

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AGROINDUSTRIA

ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI-QUITO Y SU INFLUENCIA SOBRE LAS PROPIEDADES DEL GLP

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
QUÍMICO**

KLÉBER ERNESTO OCHOA POZO

DIRECTOR: ING. LUCÍA MARGARITA MONTENEGRO AGUAS, MSc.

Quito, diciembre 2018

© Escuela Politécnica Nacional (2018)
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo Kléber Ernesto Ochoa Pozo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Kléber Ernesto Ochoa Pozo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Kléber Ernesto Ochoa Pozo, bajo mi supervisión.

Ing. Lucía Montenegro Aguas MSc.
DIRECTORA DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más sincero agradecimiento a la ingeniera Lucía Montenegro, directora de tesis, por su compromiso y respaldo intelectual en el desarrollo del presente proyecto.

Agradezco a los ingenieros Marco Vaca, Jhonnie Calderón, Manuel Chuquimarca, Luis Ramón y Nilo Córdova, quienes me permitieron realizar el trabajo en las instalaciones del poliducto Shushufindi-Quito de EP PETROECUADOR a fin de poder desarrollar el presente proyecto investigativo.

DEDICATORIA

A mi madre.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xi
INTRODUCCIÓN	xiii
1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	1
1.1 Transporte de GLP a través de poliductos	1
1.1.1 Definición de poliducto	1
1.1.2 Generalidades de los procesos de extracción, almacenamiento y transporte de GLP	1
1.1.3 Propiedades físicas y químicas del GLP	2
1.1.3.1 Composición del GLP	2
1.1.3.2 Densidad del GLP	3
1.1.3.3 Presión de vapor del GLP	4
1.1.3.4 Temperatura al 95 % de evaporación del GLP	6
1.1.3.5 Compresibilidad del GLP	6
1.1.3.6 Viscosidad del GLP	7
1.1.4. Análisis energético en el transporte de GLP por el poliducto	9
1.1.4.1 Ley de la continuidad aplicada al transporte de GLP	9
1.1.4.2 Velocidad de circulación del GLP	11
1.1.4.3 Energía disipada por el GLP en su transporte por el poliducto (hL)	13
1.1.4.4 Energía requerida por los sistemas de bombeo del poliducto en el transporte de GLP (hA)	15
1.1.4.5 Máxima caída de presión permisible en el transporte de GLP por el poliducto	17
1.1.4.6 Métodos gráficos para estimar la disipación energética del GLP en un poliducto	18
1.2 Sistemas de poliductos en el Ecuador	20
1.2.1 Red de poliductos actualmente operativos	20
1.2.2 Poliducto Shushufindi – Quito	22
1.2.3 Descripción del proceso de transporte de GLP por el poliducto Shushufindi-Quito	26
1.2.3.1 Estación de bombeo Shushufindi	26
1.2.3.2 Estación de bombeo Quijos	28
1.2.3.3 Estación de bombeo Osayacu	28
1.2.3.4 Estación de bombeo Chalpi	29
1.2.3.5 Terminal de GLP Oyambaro	30
2. PARTE EXPERIMENTAL	34
2.1 Caracterización de las condiciones operativas del poliducto Shushufindi-Quito en el transporte de GLP	35

2.1.1	Selección de las partidas de GLP para su estudio	35
2.1.2	Caracterización física del GLP	36
2.1.2.1	Muestreo de GLP	36
2.1.2.2	Análisis del GLP realizados en el CIS previo a su despacho por el poliducto	37
2.1.2.3	Determinación de la densidad relativa del GLP en la terminal Oyambaro	39
2.1.3	Determinación de las variables operativas de los sistemas de bombeo y medidores máxicos	40
2.1.3.1	Determinación de presiones promedio en los sistemas de bombeo del poliducto	40
2.1.3.2	Determinación del caudal y la temperatura del GLP en las estaciones del poliducto	40
2.2	Identificación de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi-Quito y su influencia en la densidad relativa del GLP a través de balances de masa y energía	41
2.2.1	Balance de masa en el transporte de GLP por el poliducto	41
2.2.1.1	Determinación de la cantidad de GLP transferido entre el CIS y Oyambaro	41
2.2.1.2	Determinación de la velocidad de flujo constante en cada tramo del poliducto	42
2.2.2	Balance de energía en el transporte de GLP por el poliducto	43
2.2.2.1	Determinación de la rugosidad absoluta de la tubería	43
2.2.2.2	Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en cada tramo del poliducto	45
2.2.2.3	Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en subtramos del poliducto	49
2.3	Evaluación del efecto de la modificación de los sistemas de bombeo en el poliducto sobre las propiedades del GLP mediante la simulación del proceso de transporte	50
2.3.1	Curvas características de los sistemas de bombeo	51
2.3.2	Determinación de las presiones de descarga requeridas en cada estación del poliducto	52
2.3.3	Estudio de la variación de las propiedades físicas del GLP en su transporte por el poliducto	53
2.3.3.1	Cambio de fase del GLP en el poliducto por efecto de las variaciones de presión y temperatura	53
2.3.3.2	Cambio de la densidad del GLP por efecto de las variaciones de presión y temperatura	53
2.3.3.3	Modificación de la velocidad de operación de las bombas con el fin de evitar el cambio de fase del GLP en zonas críticas	54
2.3.4	Evaluación de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi – Quito	54

3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	55
3.1	Caracterización de las condiciones operativas del poliducto Shushufindi-Quito en el transporte de GLP	55
3.1.1	Selección de las partidas de GLP para su estudio	55
3.1.2	Caracterización física del GLP despachado en el CIS	57
3.1.3	Determinación de las variables operativas de los sistemas de bombeo y medidores máxicos	62
3.1.3.1	Determinación de presiones promedio en los sistemas de bombeo del poliducto	62
3.1.3.2	Determinación del caudal y la temperatura del GLP en las estaciones del poliducto Shushufindi - Quito	75
3.2	Identificación de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi-Quito y su influencia en la densidad relativa del GLP a través de balances de masa y energía	78
3.2.1	Balance de masa en el transporte de GLP por el poliducto	78
3.2.1.1	Determinación de la cantidad de GLP transferido entre el CIS y Oyambaro	78
3.2.1.1	Determinación de la velocidad de flujo constante en cada tramo del poliducto	82
3.2.2	Balance de energía en el transporte de GLP por el poliducto	84
3.2.2.1	Determinación de la rugosidad absoluta de la tubería	84
3.2.2.2	Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en cada tramo del poliducto	86
3.2.2.3	Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en subtramos del poliducto	97
3.3	Evaluación del efecto de la modificación de los sistemas de bombeo sobre las propiedades del GLP mediante la simulación del proceso de transporte	105
3.3.1	Curvas características de los sistemas de bombeo	105
3.3.2	Determinación de las presiones de descarga requeridas en cada estación del poliducto	108
3.3.3	Estudio de la variación de las propiedades físicas del GLP en el transporte por el poliducto	110
3.3.3.1	Cambio de fase del GLP en el poliducto por efecto de las variaciones de presión y temperatura	110
3.3.3.2	Cambios de la densidad del GLP por efecto de la variación de presión y temperatura	114
3.3.3.3	Modificación de la velocidad de operación de las bombas con el fin de evitar el cambio de fase del GLP en zonas críticas	116
3.3.4.	Evaluación de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi – Quito	118
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
ANEXOS	131

ÍNDICE DE TABLAS

		PÁGINA
Tabla 1.1	Propiedades físicas del propano y butano comercial	3
Tabla 1.2	Velocidades recomendadas para el transporte de hidrocarburos líquidos de baja viscosidad por tuberías de acero	13
Tabla 1.3	Coefficiente de rugosidad (ϵ) para diferentes tuberías de acero	14
Tabla 1.4	Caída de presión de hidrocarburos líquidos transportados en tuberías de acero	18
Tabla 1.5	Características generales de la red de poliductos operativos en el Ecuador	22
Tabla 3.1	Resultados de análisis cromatográfico (porcentaje en volumen) de las muestras de GLP No. 2, 72 y 94	60
Tabla 3.2	Presiones promedio de succión y descarga del GLP en las diferentes estaciones del poliducto Shushufindi – Quito	74
Tabla 3.3	Temperatura y caudal del GLP registrado en los medidores Coriolis durante el proceso de transporte por el poliducto Shushufindi – Quito	75
Tabla 3.4	Velocidad de flujo de GLP en cada tramo de tubería del poliducto Shushufindi – Quito	82
Tabla 3.5	Rugosidad absoluta experimental en tres tramos del poliducto Shushufindi – Quito	84
Tabla 3.6	Cabeza dinámica total del GLP (m) en su transporte por los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito	87
Tabla 3.7	Cabeza de pérdidas (m) en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito para distintas condiciones de tubería	87
Tabla 3.8	Caída de presión del GLP en su transporte por los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito	89
Tabla 3.9	Tasa de disipación energética del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito	96
Tabla 3.10	Mínima presión de descarga del GLP en las estaciones de bombeo del poliducto Shushufindi – Quito determinada por el simulador HYSYS	109

Tabla AIII.1	División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos	135
Tabla AV.1	Propiedades críticas de los componentes más representativos del GLP	146
Tabla AVI.1	Coefficiente de rugosidad experimental de las 10 partidas de GLP analizadas	156
Tabla AVII.1	Relación entre la longitud y el diámetro de tubería en el poliducto Shushufindi – Quito para evaluar la relevancia de las pérdidas energéticas secundarias	160
Tabla AVIII.1	Listado de válvulas en el poliducto Shushufindi – Quito	165
Tabla AIX.1	Altura de presión y eficiencia de la bomba GUINARD DVMX-3.4.9-H-14e a una velocidad de 3 000 rpm	168
Tabla AIX.2	Altura de presión y eficiencia de la bomba GUINARD DVMX-3.4.9-NHH-10e a una velocidad de 3 400 rpm	168
Tabla X.1	Resultados de las principales propiedades físicas del GLP con las 10 muestras analizadas	169

ÍNDICE DE FIGURAS

		PÁGINA
Figura 1.1	Presión de vapor del GLP en función de la temperatura para diferentes composiciones propano/n-butano	5
Figura 1.2	Nomograma para la determinación de la viscosidad reducida del GLP en función de sus propiedades reducidas	8
Figura 1.3	Esquema de las variaciones energéticas del GLP en el poliducto	11
Figura 1.4	Nomograma para la determinación de la velocidad de flujo de hidrocarburos líquidos en tuberías de acero	12
Figura 1.5	Esquema de la caída de presión del GLP en el poliducto Shushufindi-Quito por medio del método gráfico	20
Figura 1.6	Diagrama de la red de poliductos en Ecuador	21
Figura 1.7	Diagrama de flujo del poliducto Shushufindi – Quito	23
Figura 1.8	Esquema representativo del ciclo de bacheo en el poliducto Shushufindi – Quito	24
Figura 1.9	Diagrama del funcionamiento de los sistemas de bombeo en la estación Shushufindi	27
Figura 1.10	Esquema del funcionamiento del medidor másico Coriolis	31
Figura 1.11	Diagrama de los sistemas de reducción de presión en la terminal de almacenamiento Oyambaro	33
Figura 2.1	Esquema de la metodología experimental realizada	34
Figura 2.2	Contenedor de acero inoxidable para almacenamiento de GLP	36
Figura 2.3	Termohidrómetro para la determinación de la densidad relativa del GLP	37
Figura 2.4	Equipo para la determinación de la presión de vapor del GLP	38
Figura 2.5	Equipo para la determinación de la temperatura al 95% de evaporación del GLP	39
Figura 2.6	Diagrama de flujo para la determinación del coeficiente de rugosidad en tuberías	44
Figura 2.7	Diagrama de flujo para la determinación de la caída de presión total en el transporte de GLP por el poliducto Shushufindi –	

	Quito	47
Figura 2.8	Diagrama de flujo en ASPEN HYSYS del transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito	51
Figura 3.1	Partidas de GLP seleccionadas en el CIS conforme al programa de despacho de productos en los meses de enero - abril de 2018	55
Figura 3.2	Carta de control de la presión de vapor a 37,8 °C y la temperatura al 95 % de vaporización de las muestras de GLP analizadas	57
Figura 3.3	Registro de las presiones de succión en la estación Shushufindi	64
Figura 3.4	Registro de las presiones de descarga en la estación Shushufindi	64
Figura 3.5	Registro de las presiones de succión en la estación Quijos	66
Figura 3.6	Registro de las presiones de descarga en la estación Quijos	67
Figura 3.7	Registro de las presiones de succión en la estación Osayacu	69
Figura 3.8	Registro de las presiones de descarga en la estación Osayacu	69
Figura 3.9	Registro de las presiones de succión en la estación Chalpi	70
Figura 3.10	Registro de las presiones de descarga en la estación Chalpi	71
Figura 3.11	Registro de las presiones de entrada en la estación Oyambaro	72
Figura 3.12	Diferencias en densidad del GLP transferido entre el CIS y Oyambaro	78
Figura 3.13	Diferencias en volumen y masa del GLP transferido entre el CIS y Oyambaro	81
Figura 3.14	Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 2	92
Figura 3.15	Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 72	93
Figura 3.16	Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 94	94
Figura 3.17	Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito por categoría (partida No. 2)	98
Figura 3.18	Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito por categoría (partida No. 72)	98
Figura 3.19	Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi –	

	Quito por categoría (partida No. 94)	99
Figura 3.20	Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida No.2)	101
Figura 3.21	Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida No. 72)	101
Figura 3.22	Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida No. 94)	102
Figura 3.23	Curva de cabeza de presión de las bombas centrífugas P-1201, P-1202 (estación Shushufindi) y P-1301, P-1302 (estación Quijos)	106
Figura 3.24	Curva de cabeza de presión de las bombas centrífugas P-1404 (estación Osayacu) y P-1504 (estación Chalpi)	107
Figura 3.25	Porcentaje de vapor del GLP con relación a la longitud de tubería en el tramo Chalpi – La Virgen	112
Figura 3.26	Porcentaje de vapor del GLP con relación a la longitud de tubería en el tramo La Virgen – Oyambaro	113
Figura 3.27	Disminución de la densidad del GLP en función de su presión y temperatura (Partida No. 72)	115
Figura 3.28	Presión de descarga mínima en Chalpi para evitar la vaporización del GLP en el pK 256+620	117
Figura 3.29	Diagrama de las pérdidas energéticas del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito	119
Figura AII.1	Cromatograma de la partida de GLP No.2	133
Figura AII.2	Cromatograma de la partida de GLP No.72	133
Figura AII.3	Cromatograma de la partida de GLP No.94	134
Figura AV.1	Determinación gráfica de la viscosidad reducida del GLP	151

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO I	
Selección de un número representativo de partidas de GLP para su estudio	132
ANEXO II	
Análisis composicional del GLP	133
ANEXO III	
División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 segmentos de análisis	135
ANEXO IV	
Ejemplo de cálculo para la determinación de la velocidad de flujo constante de GLP en el poliducto	143
ANEXO V	
Ejemplo de cálculo para la determinación de la viscosidad cinemática del GLP por el método termodinámico de Lucas – Chung	144
ANEXO VI	
Ejemplo de cálculo para la determinación del coeficiente de rugosidad en la tubería	153
ANEXO VII	
Ejemplo de cálculo para la determinación de las pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito	157
ANEXO VIII	
Ejemplo de la determinación gráfica de las pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito	161
ANEXO IX	
Tablas de cabeza de presión y eficiencia de las bombas centrífugas tipo GUINARD	168
ANEXO X	
Resultados de los análisis físicos del GLP	169

RESUMEN

En el presente proyecto se estudió la influencia de las pérdidas energéticas, en el poliducto Shushufindi – Quito, sobre las propiedades físicas del gas licuado de petróleo (GLP). El desarrollo de esta investigación permitió identificar las zonas del poliducto en las cuales las propiedades del GLP se ven alteradas por los cambios de presión y temperatura con la finalidad de estimar la energía de bombeo necesaria que garantiza condiciones licuables del hidrocarburo a lo largo de la tubería.

Para el desarrollo del presente proyecto se realizaron mediciones de 10 partidas de GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito. En el Laboratorio de Control de Calidad del Complejo Industrial Shushufindi se efectuó la caracterización física del GLP (densidad, volatilidad, presión de vapor, y composición másica) a fin de estudiar su comportamiento (con relación a la presión y temperatura) previo a ser despachado.

En las estaciones de bombeo Shushufindi, Quijos, Osayacu y Chalpi, se registraron las presiones de succión y descarga del GLP (en intervalos de una hora conforme a la programación de EP Petroecuador) así como su caudal, temperatura y densidad definidas por el medidor Coriolis, con el fin de estimar valores característicos. El poliducto fue estudiado en 5 tramos (Shushufindi – Quijos, Quijos – Osayacu, Osayacu – Chalpi, Chalpi – La Virgen y La Virgen – Oyambaro) y 279 subtramos de 1 km de longitud cada una.

Con base en los resultados de laboratorio y los registros en campo se aplicó la ley de la conservación de la masa y la energía (principio de Bernoulli) en los diferentes segmentos del poliducto con el fin de estimar la caída de presión. El proceso del transporte de GLP fue desarrollado además con el simulador ASPEN HYSYS con base en el cual se determinó la presencia de vapor en la tubería y los cambios de densidad a bajas presiones.

La mayor tasa de despresurización del GLP se presentó en el tramo Chalpi –

Oyambaro con un valor de 15,3 m (11,5 psi) por kilómetro de tubería recorrida. El fluido presentó una pérdida considerable de presión en el pK 257 a la altura de La Virgen, con un valor de 45,9 psi (valor inferior a su presión de vapor), lo cual generó el cambio de fase del GLP entre el pK 255 y el pK 260 (7,8 % de vapor) y la consecuente reducción de su densidad (incremento en su volumen) que altera la cuantificación volumétrica del producto en Oyambaro.

En tramos de gran longitud (como Shushufindi – Quijos) la despresurización del GLP se debió en un 85 % a los efectos de la fricción de la tubería y un 15 % a la cabeza de elevación. En tramos cortos con topografía altamente irregular (como Chalpi – Oyambaro) la caída de presión del GLP fue causado en un 88 % por la cabeza de elevación y apenas un 12 % por la fricción de la tubería.

En el presente proyecto se evaluó además la disminución en la caída de presión del GLP al reemplazar las tuberías desgastadas (rugosidad calculada experimentalmente de 5×10^{-4} m) por tuberías nuevas (rugosidad bibliográfica de 5×10^{-5} m). Los resultados mostraron que la caída de presión del GLP presenta una máxima disminución de 274 psi (23 %), por lo cual su reemplazo es viable en zonas de alta despresurización.

El simulador ASPEN HYSYS permitió evaluar la mínima presión de descarga requerida en la estación Chalpi para garantizar condiciones licuables de transporte en el tramo Chalpi – Oyambaro, la cual fue 1 146 psi. Con base en este resultado se evidenció que la presión de descarga actual en dicha estación es, en muchos casos, menor a la determinada por el simulador; por lo cual se sugirió incrementar la presión de descarga en Chalpi en 7,7 %.

