente según el programa de bombeo y los volúmenes que se manejan de cada crudo.

También es posible llevar una relación de los resultados acumulados para cada mes, con un factor operacional promedio y los datos de las pérdidas reales del fluido por expansión térmica y de las pérdidas anormales totales.

En esta tabla se hace el cálculo de pérdidas por variación de temperatura para los crudos pesados, tanto en volumen como en porcentaje.

Así para el crudo Jazmín tenemos (para el día 10 de abril), el volumen a la temperatura inicial (200°F), el factor de corrección, al volumen a la temperatura de la línea (90°F), la pérdida en volumen y el % de pérdida sobre el bombeo total.

Las filas siguientes corresponden a los mismos datos de los crudos Teca, Cocorna y diluyente.

En la fila de totales figuran el bombeo del día que resulta de sumar las volúmenes de los crudos a la temperatura inicial y el volumen corregido a la temperatura de la línea (90°F), la pérdida normal (resta del bombeo y el volumen a 90°F) y el porcentaje de pérdida normal.

En la fila balance se observa el recibo (dato del volumen que llega a la estación terminal El Sauce), la diferencia real que es la resta del recibo y el bombeo, la pérdida anormal (resta de la diferencia y la pérdida normal) y el % de pérdida anormal.

En la tabla pequeña se observan los valores acumulados que se obtienen de la tabla de los datos mensuales, aquí se leen bombeos por mes, recibo por mes, diferencia total, porcentaje del factor operacional, diferencia normal y diferencia anormal.

**REVALUACIÓN TÉCNICA DEL FACTOR DE PÉRDIDAS OPERACIONALES EN EL TRANSPORTE DE CRUDO A TRAVÉS DEL OLEODUCTO VELÁSQUEZ – GALÁN**

ABRIL 10 / 04

CRUDO				RANGO NORMAL	
	Bbls @200°F	Factor	Bbls @90°F	Pérdida	% Pérdida
JAZMÍN	10606	0,96058	10188	418	0,8
TECA	Bbls @ 130°F	Factor	Bbls @90°F	Pérdida	% Pérdida
	7703	0,98554	7592	111	0,2
COCORNA	Bbls @ 130°F	Factor	Bbls @90°F	Pérdida	% Pérdida
	896	0,98554	883	13	0,0
DILUYENTE			Bbls @90°F	Pérdida	% Pérdida
	32487		32487	0	0
TOTALES	Bombeo		Bbls @90°F	Pérdida	% Pérdida
	51692		51150	542	1,0
				RANGO ANORMAL	
BALANCE		Recibo	Diferencia	Pérdida	% Pérdida
		50724	968	426	0,8

BOMBEO POR MES	RECIBO POR MES	Diferencia Total	Factor Operacional	Diferencia Normal	Diferencia Anormal
472099	466391	5708	0,94	4400	1308