INTRODUCCIÓN

El poliducto Shushufindi – Quito, construido en el año 1979, transporta alrededor de 10 800 bpd de derivados de petróleo (diésel, jet fuel, gasolina base, destilado, GLP) desde el Complejo Industrial Shushufindi a las terminales de almacenamiento Oyambaro y El Beaterio, a través de una tubería de 304,8 km de longitud. Los mayores volúmenes transportados corresponden a gasolina base (62 %) y GLP (35 %) (EP Petroecuador, 2018, pp. 25-28).

Debido a la alta volatilidad del GLP (presión de vapor de 598 kPa a 15,5 °C), éste es transportado por el poliducto a altas presiones (por encima de 6 900 kPa) con el fin de garantizar su licuefacción y evitar la formación de vapores. La presencia de un flujo bifásico genera sobrepresión al interior de la tubería, afecta al rendimiento de los sistemas de bombeo y altera la densidad del GLP. Al ser éste un hidrocarburo altamente compresible, los cambios de densidad inciden directamente sobre el volumen cuantificado entre dos estaciones (transferencia de custodia) lo cual genera “pérdidas volumétricas” de producto (Totten, 2003, p. 42).

Si bien la despresurización del GLP es un proceso inevitable debido a los efectos de la fricción de la tubería y a las condiciones topográficas irregulares por las que ésta atraviesa (263 a 4 045 msnm), a partir de la ley de la conservación de la energía es posible identificar zonas “críticas” en las cuales se genera un mayor gasto energético, y el GLP es susceptible a la variación de sus propiedades físicas (Miesner y Leffler, 2006, p. 117).

Estudios previos realizados en el poliducto se han enfocado principalmente en incrementar la capacidad de transporte de derivados con el fin de abastecer la demanda en el Ecuador; sin embargo, las pérdidas energéticas del GLP y la incidencia sobre la variación de sus propiedades físicas aún no han sido estudiadas (Cepeda, 2005; Flores y Bravo, 2014).

En el presente proyecto se analizaron las pérdidas energéticas del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito con el fin de determinar

cuantitativamente la necesidad de un incremento en la cabeza de bombeo de cada estación del poliducto, o el requerimiento de un cambio de tubería en tramos de alta despresurización, para tal efecto se desarrollaron balances de masa y energía del proceso de transporte de GLP por el poliducto; el estudio fue complementado con la simulación en ASPEN HYSYS.

La realización de este proyecto sirve a EP Petroecuador como base para la readecuación de tuberías y/o sistemas de bombeo enfocados en el ahorro energético y en garantizar a la ciudadanía la justa transferencia volumétrica del GLP.

1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 TRANSPORTE DE GLP A TRAVÉS DE POLIDUCTOS

1.1.1 DEFINICIÓN DE POLIDUCTO

Un poliducto se define como un conducto tubular largo (o un conjunto de tuberías acopladas en serie) por el interior del cual se transportan combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, o cualquier otro producto terminado a partir del refino del petróleo (González, 2012, p. 2).

A diferencia de los oleoductos y gasoductos que transportan exclusivamente petróleo crudo y productos gaseosos, respectivamente; el poliducto puede transportar diferentes hidrocarburos líquidos con características físicas y químicas similares en períodos programados denominados baches (Miesner y Leffler, 2006, p. 6).

El transporte de hidrocarburos por poliductos exige la implementación de sistemas de bombeo con el fin de suministrar la energía suficiente al fluido para vencer la columna hidrostática (consecuencia de la diferencia de elevación topográfica entre dos estaciones) (Shashi, 2015, p. 263).

1.1.2 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GLP

El GLP se extrae de fuentes fósiles junto con otros hidrocarburos como el gas natural y/o el petróleo crudo. Industrialmente el GLP es obtenido de dos formas: a partir la refrigeración del gas asociado (gas natural disuelto en crudo) mediante procesos de absorción, compresión y adsorción; o a través de las diferentes etapas de refinación del petróleo tales como la destilación del crudo, *hydrocracking*, reformado de naftas, FCC y la coquización (Totten, 2003, p. 31).

A condiciones ambientales (20,0 °C; 101,3 kPa) el GLP se presenta en estado gaseoso, lo cual dificulta su almacenamiento y transporte por ductos debido a su gran volumen y alta compresibilidad. Por medio de un proceso denominado licuefacción, la presión al interior de los contenedores y/o tuberías se incrementa por encima de la presión de vapor del GLP con el fin de garantizar su estado líquido y facilitar su almacenamiento y transporte (Miesner y Leffler, 2006, p. 112; Totten, 2003, p. 38).

La energía que garantiza condiciones licuables del GLP en el poliducto (presión por encima de 1 103 kPa a una temperatura de 37,8 °C) proviene de las bombas centrífugas, instaladas en puntos estratégicos del poliducto denominados estaciones de bombeo (Miesner y Leffler, 2006, pp. 117-118; Snow, 2002, p. 11.5).

La presencia de vapor en la tubería genera un flujo de alta turbulencia que desgasta las paredes internas del poliducto, el ingreso de vapor en los sistemas de bombeo (fenómeno conocido como cavitación) afecta su rendimiento mecánico. Adicionalmente, la vaporización del GLP altera la densidad y volumen del hidrocarburo lo cual incide en errores de cálculo del producto transferido de una estación a otra (Salinas, 2013, p. 17; Karassik, 2001, p. 19; EP Petroecuador, 2018).

1.1.3 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GLP

1.1.3.1 Composición del GLP

Los principales componentes del GLP son: propano ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_3$), n-butano ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_3$), iso-butano ($\text{CH}_3\text{CH}(\text{CH}_3)\text{CH}_3$), y en menor medida propileno ($\text{CH}_3\text{CH}=\text{CH}_2$) y butileno ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}=\text{CH}_2$). Los productos comerciales más comunes se componen principalmente de propano (C3) y butano (C4), o una mezcla proporcional de ambos hidrocarburos (Snow, 2002, p. 11.3; Speight, 2006, pp. 773-774).

En la Tabla 1.1 se presentan las propiedades físicas del propano y butano comercial, así como de una mezcla típica de GLP con 60 % propano y 40 % butano.

Tabla 1.1. Propiedades físicas del propano y butano comercial

Propiedad	Propano	Butano	GLP (60 % propano / 40 % butano)
Densidad relativa del líquido a 15 °C	0,50-0,51	0,57-0,58	0,53
Densidad relativa del gas comparado con el aire a 15 °C y 101,3 kPa	1,40-1,55	1,90-2,10	1,71
Temperatura de ebullición (°C) a 101,3 kPa	-45,0	-2,0	-25,5
Presión de vapor (kPa) a 37,8 °C	1 434	482	1 103

(Snow, 2002, p. 11.5)

El GLP puede contener además parafinas más pesadas como el iso-pentano y el n-pentano cuya concentración, según la norma INEN 675 (2017, p. 3): “Gases licuados de petróleo – requisitos”, debe ser menor al 2,0 % para garantizar su calidad como combustible.

Al GLP comercial se le adiciona pequeñas cantidades de componentes orgánicos de azufre con el fin de que éste sea detectable por el usuario a una concentración en el aire de 1,0 % (Totten, 2003, p. 49).

1.1.3.2 Densidad del GLP

En fase líquida, la variación de la densidad del GLP por efecto de los cambios de presión y temperatura no es significativa debido a sus bajos valores de compresibilidad y expansión térmica (10^{-6} bar^{-1} y 10^{-5} K^{-1} respectivamente) (Carson, 2002, p. 47).

Para el GLP en fase vapor, la densidad varía en relación directa con la presión y

relación inversa con la temperatura (ley combinada de los gases) lo cual genera un incremento considerable en su volumen y la disminución súbita de su densidad (Warren, 2006, p. 909).

Miesner y Leffler (2006, p. 111) describen que una disminución de 1 000 psi conlleva a un decremento de la densidad de los componentes C3 y C4 en 3,5 y 2,0 %, respectivamente; mientras que para los componentes volátiles C2 (contaminantes inmersos en el GLP) la densidad se reduce hasta en 18,0 % al disminuir su presión en 700 psi.

La densidad relativa es determinante en los cálculos de transferencia de custodia, proceso que regulariza y garantiza el justo comercio de hidrocarburos (en masa y volumen) entre dos terminales de almacenamiento. En este proceso se realiza la medición estática del producto transferido (aforo) y se multiplica por su densidad relativa para obtener así la masa del hidrocarburo. Los resultados entre ambas terminales deben ser equivalentes a fin de establecer que no existen pérdidas del hidrocarburo en el proceso de transporte por el poliducto (Warren, 2006, p. 909; ARCH, 2016, p. 55).

1.1.3.3 Presión de vapor del GLP

La presión de vapor se define como la presión ejercida por el vapor sobre el líquido cuando el sistema vapor-líquido se encuentra en equilibrio. Para el GLP, la presión de vapor constituye una medida indirecta de la temperatura mínima por debajo de la cual se produce su vaporización (Lluch, 2011, p. 90).

La presión de vapor del GLP es evaluada a 37,8 °C debido a que la presión crítica de los componentes C2 se encuentra por debajo de esta temperatura (4 868 kPa a 32,2 °C para el etano; y 5 040 kPa a 9,16 °C para el etileno). Esto implica que por encima de 37,8 °C ningún componente C2 podrá ser licuable, sin importar la presión ejercida sobre el sistema. Los componentes C2 constituyen volátiles no deseados que se presentan en el GLP debido a un deficiente proceso de

refinación del petróleo o del gas asociado (Miesner y Leffler, 2006, p. 110; INEN 676, 2013).

Debido a que la presión de vapor del GLP depende de su composición y de la temperatura del sistema, se han diseñado nomogramas que relacionan la temperatura y concentración propano/n-butano como se observa en la Figura 1.1 (Lluch, 2011, p. 91; NIST, 2017).

La presión de vapor del GLP desciende proporcionalmente con la temperatura e incrementa a mayor concentración de propano. Por lo general, la presión y la temperatura del GLP es máxima en los puntos de descarga y mínima en los puntos de succión de los sistemas de bombeo, lo cual genera que la presión de vapor del GLP no permanezca constante a lo largo del poliducto (Miesner y Leffler, 2006, p. 117).

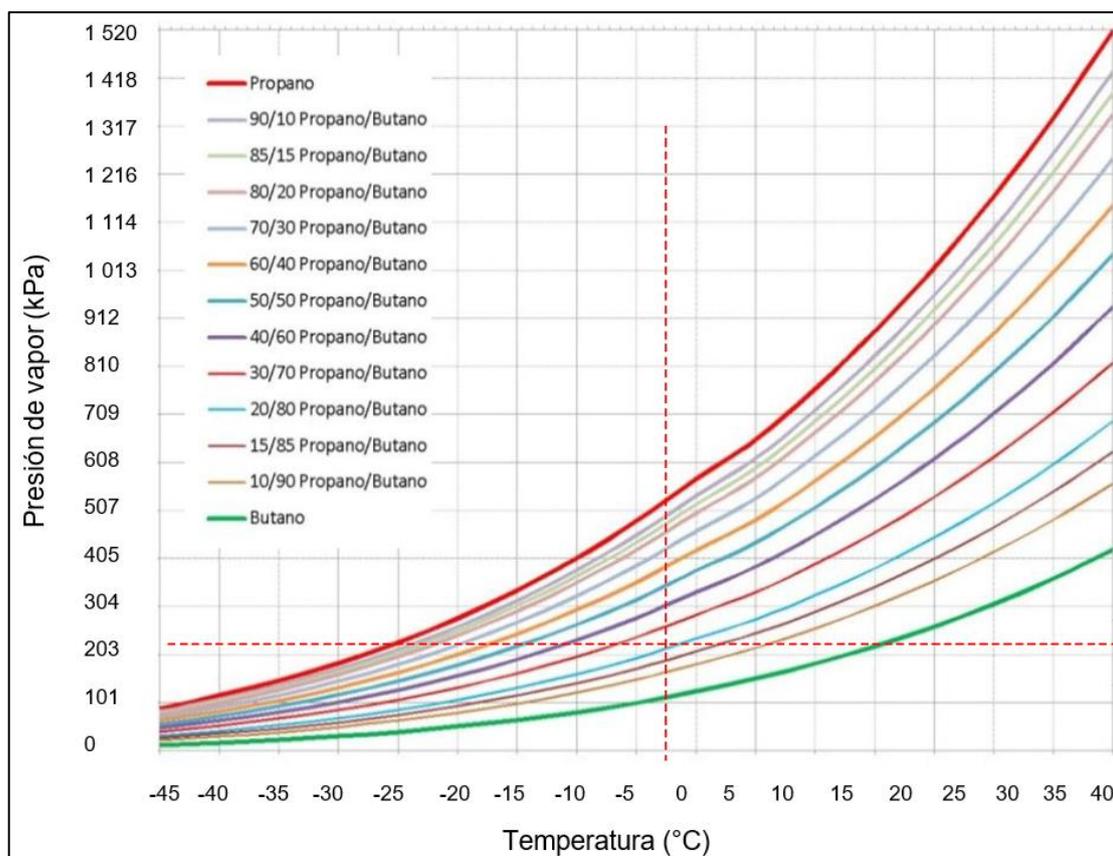


Figura 1.1. Presión de vapor del GLP en función de la temperatura para diferentes composiciones propano/n-butano. (Lluch, 2011, p. 91; NIST 69, 2017)

1.1.3.4 Temperatura al 95 % de evaporación del GLP

La temperatura de vaporización del GLP constituye una medida de la cantidad de componentes menos volátiles presentes en el hidrocarburo, tales como pentanos, hexanos o compuestos más pesados (C5 +) los cuales poseen una temperatura de vaporización mayor que la del propano y butano comercial (INEN 677, 2013, p. 1; Lluch, 2011, p. 89).

Para tal efecto se mide la temperatura del GLP por medios estandarizados cuando se ha evaporado el 95 % de su volumen a condiciones atmosféricas (lo cual confirma la presencia de componentes residuales en el hidrocarburo), y se compara el resultado con un patrón de referencia (límite permisible). Según la norma INEN 675 (2017, p. 2): “Gases licuados de petróleo – requisitos”, la temperatura al 95 % de vaporización del GLP no debe ser mayor a 2,2 °C (Lluch, 2011, p. 89).

1.1.3.5 Compresibilidad del GLP

La compresibilidad se define como la variación volumétrica de una sustancia por efecto de la presión ejercida sobre la misma. La compresibilidad es mínima en zonas de alta presión (puntos de descarga de las bombas centrífugas) y máxima en zonas de baja presión (puntos de succión de las bombas) (Carson, 2002, pp. 47-48).

El GLP posee el más alto grado de compresibilidad de los combustibles comerciales ($0,003 \text{ MPa}^{-1}$) y es el único en el cual dicha propiedad es lo suficientemente significativa en los procesos de transferencia de custodia (Warren, 2006, p. 909).

El etano y el etileno (C2) presentan mayor compresibilidad que el propano (C3) y el butano (C4) por lo cual la presencia de volátiles C2 en el GLP exige mayor energía de presión y menor temperatura ($< 32,0 \text{ °C}$) para transportarlo en

condiciones licuadas (Totten, 2003, p. 50).

Los componentes C2 (etano y etileno) son difícilmente compresibles debido que aun al operar a altas presiones (mayor a su presión crítica de 706 psi) el proceso de licuefacción se verá limitado por su baja temperatura crítica (32,0 °C para el etano y 9,0 °C para el etileno) por encima de la cual, sin importar la presión ejercida sobre el sistema, el hidrocarburo se vaporizará (Miesner y Leffler, 2006, pp. 96-97).

Adicionalmente, en tuberías de gran longitud, la presencia de volátiles C2 incrementa el volumen de la mezcla (reducción de 61,0 % de la densidad del C2 por cada 1 000 psi) lo cual limita el flujo uniforme de la fase líquida y genera alta turbulencia al interior de la tubería, que se traduce en un incremento de la caída de presión (Miesner y Leffler, 2006, p. 111).

1.1.3.6 Viscosidad del GLP

La viscosidad dinámica se define como la relación entre el esfuerzo cortante aplicado sobre la capa límite de un determinado fluido (en este caso el GLP) y el gradiente de deformación del mismo (Mott, 2006, p. 27).

La viscosidad en hidrocarburos altamente presurizados se produce por efecto de un esfuerzo de cizalladura aplicado en un punto del fluido, el cual genera colisiones moleculares e intercambios aleatorios de momento (Aguilera, González, López, Matamoros y Ornel, 2004, pp. 8-9).

La viscosidad del GLP depende de la presión, temperatura y peso molecular. Esta dependencia puede representarse en función de sus propiedades reducidas como se muestra en la Figura 1.2 (Bird, Stewart y Lightfoot, 2007, p.12; Perry, Green y Maloney, 2007, p. 2.374).

Conforme la presión disminuye la viscosidad se aproxima a un valor constante en

el límite de baja densidad, que en la mayoría de los gases ocurre a una presión de 101,3 kPa. En estas condiciones (presión menor a 101,3 kPa) la viscosidad incrementa proporcionalmente con la temperatura del sistema (Bird, et al, 2007, pp. 23-24).

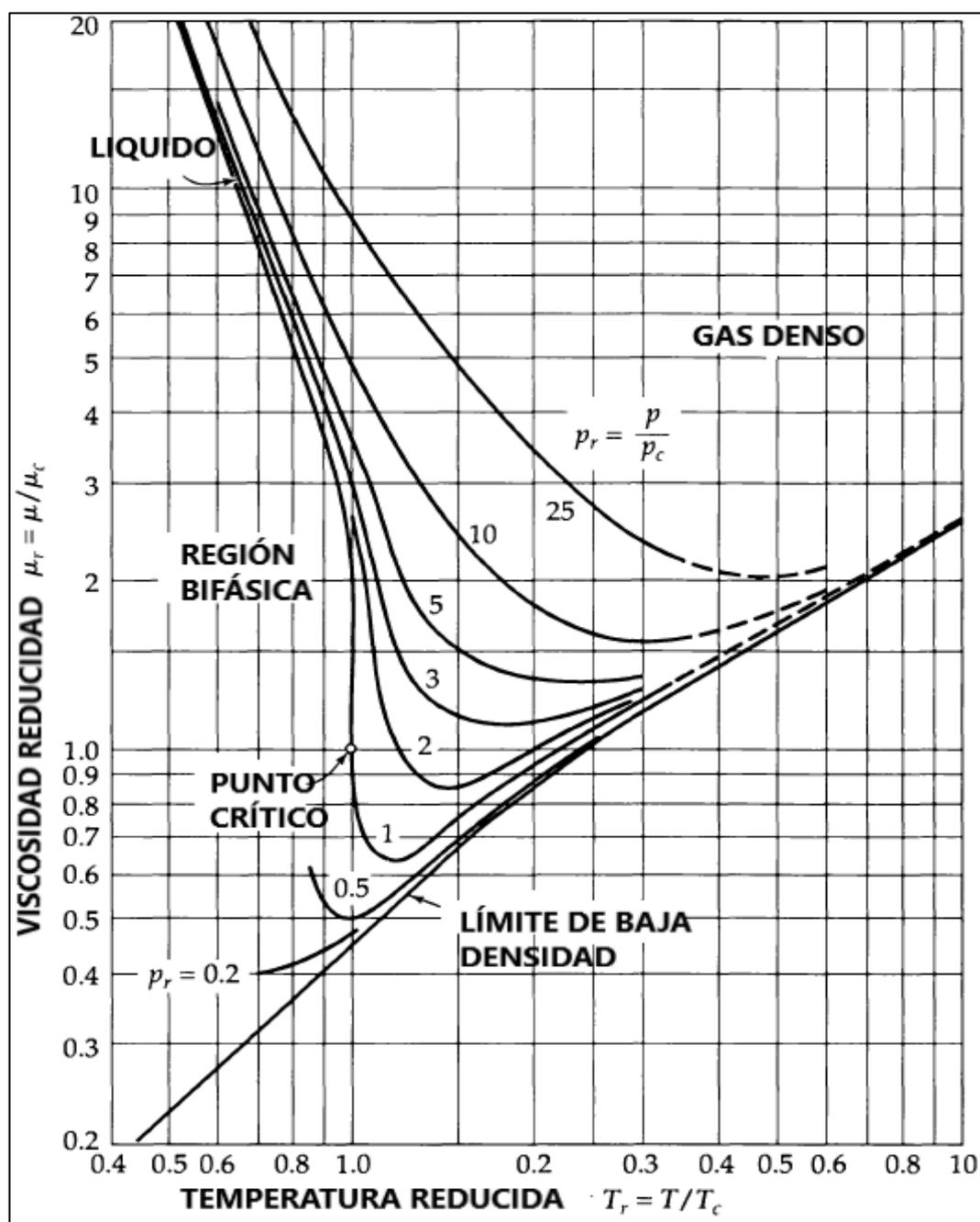


Figura 1.2. Nomograma para la determinación de la viscosidad reducida del GLP en función de sus propiedades reducidas (Bird, et al, 2007, p. 22)

A altas presiones (licuefacción) la viscosidad del GLP es función tanto de la

presión y la temperatura del sistema, modeladas mediante las curvas características de viscosidad presentadas en la Figura 1.2.

Debido a que el GLP se transporta por el poliducto a presiones variadas (de 1 300 a 10 300 kPa) no es posible definir un valor constante de viscosidad; sin embargo, Bird, et al (2007, p. 22) recomienda trabajar con una viscosidad referencial a condiciones máximas de presión y temperatura (zona de descarga de la bomba) para simplificar los cálculos del proceso hidráulico.

1.1.4. ANÁLISIS ENERGÉTICO EN EL TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO

1.1.4.1 Ley de la continuidad aplicada al transporte de GLP

El principio general de la conservación de la energía (primera ley de la termodinámica) establece que la energía de un determinado sistema se mantiene constante con el tiempo (si bien se puede transformar en cualquier otro tipo de energía) y su estado energético en cualquier instante es función de los intercambios de calor y trabajo entre dicho sistema y el medio circundante (Morán y Saphiro, 2005, p. 52).

La ley de la conservación de la energía permite estudiar de manera simplificada el estado energético del GLP en su transporte por el poliducto. Para tal efecto se establecen las siguientes condiciones con el fin de obtener un modelo matemático sencillo que describa las fluctuaciones energéticas del GLP:

- El fluido presenta una viscosidad igual a cero.
- El fluido se transporta en condiciones estacionarias (caudal constante) e incompresibles (densidad constante).
- No se generan variaciones de la energía interna del fluido por efectos del

trabajo o la transferencia de calor con otros sistemas circundantes (tubería adiabática).

Entonces, la energía total del sistema puede expresarse mediante la relación de Bernoulli definida en la Ecuación 1.1 (McCabe y Smith, 2003, p. 73).

$$\frac{P_1}{\gamma} + Z_1 + \frac{v_1^2}{2 * g} = \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 + \frac{v_2^2}{2 * g} \quad [1.1]$$

Donde:

- P : Presión del GLP en un punto específico de la tubería (kPa)
- v : Velocidad del GLP por el interior de la tubería (m/s)
- γ : Peso específico del GLP (N/m³)
- Z : Altura topográfica con respecto a un nivel de referencia (m)
- g : Aceleración de la gravedad (9,8 m/s²)

La relación de Bernoulli establece que las variaciones energéticas de un fluido son causadas por los cambios de la energía potencial, energía cinética y energía de presión en la tubería. La relación entre la energía del fluido y su peso específico se denomina “cabeza” o “carga” y se la expresa en unidades de longitud.

En la Figura 1.3 se presenta un esquema de los cambios energéticos del GLP entre dos puntos de un poliducto.

El fluido que atraviesa el punto 1 de la tubería mostrada en la Figura 1.3 con una determinada cabeza podrá perder energía ($-h_L$), ganar energía ($+h_A$), o remover energía ($-h_R$) cuando alcance el punto 2 de dicha tubería (Shashi, 2004, p. 29; Larock, Jeppson y Watters, 2000, p. 8).

La energía ganada por el fluido proviene de las bombas centrífugas, las cuales transforman la energía mecánica en energía potencial y energía cinética. Como

no hay presencia de turbinas u otros dispositivos mecánicos para la remoción de energía, el término $h_R = 0$. Finalmente, las pérdidas energéticas se generan por efectos de la fricción y la presencia de accesorios en el poliducto (Karassik, 2001, p. 71; Kayode, 2007, p. 134).

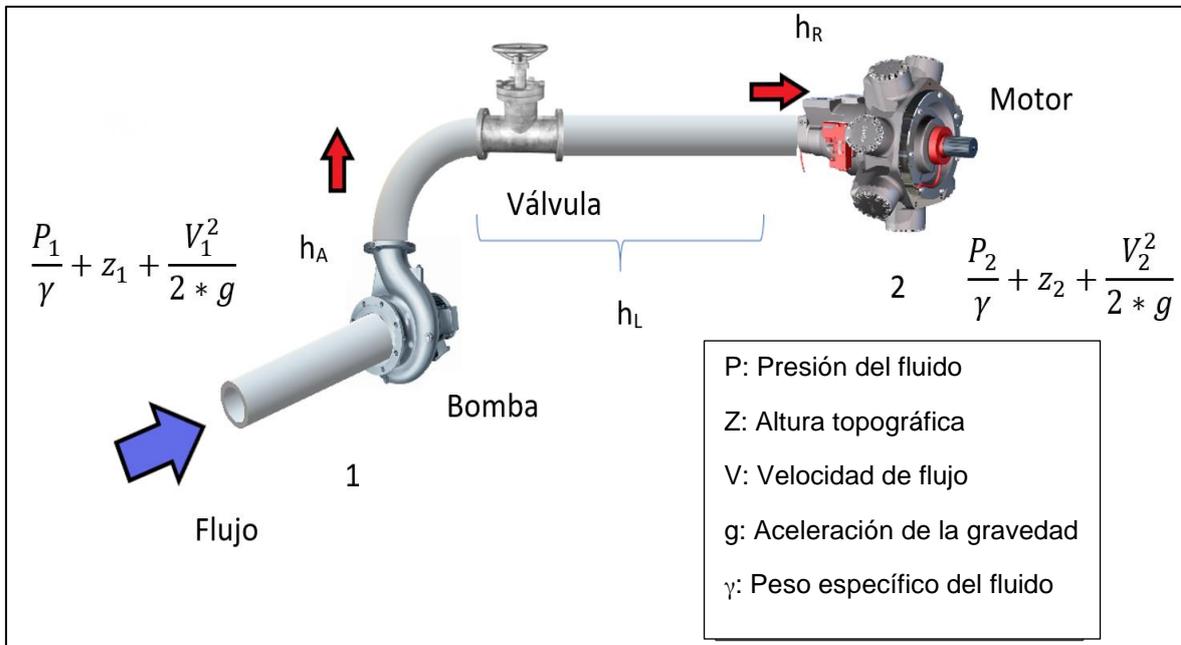


Figura 1.3. Esquema de las variaciones energéticas del GLP en el poliducto

1.1.4.2 Velocidad de circulación del GLP

El nomograma de la Figura 1.4 relaciona el caudal de GLP transportado por el poliducto (eje de las abscisas) y el diámetro nominal de diferentes tuberías de acero, con el fin de facilitar la lectura de la velocidad de corriente (eje de las ordenadas) dentro de un rango de operación permisible.

En la Figura 1.4 se muestran los límites de velocidad permisible para hidrocarburos presurizados (en diferentes dimensiones de tubería) con un valor mínimo de 3 pie/s (0,9 m/s) y un valor máximo de 10 pie/s (3,0 m/s) (API RP 14e, 2013; Arnold y Stewart, 2008, p. 292).

A altas velocidades de corriente, el régimen de flujo es turbulento (número de

Reynolds superior a 4 000), lo que provoca un mayor desgaste de las paredes internas de la tubería por efecto del incremento de la cabeza de pérdidas (fricción), la cual incrementa proporcionalmente con la velocidad del fluido (Kayode, 2007, p. 134).

A bajas velocidades pueden generarse deposiciones de sólidos y sedimentos en el interior de la tubería lo cual conlleva a un proceso corrosivo que desgasta las paredes del ducto y disminuye el tiempo de vida útil de la tubería (Kayode, 2007, p. 134; PDVSA, 2000, pp. 45-46).

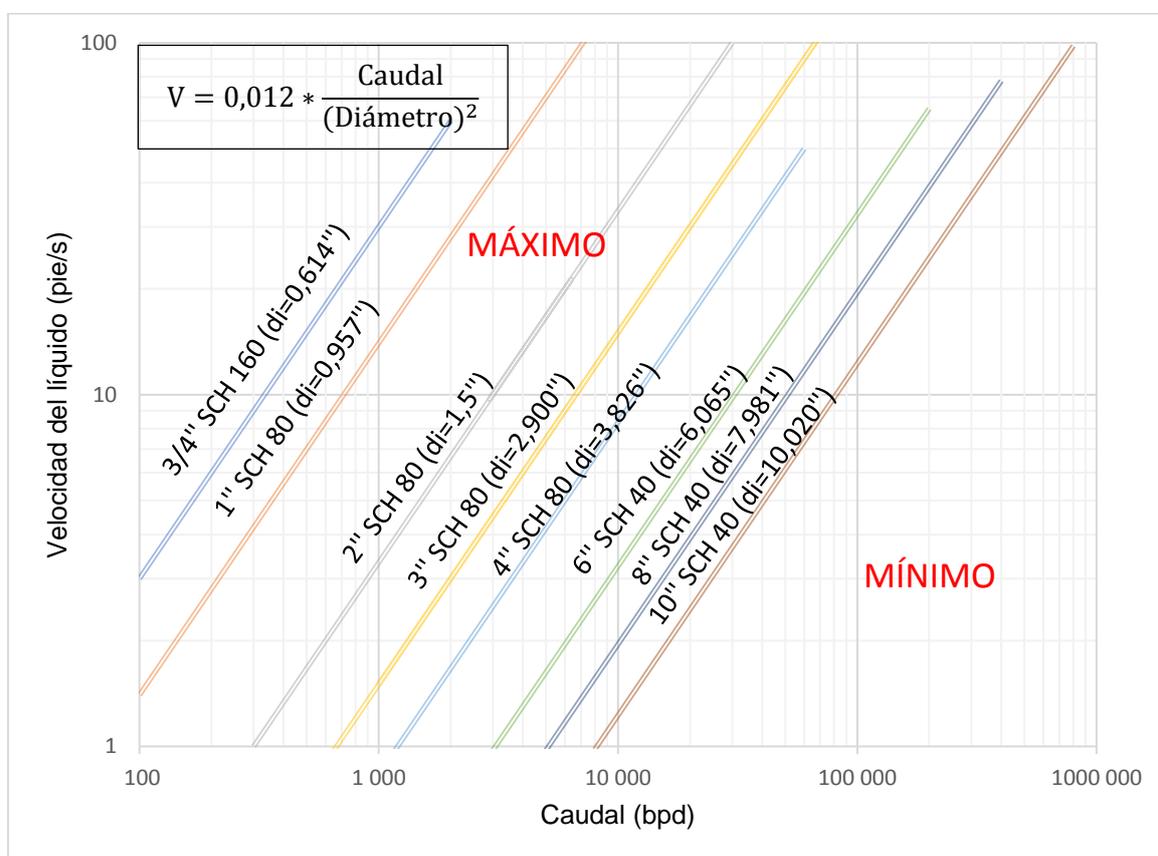


Figura 1.4. Nomograma para la determinación de la velocidad de flujo de hidrocarburos líquidos en tuberías de acero (Arnold y Stewart, 2008, p. 292)

McCabe y Smith (2003, p. 189) establecieron que para hidrocarburos de baja densidad y baja viscosidad (como es el caso del propano, butano o la mezcla de ambos), la velocidad de transporte del fluido por el interior de tuberías de acero al carbón (poliducto Shushufindi – Quito) debe mantenerse en el rango de

velocidades especificadas en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Velocidades recomendadas para el transporte de hidrocarburos líquidos de baja viscosidad por tuberías de acero

Fluido	Condición	Velocidad óptima (m/s)
Baja viscosidad	Flujo por gravedad	0,15 - 0,30
	Entrada de bomba	0,30 - 0,90
	Salida de bomba	1,20 - 3,00
	Línea de conducción	1,20 - 2,40
Alta viscosidad	Entrada de bomba	0,06 - 0,15
	Salida de bomba	0,15 - 0,60

1.1.4.3 Energía disipada por el GLP en su transporte por el poliducto (h_L)

En el transporte de hidrocarburos por tuberías altamente presurizadas se distinguen dos tipos principales de pérdidas energéticas: aquellas que son causadas por la fricción entre el fluido y las paredes internas de la tubería, denominadas pérdidas primarias o cabeza de pérdidas; y aquellas generadas por la presencia de válvulas, codos, boquillas y demás accesorios, denominadas pérdidas menores o secundarias (Mott, 2006, p. 233; McCabe y Smith, 2003, pp. 78-79).

Pérdidas energéticas primarias o pérdidas de cabeza de fricción

Una parte de la energía hidráulica del GLP se transforma en energía térmica por efecto de la fricción entre el fluido viscoso y las paredes internas de la tubería, esta disipación energética, denominada pérdidas de cabeza de fricción, es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad con la que el GLP circula

por el interior de la tubería (Shashi, 2004, p. 41; Karassik, 2001, p. 73; Mott, 2006, p. 202).

El GLP se transporta por el poliducto en un régimen turbulento totalmente desarrollado, por lo que el factor de fricción es función directa de la rugosidad absoluta de la tubería, definida como la resistencia que ejerce la pared interna del ducto al libre transporte del fluido (Kayode, 2007, p. 137).

Mott (2006, p. 235) estableció que para un acero comercial nuevo el valor aproximado de la rugosidad es $4,6 \times 10^{-5}$ m, bajo las normativas API 5L (2004): “Especificaciones para líneas de tuberías”, y ASME B31.4 (2002): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”.

La rugosidad interna de una tubería desgastada no siempre corresponde a la especificada por el fabricante. Esto se debe a la presencia de agentes abrasivos en los hidrocarburos transportados, así como la formación de condensados en el interior de la tubería, lo cual genera un efecto corrosivo sobre el acero (Kayode, 2007, p. 137).

En la Tabla 1.3 se muestra el valor empírico de rugosidad para diferentes tipos de tuberías de acero en función de su uso.

Tabla 1.3. Coeficiente de rugosidad (ε) para diferentes tuberías de acero

Condición de la tubería	Rugosidad ε (* 10^{-3} m)
Nueva	0,05-0,10
Uso prolongado	0,15-0,20
Uso moderado con incrustaciones menores	0,40
Uso moderado con incrustaciones mayores	3,00
Uso moderado con remaches transversales en buen estado	0,10
Uso moderado con línea de remaches y costuras	0,30-0,40
Acero soldado con líneas de remache, doble longitud de hilera y sin incrustaciones	0,60-0,70

(UNAM, 2008, p. 8.1)

La rugosidad de una tubería puede ser determinada mediante la Ecuación de Colebrook. Al comparar el resultado de la rugosidad calculado con las especificaciones de la Tabla 1.3 es posible definir las condiciones de desgaste de la tubería (Amador, 2008, p. 14).

Pérdidas energéticas secundarias (h_k)

Las pérdidas energéticas secundarias se refieren a aquella energía disipada por la presencia de válvulas, codos, accesorios, expansiones y contracciones de la sección transversal de la tubería. Esta disipación energética es directamente proporcional al coeficiente de resistencia del accesorio (K) y al cuadrado de la velocidad del fluido por el interior de la tubería (Afif, 2014, p. 110; Mott, 2006, p. 281).

Las pérdidas energéticas secundarias pueden tener una gran influencia sobre las pérdidas energéticas globales cuando se trabajan en longitudes cortas de tubería (longitud menor a mil diámetros).

En el poliducto Shushufindi-Quito la longitud de su tubería más corta, correspondiente al tramo Oyambaro – Ushimana (9,2 km), es igual a 58 546 diámetros, por lo que las pérdidas energéticas secundarias no resultan significativas (Afif, 2004, p. 110; Flores y Bravo, 2014, p. 178).

1.1.4.4 Energía requerida por los sistemas de bombeo del poliducto en el transporte de GLP (h_A)

La energía necesaria para transportar el GLP por el poliducto se obtiene de un sistema de bombas centrífugas acopladas en serie (en cada una de las estaciones de bombeo), las cuales transforman la energía mecánica en energía cinética y energía potencial para transportar al fluido de una estación a otra (Mott, 2006, p. 382).

En las diferentes estaciones de bombeo, la energía suministrada al GLP debe ser mayor a la carga dinámica total (*Total Dynamic Head – TDH*) la cual se define como la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga mientras la bomba se encuentra operativa (Karassik, 2001, p. 76; Miesner y Leffler, 2006, p. 252).

El TDH permite suministrar al fluido la energía necesaria para contrarrestar los efectos de la caída de presión total en un tramo de análisis definido. La caída de presión total (ΔH) corresponde a la sumatoria de las cabezas de elevación, velocidad y fricción en un determinado segmento de análisis del poliducto (Larock, et al, 2000, p. 18).

Los sistemas de bombeo deben acoplarse a los cambios de caudal, densidad y cabeza con la que los diferentes hidrocarburos son succionados en las distintas estaciones, y en consecuencia la velocidad operativa de bombeo (ω) no siempre se mantiene constante, principalmente en el proceso de succión de interfases (mezcla de la cola y cabeza de dos hidrocarburos con características físicas diferentes).

Las leyes de afinidad permiten determinar el efecto del cambio de la velocidad de una bomba sobre la cabeza y la potencia del sistema. Estas leyes establecen que la cabeza y la potencia de bombeo varían de manera directa y proporcional con el cuadrado y el cubo de la velocidad de la bomba, respectivamente (Karassik, 2001, p. 76; Larock, et al, 2000, p. 18).

En la Ecuación 1.2 se presenta la relación entre la cabeza de presión de la bomba y su velocidad. Al realizar una simulación del proceso de transporte de GLP o cualquier otro hidrocarburo por el poliducto (simulador ASPEN HYSYS) las variables de entrada al sistema constituyen datos conocidos de la cabeza de bombeo a una velocidad específica (especificados por el manual de bombas centrífugas de cada estación), y los datos de salida constituyen las curvas características de las bombas, con base a las cuales se puede evaluar la cabeza de descarga requerida para transportar el GLP por la tubería de una estación a

otra (Ghasem, 2012, p. 57; HYSYS, 2015. p. 3.4).

$$h_2 = h_1 * \left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)^2 \quad [1.2]$$

Donde:

ω_1 : Velocidad de operación de la bomba (rpm) especificada por el manual (dato conocido)

h_1 : Cabeza de presión de la bomba (m) a la velocidad especificada en el manual (dato conocido)

ω_2 : Velocidad de operación cercana al rango de trabajo requerido (rpm)

h_2 : Cabeza de presión de la bomba (m) a la velocidad requerida

1.1.4.5 Máxima caída de presión permisible en el transporte de GLP por el poliducto

La caída de presión del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi-Quito es función directa de la cabeza de pérdidas (efectos de la fricción), por lo cual siempre se genera una disipación energética inevitable debido a la rugosidad interna de la tubería (Miesner, Leffler, 2006, p. 271).

Sin embargo, la caída de presión no debe ser mayor a la especificada por el manual de PDVSA L-TP 1.5 (2000) que se detalla en la Tabla 1.4; caso contrario se requiere reemplazar las tuberías desgastadas por otras de menor rugosidad ya que se considera que la despresurización es crítica y que el GLP, o cualquier otro hidrocarburo transportado, requiere mayor suministro energético por parte de los sistemas de bombeo de cada estación (p. 5).

En el transporte de derivados de petróleo por poliductos la presión del fluido en la zona de bombeo, o en cualquier otro punto al interior de la tubería, no debe sobrepasar en ningún instante la máxima presión de operación permisible (MAOP), la cual constituye una referencia de la presión por encima de la cual la tubería es susceptible de deformarse plásticamente e incluso romperse (límite de

control superior). El personal que opera los sistemas de bombeo del poliducto recomienda que la presión de descarga debe garantizar una presión del hidrocarburo transportado alejada del MAOP (Larock, et al, 2000, pp. 9-10).

Tabla 1.4. Caída de presión permisible para hidrocarburos líquidos transportados por tuberías de acero

Características de la bomba	Caída de presión recomendable (kPa/ 100 m de tubería)	Máxima caída de presión (kPa/ 100 m de tubería)
Succión de la bomba	5,0	9,0
Descarga de la bomba a baja presión (< 4 830 kPa)	28,0	45,0
Descarga de la bomba a alta presión (> 4 830 kPa) con un caudal de 0 a 700 gpm	67,0	90,0
Descarga de la bomba a alta presión (> 4 830 kPa) con un caudal mayor a 700 gpm	67,0	45,0

(PDVSA, 2000, p. 5)

El valor de MAOP se determina mediante los lineamientos de la norma ASME B31.4 (2002, pp. 9-10): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”, en función del espesor de la tubería, el esfuerzo de fluencia (mínima presión en el límite elástico) y el factor de soldadura (parámetro de seguridad) por medio de la Ecuación de Barlow (Miesner y Leffler, 2006, p. 277).

1.1.4.6 Métodos gráficos para estimar la disipación energética del GLP en un poliducto

El perfil de gradiente hidráulico constituye una representación gráfica de la disipación de la energía cinética de un fluido en función de la longitud de la tubería por la cual éste se transporta. La pérdida energética del GLP se puede representar por medio de “cabezas” correspondientes a los diferentes términos de la ecuación de Bernoulli (Zevallos, 2010, p. 3).

En el transporte de GLP por el poliducto se pueden graficar tres rectas

características (Larock, et al, 2000, p. 9):

- La línea de gradiente hidráulico (LGH) la cual se obtiene de la suma de la cabeza de presión (pérdidas energéticas primarias) y cabeza de elevación en los diferentes puntos del poliducto, y que representa la caída de presión del GLP con respecto a la longitud del poliducto al asumir una velocidad de flujo constante.
- La línea de energía (LE) la cual es igual a LGH más la carga dinámica del sistema (relacionada con la velocidad del fluido), que es utilizada en modelos transitorios de velocidad variable. A velocidad constante, LE es igual a LGH.
- La línea topográfica (LT) que describe el nivel referencial por donde atraviesa el poliducto. LT define el límite inferior por debajo del cual la energía de presión del fluido es insuficiente para contrarrestar la columna hidrostática, y en consecuencia LGH y LE no deben descender, en ningún momento, por debajo del límite de control inferior LT (Miesner y Leffler, 2006, p. 48).

La pendiente de LGH y LE muestra la rapidez con la que la energía del GLP se disipa por cada kilómetro recorrido en el poliducto. A mayor pendiente se genera una mayor tasa de disipación energética, lo cual exige un mayor suministro energético por parte de los sistemas de bombeo de cada estación (Larock, et al, 2000, p. 9).

En la Figura 1.5 se presenta un esquema general del perfil de gradiente hidráulico, en donde además de la línea de gradiente hidráulico LGH y la línea topográfica LT se graficó la línea del MAOP (máxima altura de operación permisible en el poliducto) la cual constituye el límite de control superior del sistema hidráulico, por encima del cual la tubería presenta deformaciones plásticas o roturas, y por lo tanto LGH no debe sobrepasar el MAOP en ningún instante (Zevallos, 2010, p. 3).

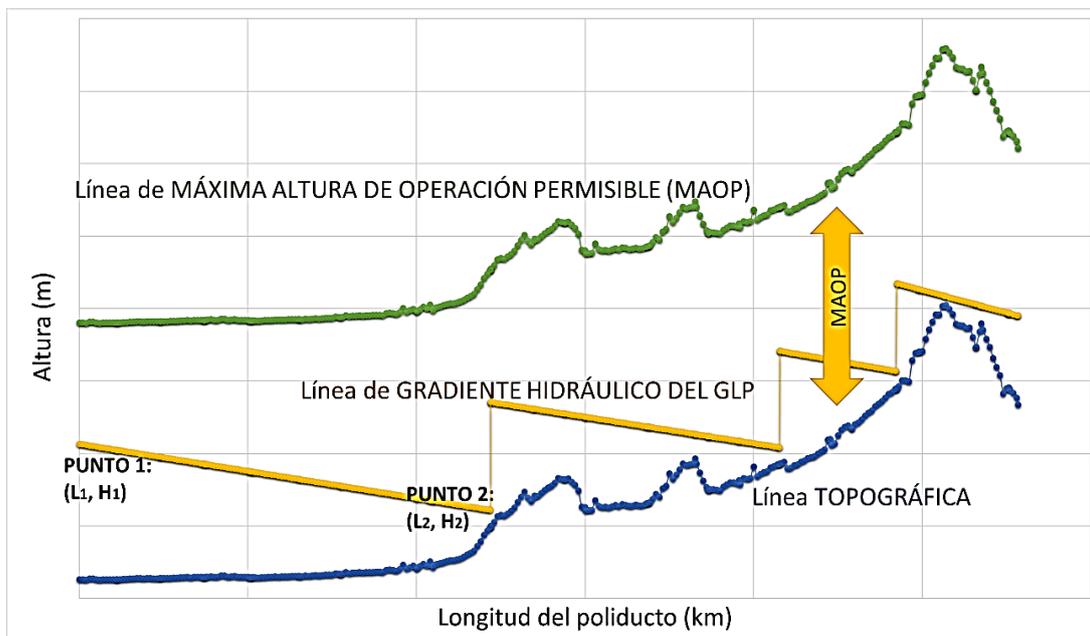


Figura 1.5. Esquema de la caída de presión del GLP en el poliducto Shushufindi-Quito por medio del método gráfico

1.2 SISTEMAS DE POLIDUCTOS EN EL ECUADOR

1.2.1 RED DE POLIDUCTOS ACTUALMENTE OPERATIVOS

La gerencia de transporte de EP Petroecuador es la entidad pública encargada del control técnico-operativo en las diferentes fases del transporte y almacenamiento de derivados de petróleo. En el Ecuador la red de poliductos, mostrada en la Figura 1.6, posee aproximadamente 1 630 km de longitud de tubería.

En el primer quimestre del 2018 se transportó un total de 35,4 millones de barriles de derivados a través de la red de poliductos actualmente operativos en Ecuador. Esto constituyó un incremento de 4,1 % con relación al primer quimestre del 2017, lo cual muestra el aumento de la demanda de derivados de hidrocarburos (principalmente gasolina de automóviles, gasolina de aviación y GLP) en el país, así como también la importancia de sus óptimas condiciones operativas que garanticen el justo comercio a nivel nacional (EP Petroecuador, 2018, pp. 24-30).



Figura 1.6. Diagrama de la red de poliductos en Ecuador
(EP Petroecuador, 2018)

Los principales productos transportados por la red de poliductos son, de mayor a menor volumen: gasolina súper (14,3 %), gasolina extra (11,6 %), gasolina base (3,0 %), diésel 1 y 2 (32,7 %), JET A-1 (7,8 %), GLP (15,5 %), nafta de alto octanaje - NAO (3,0 %), premezcla (1,0 %) y Fuel Oil (11,1 %) (EP Petroecuador, 2018, p. 26).

En lo referente al GLP, en el primer quimestre del 2018 se transportaron aproximadamente 5,2 millones de barriles a través de los diferentes poliductos del Ecuador. Los mayores volúmenes correspondieron a los poliductos: Monteverde-Chorrillos, Pascuales- Cuenca y Shushufindi-Quito con 4,2, 0,5 y 0,4 millones de barriles de GLP, respectivamente (EP Petroecuador, 2018, pp. 24-30).

En la Tabla 1.5 se presentan las características generales de los 13 poliductos actualmente operativos en el Ecuador

Tabla 1.5. Características generales de la red de poliductos operativos en el Ecuador

Poliducto	Longitud (km)	Diámetro de tubería (in)	Capacidad de bombeo (bpd)
Ambato - Riobamba	40,7	6	12 480
Quito - Ambato	110,4	6	11 700
La Troncal - Cuenca	112,0	8	30 800
Pascuales - La Troncal	103,0	10	46 500
Libertad - Pascuales	126,7	10	21 600
Esmeraldas - Santo Domingo	146,6	16	60 504
Tres Bocas - Fuel Oil	5,6	14	48 000
Tres bocas - Pascuales	20,6	12	108 000
Shushufindi - Quito	304,8	6	10 800
Santo Domingo - Pascuales	276,5	10	36 480
Monteverde - Chorrillo	124,2	12	81 000
Libertad - Manta	170,6	6	8 400
Santo Domingo - Quito	88,3	12	46 752

(EP Petroecuador, 2018, p. 24)

1.2.2 POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO

Actualmente el poliducto Shushufindi – Quito transporta alrededor de 10 800 bpd de hidrocarburos livianos a través de una tubería de 304,8 km de longitud con una capacidad máxima de transporte de 450 bph; constituye el poliducto de mayor longitud a nivel nacional, y uno de los más irregulares en lo relacionado a su adaptación topográfica, tal como se aprecia en el diagrama de flujo de la Figura 1.7 (EP Petroecuador, 2018, p. 25).

El poliducto Shushufindi-Quito está constituido por cuatro estaciones de bombeo

(Shushufindi, Quijos, Osayacu, Chalpi), una estación reductora de presión (Oyambaro) y dos terminales de almacenamiento de derivados (Oyambaro y El Beaterio).

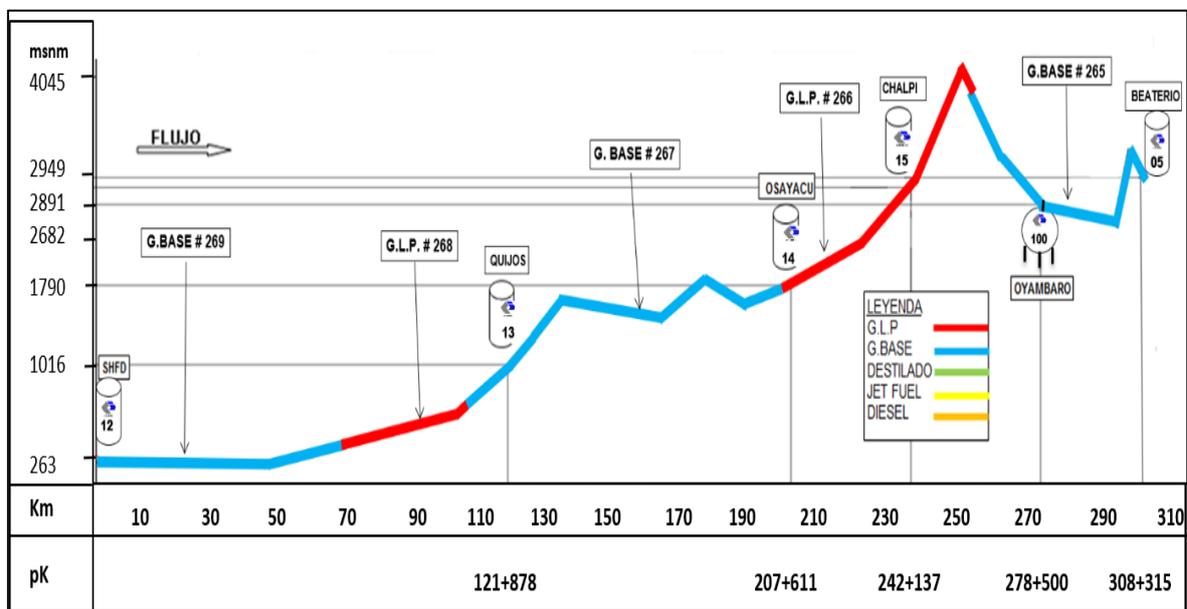


Figura 1.7. Diagrama de flujo del poliducto Shushufindi-Quito
(EP Petroecuador, 2018)

Los productos transportados por el poliducto Shushufindi – Quito son: gasolina base, GLP, diésel No.1 y 2, jet fuel y solvente industrial No. 1. Los hidrocarburos son despachados por el poliducto Shushufindi – Quito en volúmenes programados denominados partidas (descarga por medio de baches) (EP Petroecuador, 2018, p. 24).

Con el fin de evitar la contaminación de dos derivados de petróleo de diferentes características físicas, el proceso de bacheo por el poliducto Shushufindi – Quito es realizado en función de la densidad del hidrocarburo. El GLP, por ejemplo, presenta una densidad relativa de aproximadamente 0,53 por lo cual es transportado en medio de dos partidas de gasolina base con densidad de 0,68; no se lo transporta junto al diésel o el jet fuel por constituir derivados con mayor densidad relativa que el GLP. En la Figura 1.8 se presenta un esquema general del transporte de derivados por el poliducto Shushufindi – Quito (Miesner y Leffler, 2006, p. 65).

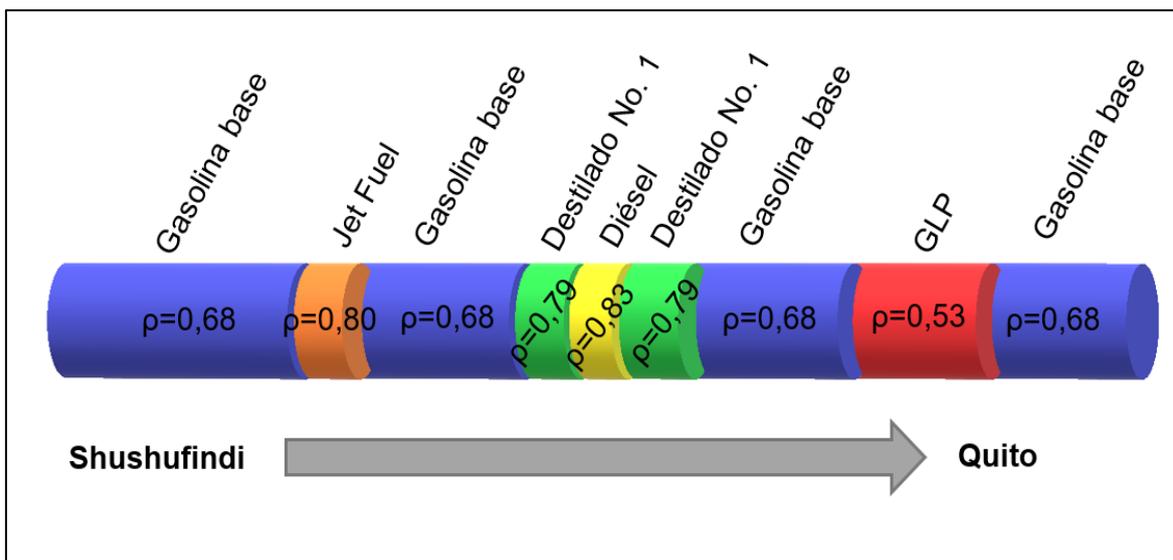


Figura 1.8. Esquema representativo del ciclo de bacheo en el poliducto Shushufindi-Quito (EP Petroecuador, 2018)

El proceso de transporte de derivados por medio de lotes o baches conlleva a la formación de interfases, definidas como el volumen de mezcla generado entre dos hidrocarburos líquidos adyacentes al interior de una tubería. La interfase puede generarse con la mezcla de líquidos miscibles (una sola fase) o de líquidos inmiscibles (dos fases), y generalmente presenta características físicas intermedias por lo cual en las terminales de recepción y almacenamiento éste es separado para posteriores procesos de recuperación de los derivados puros (Salinas, 2013, pp. 56-57).

El GLP es el único producto que se almacena en la Terminal Oyambaro (principalmente por motivos de infraestructura y seguridad debido a que el GLP es un hidrocarburo de alta inflamabilidad y requiere por lo tanto mantenerse alejado de zonas pobladas); mientras que los demás derivados de petróleo son direccionados a la Terminal El Beaterio, en el sur oriente de Quito, en donde se dispone de un mayor espacio y capacidad para su almacenamiento (Flores y Bravo, 2014, pp. 2-3).

EP Petroecuador utiliza el término pK (punto kilómetro) para definir distancias a lo largo del poliducto y facilitar el monitoreo del producto transportado. El sistema de medida comienza en la estación de bombeo Shushufindi pK 0+000

(correspondiente a una longitud de 0 km con 0 m) y finaliza en la terminal de almacenamiento El Beaterio en el pK 304+815 (correspondiente a una longitud de 304 km y 815 m con respecto a la estación Shushufindi). De esta manera, la terminal de almacenamiento de GLP Oyambaro se encuentra en el pK 278+300 (correspondiente a una longitud de 278 km y 300 m) (Muñoz, 2006, p. 70; EP Petroecuador, 2018, pp. 24-25).

El poliducto Shushufindi – Quito opera con dos tipos de tuberías. En el tramo Shushufindi – Ushimana (287,7 km) se utiliza un sistema de tuberías API 5LX-52 con diámetro nominal de 6 in y diámetro interior de 0,157 m (6,18 in); mientras que en el tramo Ushimana – El Beaterio se utiliza una tubería API 5LX-42 con diámetro nominal de 4 in y diámetro interior de 0,10 m (0,93 in) (Flores y Bravo, 2014, pp. 3-4).

Debido a que la terminal de almacenamiento Oyambaro se encuentra antes de Ushimana, la tubería operativa en el tramo Shushufindi – Oyambaro (transporte de GLP) corresponde a la API 5LX-52.

El transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito es monitoreado por el software SCADA (acrónimo de supervisión, control y adquisición de datos), el cual provee información en tiempo real al centro de monitoreo de cada estación sobre las condiciones operativas de los sistemas de bombeo, motores eléctricos, medidores máxicos Coriolis, sensores de densidad y temperatura, sistemas de reducción de presión (trenes reductores), condiciones de válvulas accesorios, y presión al interior de los tanques de almacenamiento (Miesner y Leffler, 2006, p. 140).

Debido a la alta presión de vapor del GLP, su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito exige la adaptación de los sistemas de bombeo a los cambios energéticos del hidrocarburo para garantizar su licuefacción (estado líquido); sin embargo, las condiciones operativas actuales no siempre son las más adecuadas (presiones de descarga deficientes) lo cual se ha evidenciado en varias ocasiones por las bajas presiones de succión registradas en las estaciones de bombeo

Quijos y Osayacu (< 180 psi), así como la variación volumétrica del GLP registrada en la terminal Oyambaro con respecto a la determinada en el CIS (procesos de transferencia de custodia).

1.2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI QUITO

1.2.3.1 Estación de bombeo Shushufindi

Ubicada en el cantón Shushufindi de la provincia de Sucumbíos a una altitud topográfica de 264 msnm, la estación de bombeo Shushufindi constituye la “cabeza” del poliducto (primera estación de bombeo) a partir de donde comienzan las operaciones de transporte de hidrocarburos hacia las terminales Oyambaro y El Beaterio (Muñoz, 2006, p. 71).

Posterior al proceso de refinado del petróleo en el Complejo Industrial Shushufindi (CIS) los productos hidrocarburíferos obtenidos son almacenados en tanques cilíndricos (hidrocarburos líquidos a temperatura ambiente) y tanques esféricos presurizados (GLP) conforme a las especificaciones de la norma API 650 (2013): “*Welded tanks for oil storage*”, la cual establece que los hidrocarburos líquidos con presiones de vapor menores a 90 kPa deben ser almacenados en tanques atmosféricos, mientras que los hidrocarburos con presiones de vapor mayores se almacenan en esferas (p. 5.1).

EP Petroecuador dispone el volumen de GLP a ser despachado en función de la demanda nacional (Programa de evacuación de productos) así como la fecha tentativa para iniciar el proceso de transporte por el poliducto. Los derivados de petróleo son enviados desde los tanques de almacenamiento del CIS a la estación de bombeo Shushufindi a través de dos tuberías acopladas en paralelo de 6 in (Cedeño y Villacrés, 2013, p. 41).

Debido a que la presión con la que ingresan los derivados de petróleo a la

estación de bombeo Shushufindi es demasiado baja (alrededor de 100 psi), existen cuatro bombas centrífugas de refuerzo tipo “Booster” acoplada en paralelo (P-1007, P-1008, P-1009 y P-1010) las cuales se encargan de elevar la presión del hidrocarburo por encima de 200 psi (1 379 kPa) con el fin de generar la cabeza de succión requerida por las bombas centrífugas para iniciar el proceso de transporte, tal como se presenta en el esquema de la Figura 1.9 (Guanopatín y Guzmán, 2006, p. 57).

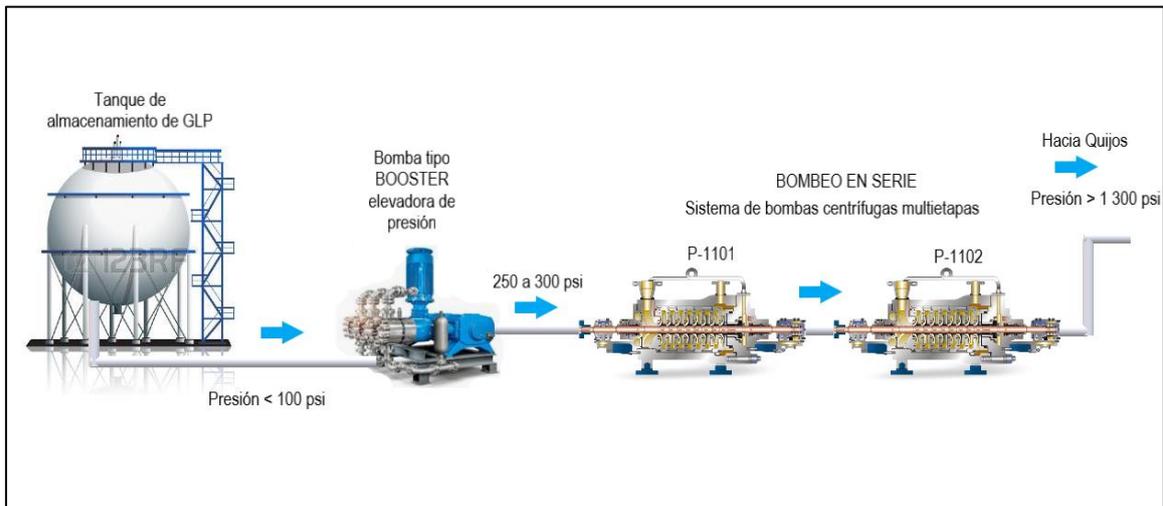


Figura 1.9. Diagrama del funcionamiento de los sistemas de bombeo en la estación Shushufindi

La estación Shushufindi cuenta con tres unidades de bombeo acopladas en serie (P-1001, P-1002 y P-1003). Actualmente EP Petroecuador trabaja con dos de ellas (P-1001 y P-1002) y mantiene una tercera bomba lista en caso de presentarse alguna emergencia (debido a daños imprevistos en las unidades de bombeo principales).

Cada unidad de bombeo se compone de una bomba centrífuga de 14 etapas marca GUINARD modelo DVMX-3.4.9-H-14e, con una capacidad aproximada de 47,2 m³/h (396 bph), y una potencia de 237 HP (177 kW) a 1 200 rpm (Flores y Bravo, 2014, p. 5).

La presión de descarga del GLP hacia la estación Quijos se encuentra por encima de 1 300 psi (8 960 kPa), la cual debe suministrar al fluido la energía suficiente

para atravesar el tramo de tubería de mayor longitud.

1.2.3.2 Estación de bombeo Quijos

La estación de bombeo Quijos se encuentra en el pK 121+878 del poliducto Shushufindi – Quito, a una altitud topográfica de 987 msnm, en el cantón Gonzalo Pizarro de la provincia de Sucumbíos. Constituye la segunda estación de bombeo del poliducto y la más lejana con respecto a la estación precedente (Guanopatín y Guzmán, 2006, p. 65).

La estación de bombeo Quijos cuenta con un sistema de tres bombas centrífugas acopladas en serie marca GUINARD (P-1301, P-1302, P-1303), de semejantes características, condiciones y capacidades que las utilizadas en la estación Shushufindi; y similar a esta estación, se trabaja solo con las bombas centrífugas P-1301 y P-1302 manteniendo la bomba P-1303 disponible en caso de emergencias imprevistas.

El GLP es succionado a una presión superior a 188 psi (1 300 kPa) y es descargado hacia la estación de bombeo Osayacu con una presión por encima de 1 190 psi (8 200 kPa) (Peñañiel, 2015, pp. 8-9).

1.2.3.3 Estación de bombeo Osayacu

La estación de bombeo Osayacu se encuentra en el pK 207+776 del poliducto Shushufindi - Quito, a una altitud topográfica de 1 863 msnm. Ubicada en el cantón Quijos de la provincia de Napo, constituye la tercera estación de bombeo del poliducto.

La estación Osayacu constituye un punto clave para el control de las operaciones de transporte de hidrocarburos por el poliducto debido a su ubicación estratégica (punto intermedio de la línea) y por constituir un centro de monitoreo principal a

donde se envían las señales y resultados de las diferentes estaciones de bombeo (software SCADA).

Si bien la estación de bombeo cuenta con 3 bombas centrífugas (P-1401, P-1402, P-1403) actualmente éstas han sido reemplazadas por la bomba P-1404 (accionada por un motor eléctrico), marca GUINARD modelo DVMX-3.4.9-NHH-10e, con una capacidad de 79,4 m³/h (500 bph) y una potencia de bombeo aproximada de 562 HP (419 kW) a 3 400 rpm, capaz de suministrar una energía de presión equivalente a la obtenida por los sistemas de bombas centrífugas en serie (Flores y Bravo, 2014, p. 35).

El GLP es succionado en la estación Osayacu con una presión aproximada de 188 psi (1 300 kPa) y descargado hacia la estación Chalpi (última estación de bombeo del poliducto) a una presión por encima de 1 100 psi (7 580 kPa) (Peñañiel, 2015, p. 9).

El tramo Quijos-Osayacu presenta la topografía con mayor irregularidad del poliducto Shushufindi – Quito, lo cual incide en la fluctuación de la presión del GLP al interior de la tubería, misma que incrementa en los valles (ganancia de energía) y disminuye en los puntos topográficos más altos (Miesner y Leffler, 2006, p. 30; Guanopatín y Guzmán, 2006, p. 7).

1.2.3.4 Estación de bombeo Chalpi

La estación de bombeo Chalpi se encuentra en el pK 242+137 del poliducto Shushufindi – Quito, a una altitud topográfica de 2 886 msnm. Ubicada en el cantón Quijos de la provincia de Napo, constituye la última estación de bombeo del poliducto previo a su recepción y almacenamiento en las terminales Oyambaro y El Beaterio (Flores y Bravo, 2014, p. 50).

De manera similar a la estación Osayacu, la unidad de bombeo de la estación Chalpi opera actualmente con una bomba accionada por motor eléctrico (P-1504)

la cual tiene una potencia de 562 HP (419 kW) a 3 400 rpm y es capaz de suplir a las bombas centrífugas emergentes P-1501, P-1502, P-1503 (utilizadas en caso de presentarse fallas en la bomba P-1504). El GLP es succionado a una presión aproximada de 188 psi (1 300 kPa) y descargado hacia la terminal de almacenamiento Oyambaro a una presión superior a 1 000 psi (6 900 kPa) (Flores y Bravo, 2014, p. 51).

En el pK 256+620 (sector La Virgen) la tubería alcanza la mayor altitud topográfica de todo el poliducto. Esta zona es considerada crítica debido a que la presión del GLP disminuye considerablemente (por efecto de las pérdidas energéticas) y pone en riesgo sus condiciones licuables de transporte (Peñañiel, 2015, p. 10).

1.2.3.5 Terminal de GLP Oyambaro

Oyambaro constituye el punto final de recepción del GLP posterior a su recorrido por el poliducto Shushufindi - Quito. Se encuentra ubicada al oriente del cantón Quito, provincia de Pichincha, pK 278+300 del poliducto, a una elevación topográfica de aproximadamente 2 674 msnm (Peñañiel, 2015, p. 11).

En dicha terminal se ejecutan tres tipos de operaciones: recepción del GLP, almacenamiento del producto en las esferas V5, V6 y V7, y despacho del producto por medio de autotanques o ductos a ENI ECUADOR (AGIPGAS) y DURAGAS (Flores y Bravo, 2014, p. 69).

En la terminal Oyambaro, similar a las demás estaciones del poliducto Shushufindi – Quito, se cuantifica el caudal y volumen del hidrocarburo transferido por medio de medidores másicos tipo Coriolis. Estos medidores son tipo ELITE de Micro Motion ® (capacidad máxima 272 000 kg/h) con una incertidumbre del caudal de $\pm 0,05$ % (EMERSON, 2018, p. 5).

Cuando el GLP (o cualquier otro hidrocarburo) ingresa a través de los tubos del

medidor Coriolis se genera una vibración que obliga a acelerar al fluido en la zona de máxima amplitud (efecto Coriolis). Esto produce un par torsor (onda senoidal) la cual es registrada por un sensor (tipo CFM 300) y la señal se envía al centro de monitoreo de la estación respectiva (EMERSON, 2018, p. 3).

La aceleración es proporcional a la masa del fluido que atraviesa los tubos, por lo cual una mayor frecuencia en la onda senoidal implica un mayor caudal másico transportado por la tubería (Mott, 2006, p. 492).

En la Figura 1.10 se presenta un esquema del medidor Coriolis:

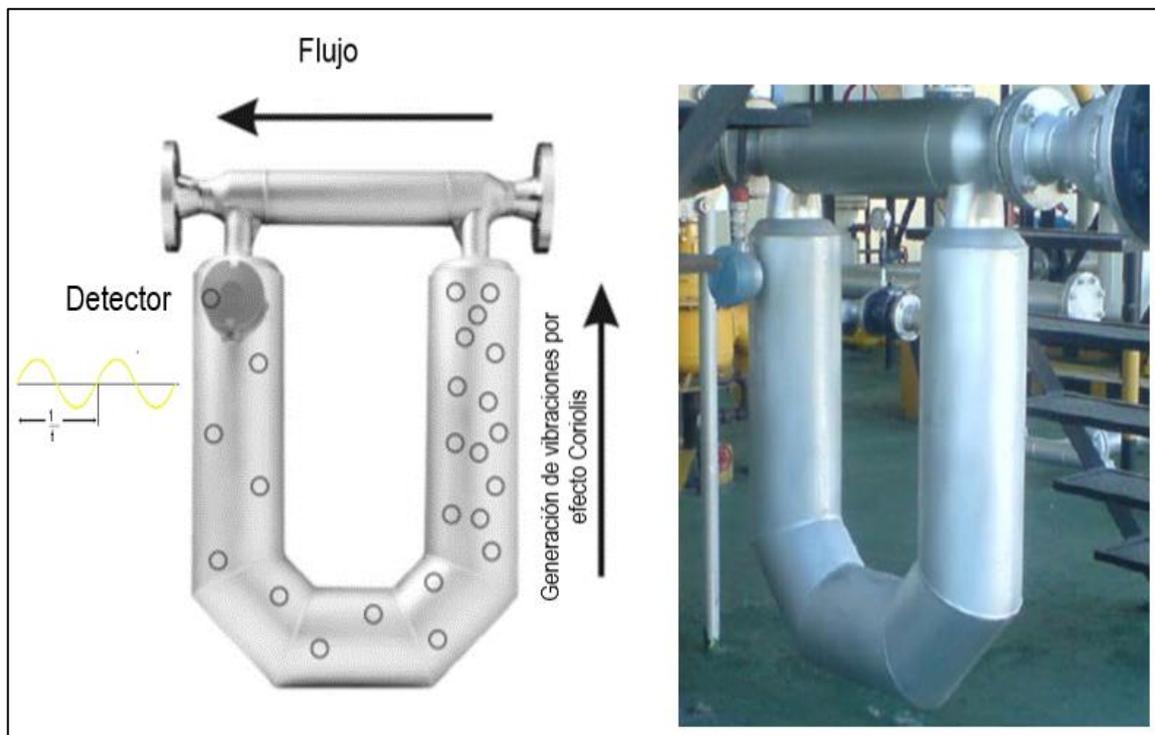


Figura 1.10. Esquema del funcionamiento del medidor másico Coriolis
(Lema y Monge, 2010, p. 10)

Adaptado al medidor Coriolis se encuentra un densitómetro de línea (equipo para la medición de la densidad en sistemas continuos marca ELITE® tipo Micro Motion, con una precisión de $\pm 0,5 \text{ kg/m}^3$), y un sensor de temperatura de hidrocarburos (con incertidumbre de $\pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$) cuyos transmisores se conectan junto con el medidor de flujo Coriolis a fin de transferir al centro de monitoreo los valores del caudal, temperatura y densidad del fluido en tiempo real por medio del

software Modbus – RS485 (Peñafiel, 2015, p. 11).

En la terminal de almacenamiento Oyambaro se trabaja con la densidad del fluido para seleccionar o clasificar aquellos hidrocarburos que continuarán su recorrido a la terminal El Beaterio, y aquellos que ingresarán directamente a la terminal de almacenamiento Oyambaro. Pueden presentarse tres casos:

- Si la densidad relativa del fluido transportado se encuentra por debajo de 0,58 (GLP) se abre la válvula eléctrica (adaptada en la línea de entrada) y se permite su ingreso hacia las esferas presurizadas de la terminal Oyambaro (Flores y Bravo, 2014, p. 70).
- Si la densidad relativa del hidrocarburo se encuentra entre 0,58 y 0,64 (interfase gasolina base y GLP) el fluido es enviado al tanque Bullet de la terminal Oyambaro para su posterior separación por procesos de absorción (Flores y Bravo, 2014, p. 70).
- Cuando la densidad del fluido es mayor a 0,64 (gasolina base, diésel, jet fuel o solvente No. 1) se cierra la válvula eléctrica (línea de entrada) con el fin de evitar el ingreso de estos derivados a la terminal Oyambaro y permitir su direccionamiento a la terminal de almacenamiento El Beaterio, en el sur de Quito (Lema y Monge, 2010, p. 8).

Debido a que la presión de ingreso del GLP a la terminal de almacenamiento Oyambaro es mayor a 600 psi (4 130 kPa), ha sido necesario implementar un sistema de reducción de presión compuesto por dos trenes reductores acoplados en paralelo (tren norte y tren sur) tal como se muestra en el diagrama de la Figura 1.11. La secuencia de operación es la siguiente:

- En la primera fase reductora una válvula neumática de control de 4 in (PSV-1 del tren sur) y una válvula electrohidráulica de 2 in (PSV-2 del tren norte) se descomprimen conjuntamente y permiten reducir la presión de ingreso GLP a 250 psi (1 724 kPa).

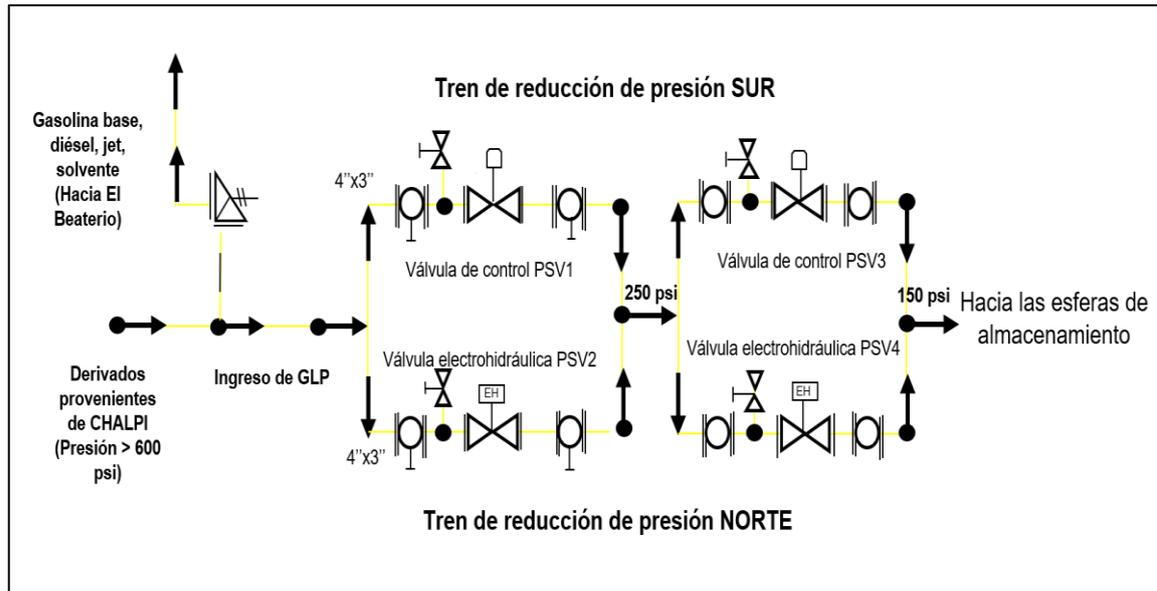


Figura 1.11. Diagrama del sistema de reducción de presión en la terminal de almacenamiento de GLP Oyambaro
(Lema y Monge, 2010, p. 9)

- En la segunda fase reductora las válvulas PSV-3 y PSV-4 operan de manera similar a la primera fase y el GLP reduce su presión por debajo de 150 psi (1 034 kPa) lo cual le permite ingresar directamente a las esferas de almacenamiento (Flores y Bravo, 2014, p. 69; Lema y Monge, 2010, p. 9).

2. PARTE EXPERIMENTAL

El esquema de la metodología experimental para el cumplimiento del plan establecido se presenta en la Figura 2.1.

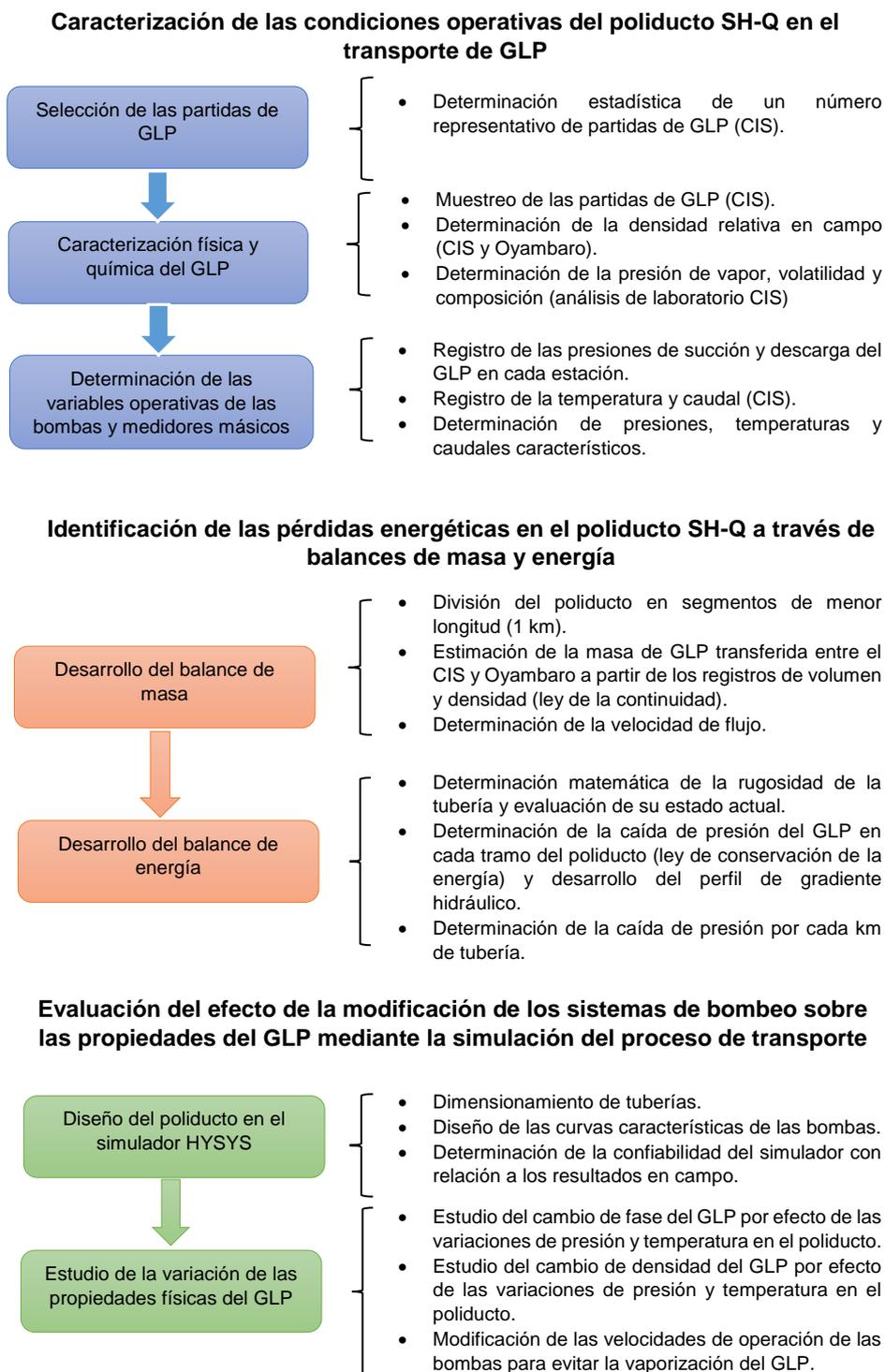


Figura 2.1. Esquema de la metodología experimental realizada

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL POLIDUCTO SHUSHUFINDI-QUITO EN EL TRANSPORTE DE GLP

2.1.1 SELECCIÓN DE LAS PARTIDAS DE GLP PARA SU ESTUDIO

En el CIS se seleccionaron un número representativo de partidas de GLP conforme al “Programa de despacho de productos” de EP Petroecuador. El proceso de selección comprendió los meses de enero a abril de 2018, y se utilizó la Ecuación 2.1 correspondiente al tamaño de muestra en poblaciones finitas. El desarrollo matemático se presenta en el ANEXO I (Gutiérrez y Vladimirovna, 2016, p. 14).

$$n = \frac{N * p * (1 - p) * Z^2}{(N - 1) * \epsilon^2 + p * (1 - p) * Z^2} \quad [2.1]$$

Donde:

- n : Tamaño de la muestra
- N : Tamaño de la población en el período enero – abril de 2018
- Z : Nivel de confianza (95 %) correspondiente a un valor de 1,96
- p : Variabilidad positiva sin información previa 0,50
- ϵ : Error muestral permisible 0,01

Debido a que las partidas de GLP despachadas en Shushufindi poseen volúmenes variados, entre las muestras de estudio se seleccionó al menos una que cumpla con las siguientes especificaciones volumétricas:

- Partida de GLP corto volumen (menor a 7 000 bbl)
- Partida de GLP mediano volumen (entre 7 000 y 12 000 bbl)
- Partida de GLP gran volumen (mayor a 12 000 bbl)

El tiempo requerido para transportar una partida de GLP desde el CIS a

Oyambaro es proporcional a su volumen; en partidas de corto volumen el tiempo requerido es de 4 a 6 días y en partidas de gran volumen de 8 a 10 días (el bombeo de GLP tarda hasta 30 horas en cada estación), por lo que en estas últimas fue necesario trabajar con partidas no consecutivas a fin de disponer de un mayor tiempo para su estudio.

2.1.2 CARACTERIZACIÓN FÍSICA DEL GLP

El proceso de caracterización física del GLP fue realizado con cada una de las partidas seleccionadas en la Sección 2.1.1, lo cual permitió definir un número total de 10 repeticiones.

2.1.2.1 Muestreo de GLP

En el Complejo Industrial Shushufindi (CIS) se realizó el muestreo de GLP de las líneas de recirculación en las esferas de almacenamiento. El muestreo fue realizado con base en la norma INEN 674 (2012, pp. 2-3): “Muestreo del gas licuado de petróleo”, para lo cual se utilizó un contenedor de acero inoxidable como el que se presenta en la Figura 2.2.



Figura 2.2. Contenedor de acero inoxidable para el almacenamiento de GLP

2.1.2.2 Análisis del GLP realizados en el CIS previo a su despacho por el poliducto

Determinación de la densidad relativa del GLP

La densidad relativa del GLP se determinó en campo debido a la facilidad de adaptación del equipo (termohidrómetro) a la línea de corriente del GLP (Figura 2.3), para lo cual se aplicó los lineamientos de la norma INEN 684 (2013, pp. 3-5): “Gas licuado de petróleo – determinación de la densidad relativa”.

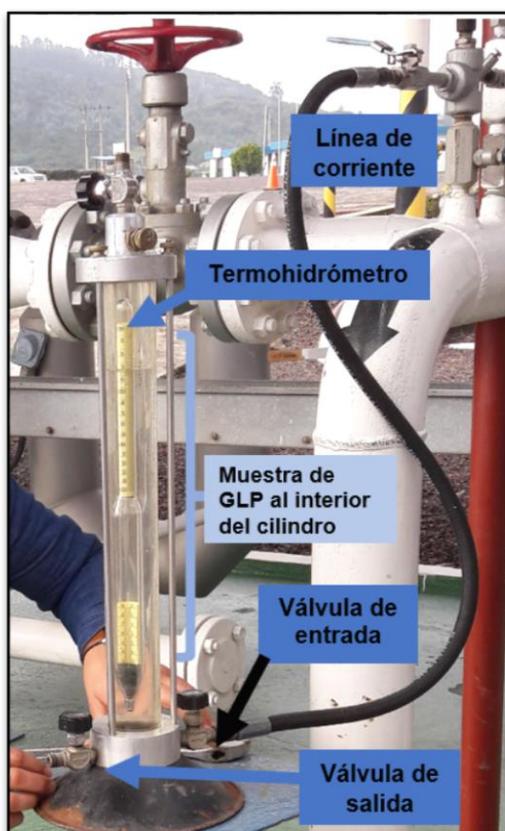


Figura 2.3. Termohidrómetro para la determinación de la densidad relativa del GLP

Determinación de la presión de vapor del GLP

La presión de vapor del GLP fue determinada con base a las especificaciones de la norma INEN 676 (2013, p. 3): “Gases licuados de petróleo – determinación de la presión de vapor”. Para tal efecto se trabajó con el equipo mostrado en la Figura 2.4.

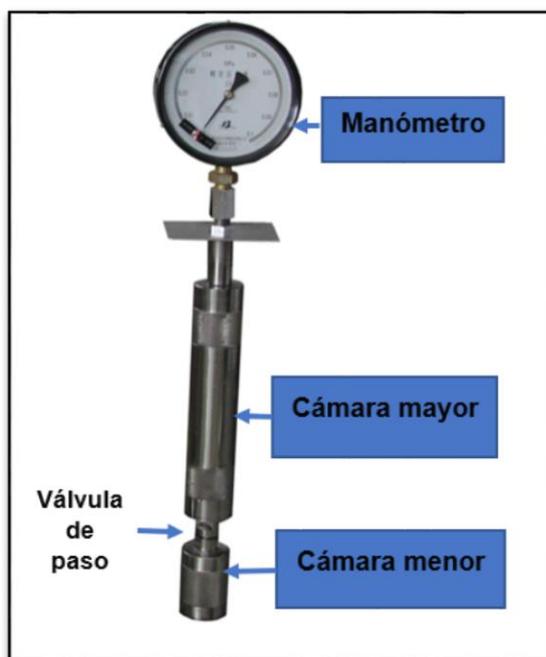


Figura 2.4. Equipo para la determinación de la presión de vapor del GLP

Determinación de la volatilidad al 95 % de evaporación del GLP

En la Figura 2.5 se presenta el esquema de ensayo para la determinación de la volatilidad al 95 % de vaporización del GLP, para lo cual se utilizó un tubo zanahoria de vidrio termo resistente con las dimensiones especificadas en la norma INEN 677 (2013, p. 3): “Gas licuado de petróleo – determinación de la volatilidad”.

Determinación de la composición del GLP

Para determinar la composición de la muestra de GLP ésta fue inyectada en el cromatógrafo de gases a las condiciones de ensayo establecidas por la norma INEN 683 (2013, p. 2): “Gas licuado de petróleo – análisis por cromatografía”.

En el ANEXO II se presentan los cromatogramas obtenidos para las partidas de GLP de corto, mediano y gran volumen (detalladas previamente en la Sección 2.1.1).



Figura 2.5. Equipo para determinar la temperatura al 95 % de evaporación del GLP.

2.1.2.3 Determinación de la densidad relativa del GLP en la terminal Oyambaro

Como se mencionó anteriormente la densidad relativa del GLP se determinó en campo debido a las facilidades de adaptación del equipo a las líneas de flujo. En la terminal Oyambaro se determinó la densidad relativa del GLP con el mismo procedimiento de ensayo detallado en la Sección 2.1.2.2 (INEN 684, 2013, p. 4).

La densidad relativa del GLP fue determinada tanto en el CIS como en Oyambaro con el fin de evaluar las diferencias volumétricas del hidrocarburo entre ambas estaciones (balance de masa). Análisis previos han determinado que el volumen tiende a disminuir debido a las variaciones de densidad, lo cual afecta a los procesos de transferencia de custodia entre ambas terminales.

2.1.3 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO Y MEDIDORES MÁSCOS

2.1.3.1 Determinación de presiones promedio en los sistemas de bombeo del Poliducto

En las estaciones de bombeo Shushufindi, Quijos, Osayacu, Chalpi y Oyambaro se registraron las presiones de succión y descarga del GLP en intervalos de una hora (conforme a la programación para el registro de datos de EP Petroecuador) durante el proceso de bombeo de una partida específica.

El tiempo requerido por cada estación de bombeo para despachar el GLP a la siguiente estación depende del volumen de cada partida. En partidas de corto volumen el tiempo de bombeo fue menor a 15 horas por lo cual se registraron un igual número de presiones de succión y descarga, mientras que en partidas de gran volumen el tiempo de bombeo tardó hasta 30 horas, correspondiente a 30 registros de presión (Miesner y Leffler, 2006, p. 249).

Debido a que las presiones de succión y descarga no se mantienen constantes durante el proceso de bombeo de GLP, estudios previos realizados en el poliducto Shushufindi – Quito han sugerido trabajar con un valor promedio de presión, el cual tiene validez debido a una dispersión de los resultados menor al 5,0 % (Guanopatín y Guzmán, 2006, p. 193; Flores y Bravo, 2014, p. 157).

Se graficó la presión de succión y la presión de descarga del GLP en función del tiempo de bombeo, a fin de estudiar su tendencia y definir valores promedio de presión (PEMEX, 2001, p. 10; API 610, 2010, p. 81).

2.1.3.2 Determinación del caudal y la temperatura del GLP en las estaciones del poliducto

En el centro de monitoreo de la estación Shushufindi se registraron los datos de caudal y temperatura del GLP por intervalos de una hora (conforme a la

programación de EP Petroecuador) aplicando los lineamientos de la norma API 14.8 (2002, pp. 3-7): “*Liquefied petroleum gas measurement*”, relacionada con la medición dinámica en equipos Coriolis.

De manera similar, en las estaciones Quijos, Osayacu y Chalpi se registró el caudal del GLP transportado en períodos programados de una hora. En todos los casos se determinó un valor medio referencial con base en los cuales puedan ser desarrollados los balances de masa y energía de la Sección 2.2.

2.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI-QUITO Y SU INFLUENCIA EN LA DENSIDAD RELATIVA DEL GLP A TRAVÉS DE BALANCES DE MASA Y ENERGÍA

Con la finalidad de simplificar el estudio del transporte de GLP por el poliducto éste fue dividido en 5 tramos: Shushufindi-Quijos (121,8 km), Quijos-Osayacu (85,6 km), Osayacu-Chalpi (34,3 km), Chalpi-La Virgen (14,1 km) y La Virgen-Oyambaro (21,3 km). A su vez, cada tramo de tubería fue dividido en secciones de 1 km de longitud (pK's), y se obtuvo 279 subtramos (ANEXO III). Esta división fue realizada para estudiar la caída de presión del GLP en zonas específicas y estimar zonas críticas de alta despresurización (Amador, 2008, p. 14).

2.2.1 BALANCE DE MASA EN EL TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO

2.2.1.1 Determinación de la cantidad de GLP transferido desde el CIS hasta Oyambaro

La cantidad de GLP transferido por el poliducto Shushufindi – Quito se determinó mediante el balance de masa al asumir condiciones estacionarias a lo largo de la tubería, por lo que la masa de GLP despachada en Shushufindi (M_1) es igual a la

recibida en Oyambaro (M_2). La diferencia entre M_1 y M_2 corresponde a la cantidad de GLP acumulada en la tubería y/o perdida en el proceso de transporte (Morán y Saphiro, 2005, p. 148).

Los valores de M_1 y M_2 se obtuvieron en Shushufindi y Oyambaro, respectivamente, a partir del producto entre el volumen de GLP medido en condiciones estáticas conforme a la norma API 14.8 (2002, p. 10): “*Liquefied petroleum gas measurement*”, y la densidad del GLP medido conforme a la norma INEN 684 (2013, pp. 4-5): “Gas licuado de petróleo – determinación de la densidad relativa”, detallados previamente en la Sección 2.1.1.

Los resultados de la masa y volumen del GLP se presentaron mediante un diagrama de barras debido a su facilidad para interpretar comparativamente la cantidad de hidrocarburo transferido y/o perdido en el proceso de transporte. Se ejecutaron 10 repeticiones con las partidas de GLP definidas en la Sección 2.1.1.

2.2.1.2 Determinación de la velocidad de flujo constante en cada tramo del poliducto

Se calculó la velocidad de la corriente de GLP por el interior de la tubería aplicando la Ecuación 2.2 con el fin de establecer un valor constante de velocidad que caracterice las condiciones estacionarias de transporte en cada tramo del poliducto (Mott, 2006, p. 157; Arnold y Stewart, 2008, p. 292).

$$V = 0,0003536 * \frac{Q}{d^2} \quad [2.2]$$

Donde:

V : Velocidad del GLP por el interior de la tubería (m/s)

Q : Caudal promedio medido con el Coriolis (m^3/h)

d : Diámetro interno de la tubería (m)

Los resultados fueron comparados con las velocidades recomendadas en el

manual de PDVSA-L-TP-1.5 (2000, p. 45) para el transporte de hidrocarburos líquidos en tuberías de acero con la finalidad de evaluar si la velocidad actual de transporte del GLP satisface las condiciones de cinética hidráulica (ANEXO IV).

2.2.2 BALANCE DE ENERGÍA EN EL TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO

2.2.2.1 Determinación de la rugosidad absoluta de la tubería

Estudios realizados anteriormente en el poliducto Shushufindi – Quito han concluido que la rugosidad de las tuberías es mayor a la definida en catálogos para tuberías de acero nuevas, por esta razón se determinó la rugosidad (ε) en cada tramo del poliducto aplicando el principio de conservación de la energía, tal como se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 2.6 (Biswas, 2007, p. 441; Mott, 2006, p. 235).

El proceso inició con la estimación del número de Reynolds (Re) mediante la Ecuación 2.3, la densidad del GLP (ρ), el diámetro interno de la tubería (d) y la velocidad de flujo (V) fueron definidos previamente en la Sección 2.1. El número de Reynolds permitió determinar el régimen de flujo y estimar el método matemático adecuado para calcular el factor de fricción. En caso de un régimen laminar ($Re < 2\ 100$) se trabajó con la Ecuación 2.4.

La viscosidad del GLP fue determinada mediante el método termodinámico de Lucas-Chung (ANEXO V) con la composición del GLP obtenida por cromatografía, y la presión y temperatura media definidas a las condiciones de descarga en Shushufindi por constituir el punto inicial de partida (Bird et al, 2007, p. 23).

Para el régimen turbulento se procedió a determinar la diferencia de elevaciones (Z_1 y Z_2) entre las dos estaciones (cabeza estática) mediante la Ecuación 2.5; y las presiones promedio de succión y descarga (P_s y P_d), permitieron calcular la cabeza diferencial de presión al aplicar la Ecuación 2.6 (Amador, 2008, p. 14)

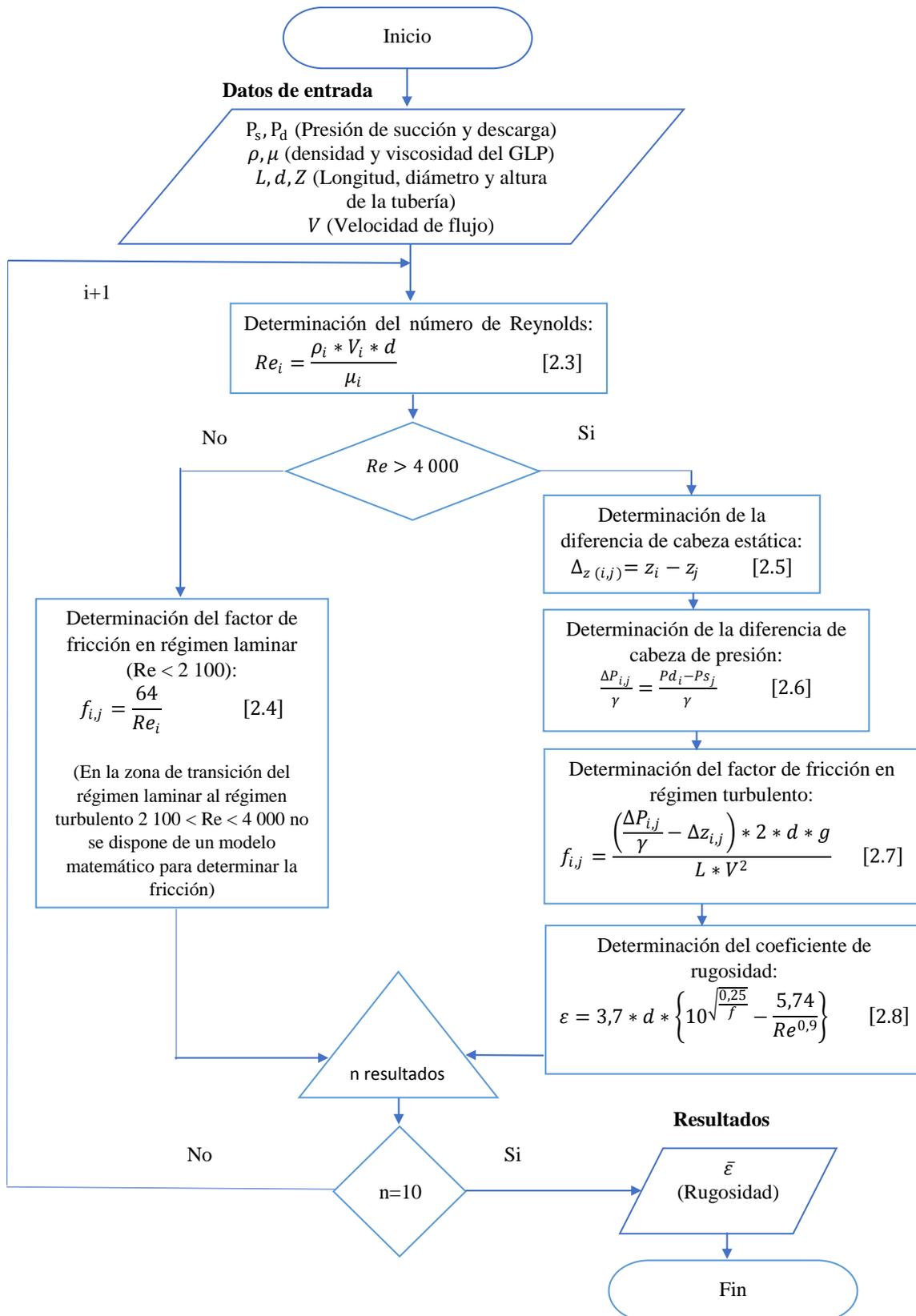


Figura 2.6. Diagrama de flujo para la determinación del coeficiente de rugosidad en tuberías

(Amador, 2008, p. 14; Biswas, 2007, p. 441; Kayode, 2007, p. 155)

En cada tramo de tubería de longitud L y diámetro d se determinó el factor de fricción mediante la Ecuación 2.7 y la rugosidad absoluta (ϵ) mediante la Ecuación 2.8 (ejemplo de cálculo en ANEXO VI). El proceso fue repetido con cada una de las partidas de GLP sometidas a estudio (seleccionadas en la Sección 2.1.1).

A partir de los resultados de rugosidad obtenidos con cada partida de GLP se determinó un coeficiente de rugosidad promedio ($\bar{\epsilon}$) en cada tramo del poliducto, el cual fue comparado con los valores de rugosidad señalados previamente en la Tabla 1.3 (tuberías de acero desgastadas) y se definió las condiciones actuales de la tubería (Kayode, 2007, p. 152; UNAM, 2008).

Este análisis fue realizado debido a que el tiempo de vida útil de una tubería de acero, según ASME B31.4 (2002, p. 63): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”, es de 30 a 50 años (siempre y cuando exista un mantenimiento periódico con *pig's*); el poliducto opera por más de 35 años y si bien ciertos tramos de tubería han sido reemplazados, ejecutar los cálculos del balance de energía al considerar una rugosidad próxima a las condiciones reales brindó resultados más veraces de los cambios energéticos del GLP.

Cabe indicar que no se determinó el coeficiente de rugosidad en los tramos Chalpi - La Virgen y La Virgen - Oyambaro debido a que EP Petroecuador no cuenta con un medidor de presión del GLP u otros hidrocarburos en el sector de La Virgen, y los cálculos incluirían muchas suposiciones que impedirían la convergencia de los resultados y la estimación de un valor real de rugosidad.

2.2.2.2 Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en cada tramo del poliducto

Método matemático para determinar las pérdidas energéticas del GLP

El proceso matemático fue desarrollado por medio de las especificaciones de la norma ASME B31.4 (2002): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y

otros líquidos”; y el manual PDVSA-L-TP-1.5 (2000, p. 8) como se detalla en el diagrama de flujo de la Figura 2.7 (Shashi, 2004, p. 29; Kayode, 2007).

Similar al cálculo del coeficiente de rugosidad (ε), el desarrollo matemático inició con la estimación del régimen de flujo por medio del número de Reynolds. Los datos de entrada del proceso fueron calculados previamente en la fase de caracterización del poliducto.

Mediante la Ecuación 2.9 de Colebrook se determinó el factor de fricción de la tubería en cada tramo del poliducto (f). La cabeza de pérdidas (h_f) fue obtenida con la Ecuación 2.10 de Darcy-Weisbach (Larock, et al, 2000, p. 13).

La cabeza de elevación del sistema (Δ_z) fue calculada por medio de la Ecuación 2.5 a partir de la diferencia de alturas (Z_1 y Z_2) entre dos estaciones. La cabeza de presión residual (requerida principalmente en la determinación del gradiente hidráulico) fue obtenida mediante la Ecuación 2.11.

La caída de presión total del GLP en un tramo de análisis se determinó mediante la Ecuación 2.12 la cual representa la sumatoria de la cabeza de pérdidas y la cabeza estática. La cabeza dinámica total constituye la energía que la bomba debe suministrar al hidrocarburo para transportarlo a la siguiente estación de bombeo (TDH).

Al multiplicar la cabeza total por el peso específico del GLP se determinó la caída de presión en cada tramo del poliducto, y se comparó los resultados con la máxima caída de presión recomendada en la Tabla 1.4 (Larock, et al, 2000, p. 18).

El cálculo de la caída de presión del GLP (ANEXO VII) fue desarrollado en 3 repeticiones con las partidas No. 2 (corto volumen), No. 72 (mediano volumen) y No. 94 (gran volumen), definidas en la Sección 2.1.1, a fin de determinar la proximidad de los resultados de la caída de presión del GLP en condiciones operativas similares.

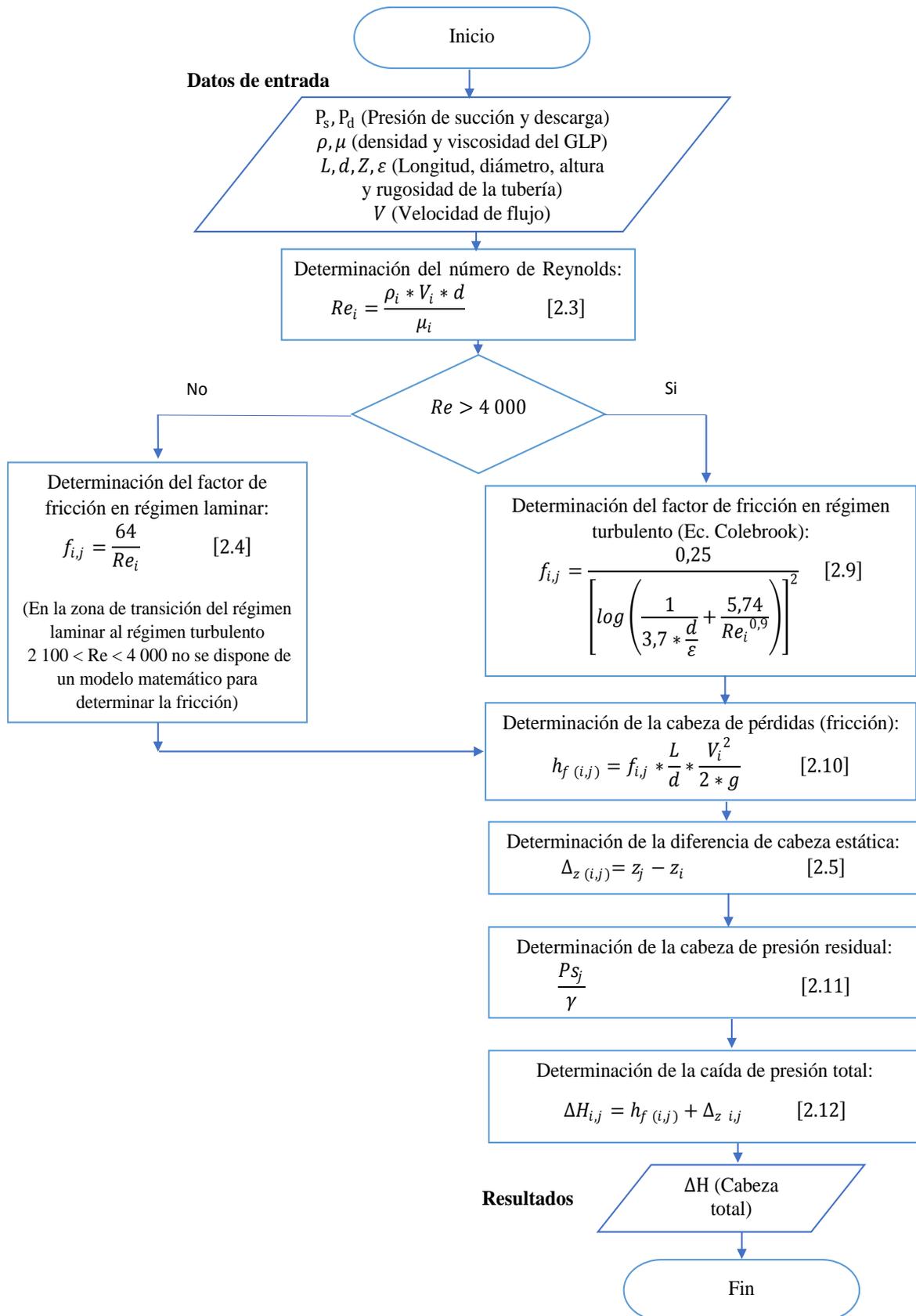


Figura 2.7. Diagrama de flujo para la determinación de la caída de presión total en el transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito (Bahadori, 2017, pp. 5-26; Miesner y Leffler, 2006, pp. 47-45)

En todos los casos se trabajó con dos condiciones de rugosidad de tubería a fin de estimar la diferencia en la caída de presión del GLP al reemplazar las tuberías desgastadas por tuberías nuevas en zonas específicas del poliducto: condiciones ideales (tubería de acero nueva con rugosidad promedio de 0,0000475 m) y condiciones reales (tubería actual con una rugosidad correspondiente a la calculada en la Sección 2.2.2.1) (Mott, 2006, p. 235; Larock, et al, 2000, p. 10).

Método gráfico para determinar las pérdidas energéticas del GLP

El perfil de gradiente hidráulico permitió relacionar gráficamente la caída de presión del GLP y la longitud del poliducto (ANEXO VIII). Para tal efecto, se trabajó con los lineamientos del manual de PDVSA-L-TP-1.5 (2000) y la norma ASME B31.4 (2002, p. 9): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”, los cuales brindan los criterios generales para evaluar la despresurización de hidrocarburos en poliductos. Se graficaron tres líneas: línea topográfica, línea hidráulica y línea del MAOP.

La pendiente de la línea hidráulica se obtuvo de la relación entre las cabezas de descarga y succión de dos estaciones consecutivas con respecto a la longitud total del tramo de análisis, mediante la Ecuación 2.13 (Larock, et al, 2000, p. 9):

$$m = \frac{\frac{P_1}{\gamma} - \frac{P_2}{\gamma}}{L_2 - L_1} \quad [2.13]$$

Donde:

P_1 : Presión de descarga del GLP en la estación 1 (kPa)

P_2 : Presión de succión del GLP en la estación 2 (kPa)

L_1 : Longitud del poliducto desde Shushufindi hasta la estación 1 (m)

L_2 : Longitud del poliducto desde Shushufindi hasta la estación 2 (m)

La máxima altura de operación permisible (MAOP) fue determinada mediante la Ecuación 2.14 de Barlow.

$$MAOP = \frac{2 * (0,72 * E * Sy) * t}{d_e} \quad [2.14]$$

Donde:

t : Espesor de la tubería (in)

E : Factor de unión soldada, que en tuberías API 5L es igual a 1

Sy : Esfuerzo de fluencia de la tubería (psi). En tuberías API 5L grado X52 es igual a 52 000 psi

d_e : Diámetro exterior de la tubería (in)

La línea topográfica por donde atraviesa el poliducto Shushufindi – Quito se obtuvo al unir las elevaciones de los 280 puntos en los que se dividió al poliducto, especificados al inicio de la Sección 2.2. Similar al método matemático, se trabajó con las partidas de GLP No. 2, 72 y 94. En cada caso se evaluó la tasa de despresurización en 2 escenarios: tubería nueva y desgastada (Sección 2.2.2.1).

2.2.2.3 Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en subtramos del poliducto

Anteriormente se estudió la caída de presión del GLP en tramos de gran longitud (> 1 km), para lo cual se asumió una tendencia lineal de despresurización al disponer solo de dos puntos (estaciones de bombeo). Sin embargo, las pérdidas energéticas pueden ser mayores en zonas específicas del poliducto, por lo que fue necesario estudiarlas en subtramos de menor longitud (Bahadori, 2017, p. 5).

Al aplicar los mismos lineamientos de cálculo detallados en el diagrama de flujo de la Figura 2.7, se determinó la cabeza de pérdidas (h_f) y la cabeza de elevación (h_z) del GLP por cada kilómetro recorrido en el poliducto. Las cabezas fueron expresadas en porcentajes (con respecto a la cabeza total), y se las graficó en función de la longitud de tubería con el propósito de estudiar la incidencia de la fricción y la diferencia de alturas sobre la disipación energética del GLP por cada kilómetro recorrido (Shashi, 2015, p. 264; Zevallos, 2010, p.14).

2.3 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA MODIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO EN EL POLIDUCTO SOBRE LAS PROPIEDADES DEL GLP MEDIANTE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE TRANSPORTE

El proceso de transporte de GLP por el poliducto Shushufindi-Quito fue simulado con el software ASPEN HYSYS V8 a fin de cumplir los siguientes objetivos:

- Establecer un modelo confiable del proceso de transporte, para lo cual las presiones de descarga obtenidos con el simulador deben presentar un error menor a $\pm 5\%$ (nivel de confianza de 95 %) con respecto a los registros de presión en campo (Álvarez y García, 2011, p. 92).
- Estudiar la variación de la densidad y estado de agregación del GLP en el poliducto en función de los cambios de presión y temperatura.
- Determinar las mínimas presiones de descarga en las estaciones de bombeo que garanticen condiciones licuables del GLP en el poliducto.

El dimensionamiento del poliducto fue desarrollado con base en los manuales técnicos de EP Petroecuador (2017, p. 24): 5 tuberías en serie (API 5LX 52) referente a los 5 tramos del poliducto (diámetro externo 6,62 in y espesor 0,21 in); y un número y tipo de bombas conforme a lo especificado en la Sección 1.2.3.

En la Figura 2.8 se presenta el diagrama de simulación del transporte de GLP, en donde P representa el número de bomba y Q la energía requerida. Se utilizó el modelo termodinámico *Peng Robinson* por ser el más eficiente en simulación del transporte de hidrocarburos. Los datos de entrada fueron (Ghasem, 2012, p. 34):

- Presión de succión media del GLP registrada en la estación de bombeo Shushufindi (Sección 2.1.3.1) por constituir la cabeza del poliducto.
- Caudal y temperatura promedio del GLP registrados por el medidor

Coriolis en la estación de bombeo Shushufindi (Sección 2.1.3.2).

- Composición del GLP definida conforme al análisis cromatográfico de laboratorio (Sección 2.1.2.2).

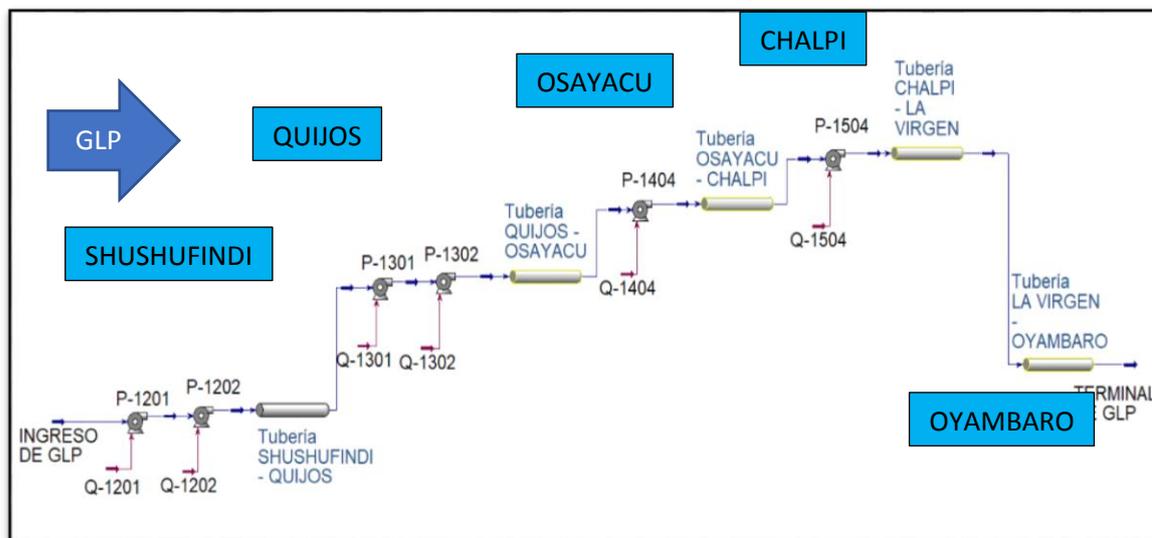


Figura 2.8. Diagrama de flujo en HYSYS del transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito

Los resultados obtenidos de la simulación (variables de salida) fueron las curvas características de las bombas, presiones de descarga requerida en cada estación del poliducto y variación del estado de agregación y densidad del GLP.

2.3.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO

El diseño de las bombas centrífugas en el simulador HYSYS exigió la generación de las curvas características (altura vs caudal), a fin de estimar la energía mecánica que éstas son capaces de suministrar al GLP para contrarrestar los efectos de la caída de presión en el poliducto.

El manual GUINARD (2018, pp. 2-4), correspondiente al manejo de bombas tipo DVMX-3.4.9-H-14e (Shushufindi y Quijos) y DVMX-3.4.9-NHH-10e (Osayacu y Chalpi), proporciona a EP Petroecuador los datos de altura y eficiencia de los

sistemas de bombeo a una velocidad específica (ANEXO IX). Debido a que EP Petroecuador opera las bombas a velocidades variables (1 000 a 3 500 rpm) por efecto de la fluctuación del caudal, HYSYS permitió desarrollar dichas curvas a diferentes velocidades conforme a los datos de altura y eficiencia del manual GUINARD por medio de las leyes de afinidad (Bachus y Custodio, 2003, p. 77).

En las estaciones Shushufindi y Quijos las bombas operan a una velocidad cercana a 2 000 rpm, y en las estaciones Osayacu y Chalpi cercana a 3 500 rpm, por lo cual se generaron 7 curvas (recomendado por el manual GUINARD (2018, p. 2)) con velocidades próximas a dichos rangos (Flores y Bravo, 2014, p. 51).

Con base en los resultados del caudal de GLP promedio (Sección 2.1.3.2) se determinó, mediante las curvas generadas, la velocidad a la que se deben simular las bombas centrífugas en el poliducto (velocidad óptima). Estas velocidades fueron comparadas con el rango de velocidades de EP Petroecuador (registradas en cada estación) a fin de establecer la confiabilidad del simulador.

2.3.2 DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE DESCARGA REQUERIDAS EN CADA ESTACIÓN DEL POLIDUCTO

La simulación del proceso de transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito fue desarrollada por medio de la modificación de la velocidad de operación de las bombas como variable independiente del proceso. Las variables de entrada fueron: composición, caudal y temperatura de las partidas de GLP No. 2, 72 y 94 (Sección 2.1) y velocidad de operación de las bombas en el rango definido en la Sección 2.3.1 (Ghasem, 2012, p. 87; HYSYS, 2015, p. 3.4):

La velocidad de operación fue manipulada hasta encontrar la mínima presión de descarga aceptada por el simulador, el cual rechaza presiones de succión negativas (*negative absolut pressure*) y presiones de succión muy bajas (menor a 200 psi) que generen vapor al ingreso de las bombas (*vapour in inlet stream*).

En cada estación se determinó la presión de descarga requerida (variable de

salida del simulador) que permita contrarrestar los efectos de la despresurización en el tramo de análisis correspondiente. Estas presiones fueron comparadas con los registros de presión en campo (Sección 2.1.3.1) a fin de estimar la confiabilidad de la simulación. Para tal efecto se estableció un error máximo de $\pm 5\%$ debido a que la validez de una simulación describe un grado de confiabilidad del 95 % (Piera, Guasch, Figueras y Casanovas, 2002, p. 199).

2.3.3 ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL GLP EN SU TRANSPORTE POR EL POLIDUCTO

2.3.3.1 Cambio de fase del GLP en el poliducto por efecto de las variaciones de presión y temperatura

El estudio del cambio de fase del GLP en el poliducto fue realizado mediante las gráficas de porcentaje de vapor vs longitud de tubería en las zonas críticas donde la presión del GLP desciende por debajo de su presión de vapor (Sección 2.2.2.3); para lo cual se seleccionó una partida con alta concentración de volátiles C2 (análisis de laboratorio) lo que le permite evaporarse a bajas presiones. Al realizar la simulación se logró identificar el punto de la tubería (pK) en el que se genera la mayor vaporización de GLP (Miesner y Leffler, 2006, p. 65).

Los resultados (expresados en porcentaje de vapor) fueron evaluados conforme a las especificaciones de la norma ASME B31.4 (2002; p. 63): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”, la cual establece que en tuberías para el transporte de GLP el porcentaje de vapor debe ser menor al límite de detección de 0,01 % (Totten, 2003, p. 52).

2.3.3.2 Cambio de la densidad del GLP por efecto de las variaciones de presión y temperatura

El simulador permitió conocer el efecto de los cambios de presión y temperatura sobre la densidad del GLP por medio de la herramienta “*Case Study*”. Los rangos

de presión fueron definidos por el simulador a partir de la caída de presión del GLP en cada tramo del poliducto; y el rango de temperatura ingresado fue 10,0; 20,0; 30,0 y 37,8 °C conforme a los registros de temperatura en campo (Sección 2.1.3.2), y los estudios de Jiménez (2015, p. 72) que define la variación de la temperatura de hidrocarburos presurizados en dicho rango (API 14.8, 2002, p. 3).

Los resultados permitieron identificar las condiciones de presión y temperatura en las cuales la densidad del GLP no presenta una tendencia constante de sus propiedades, y en consecuencia es necesario incrementar la presión de descarga de las bombas centrífugas en las estaciones respectivas.

2.3.3.3 Modificación de la velocidad de operación de las bombas con el fin de evitar el cambio de fase del GLP en zonas críticas

A partir de los resultados del porcentaje de vapor y los cambios de densidad del GLP en las zonas críticas del poliducto, se ejecutó un análisis de robustez de la velocidad de operación de las bombas a fin de estimar el rango en el cual se garantizan condiciones licuables del GLP en la tubería (Ghasem, 2012, p. 85).

El análisis fue realizado por medio de la modificación de la velocidad de bombeo (variable de entrada) en un rango de 2 000 a 4 000 rpm conforme al manual de bombas GUINARD (2018, pp. 2-4) hasta encontrar la presión de descarga en la cual el porcentaje de vapor en la tubería es menor a 0,01 %.

2.3.4 EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO

Con base en los resultados de la Sección 2.2 y los resultados de la simulación en HYSYS se elaboró una tabla sintetizada para identificar la caída de presión por kilómetro de tubería, cuantificar las pérdidas energéticas por categoría (primarias, secundarias y por elevación), y estimar los cambios de fase y la variación de la densidad del GLP en su transporte.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL POLIDUCTO SHUSHUFINDI-QUITO EN EL TRANSPORTE DE GLP

3.1.1 SELECCIÓN DE LAS PARTIDAS DE GLP PARA SU ESTUDIO

Entre los meses de enero a abril de 2018 se contabilizó un total de 21 partidas de GLP en el Complejo Industrial Shushufindi (CIS). Al aplicar el principio de muestreo en poblaciones finitas fueron seleccionadas 10 partidas características como se presenta en el diagrama de barras de la Figura 3.1 (Guitérrez y Vladimirovna, 2016, p. 14).

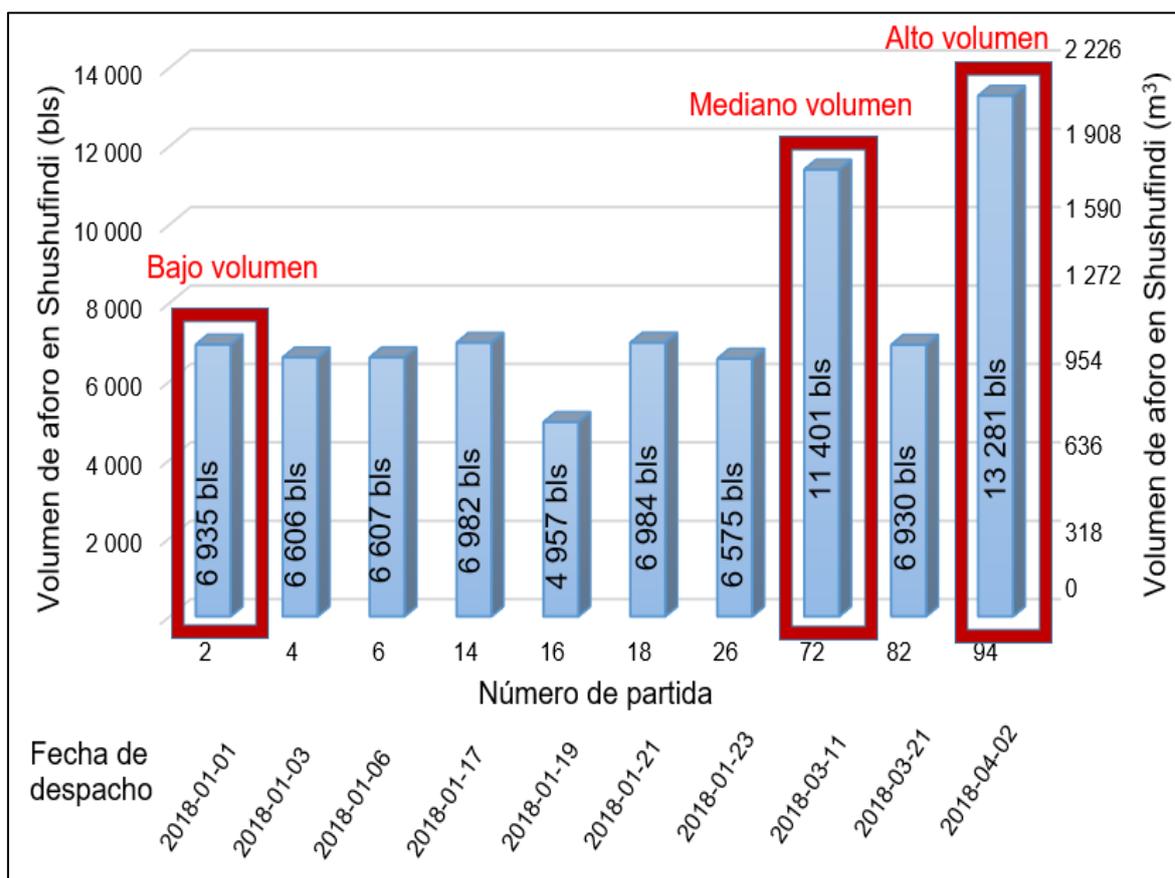


Figura 3.1. Partidas de GLP seleccionadas en el CIS conforme al programa de despacho de productos en los meses de enero - abril de 2018

En cada partida se cuantificó el volumen total de GLP, aforado previamente por el personal de EP Petroecuador en las instalaciones del CIS, así como la fecha prevista para su despacho por el poliducto Shushufindi – Quito.

De las 10 partidas de GLP se seleccionaron 3 partidas características de diferente volumen (delineadas en la Figura 3.1 por color rojo) a fin de ejecutar los posteriores cálculos del balance de energía y la simulación en ASPEN HYSYS. Estas partidas fueron:

- Partida No. 2 de bajo volumen (6 935 bbl)
- Partida No. 72 de mediano volumen (11 401 bbl)
- Partida No. 94 de alto volumen (13 281 bbl)

Las partidas no delineadas en la Figura 3.1, además de las partidas No. 2, 72 y 94 fueron utilizadas para la caracterización física del GLP (previo a su despacho por el poliducto) y la determinación de las variables operativas de los sistemas de bombeo en cada estación.

Cabe indicar que más del 70,0 % de las partidas de GLP despachadas por EP Petroecuador desde el CIS a Oyambaro corresponden a partidas de corto volumen (menor a 7 000 bbl), mientras que tan solo el 30,0 % (o menos) corresponden a partidas de mediano volumen (de 7 000 a 12 000 bbl) y gran volumen (mayor a 12 000 bbl), por lo cual en la Figura 3.1, ocho de las diez partidas seleccionadas constituyen partidas de corto volumen (Flores y Bravo, 2014, p. 138).

Las partidas de GLP de gran volumen son escasas debido a que la programación de la demanda en la terminal Oyambaro es menor a cien mil barriles de GLP por mes, lo cual es abastecido con partidas de corto y mediano volumen con un mínimo requerimiento de las partidas de gran volumen (EP Petroecuador, 2018, pp. 28-29).

3.1.2 CARACTERIZACIÓN FÍSICA DEL GLP DESPACHADO EN EL CIS

En la carta de control de la Figura 3.2 se presenta la tendencia gráfica de la presión de vapor a 37,8 °C y la volatilidad al 95 % de evaporación del GLP, evaluadas en el laboratorio del CIS con las 10 partidas especificadas previamente en la Sección 3.1.1. Adicionalmente, en el ANEXO X se presentan los resultados respectivos (análisis físicos) a partir de los cuales se elaboró la presente carta de control.

En todos los casos, los resultados se encuentran dentro del rango permisible establecido por la norma INEN 675 (2017, pp. 2-3): “Gases licuados de petróleo – requisitos”, con una media de 1 154 kPa (descrita en el ANEXO X) para la presión de vapor y 1,7 °C para la temperatura al 95 % de vaporización (grado de volatilidad); lo cual descarta la posibilidad de acercarse a las condiciones críticas (fuera de los rangos permisibles de la norma INEN 675) inherentes a la calidad del GLP a ser transportado (Ramadhas, 2011, p. 205).

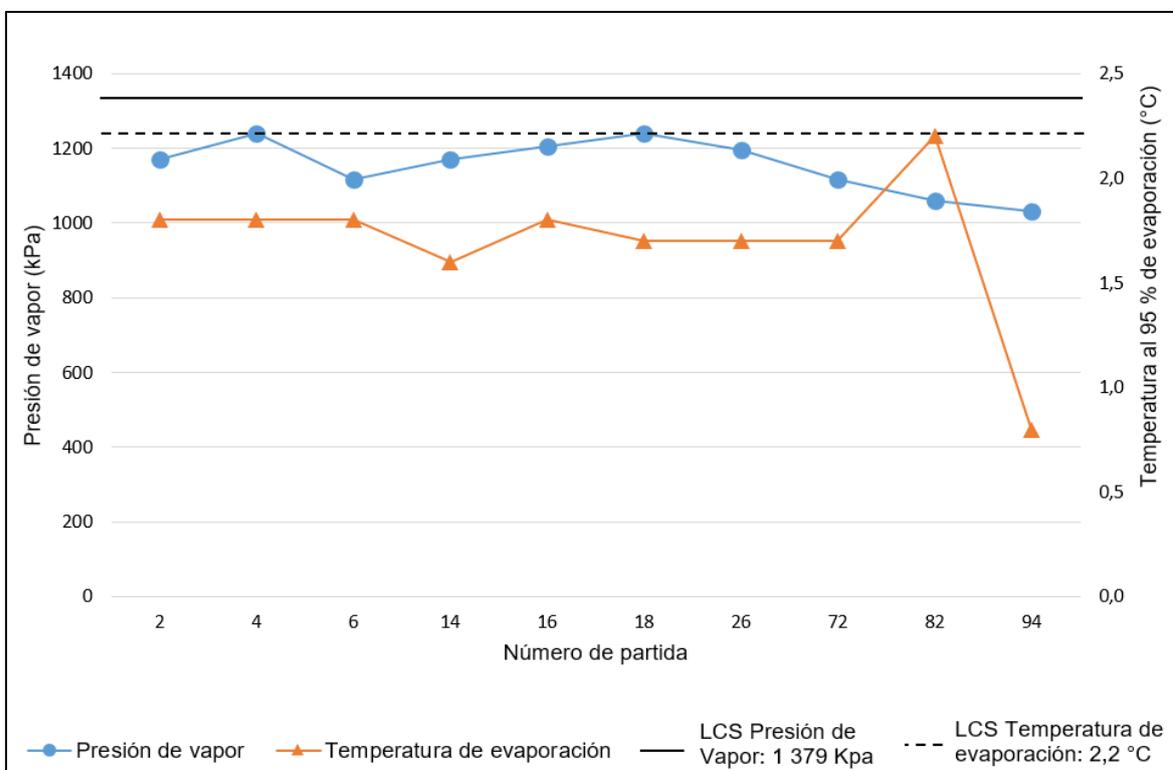


Figura 3.2. Carta de control de la presión de vapor a 37,8 °C y la temperatura al 95 % de vaporización de las muestras de GLP analizadas.

Cabe indicar que en la Figura 3.2 se utilizó como límite de control superior (LCS) la presión de vapor del GLP a 37,8 °C establecido por la normativa interna de EP Petroecuador en 1 379 kPa (200 psi); este límite de control es menor que el definido por la norma INEN 675 (2017, p. 2): “Gases licuados de petróleo – requisitos”, de 1 434 kPa (208 psi) debido a las políticas de calidad de EP Petroecuador. En estas condiciones, los resultados de presión de vapor obtenidos todavía se mantienen por debajo del LCS lo cual descarta que las muestras se aproximen a condiciones críticas (fuera de rango).

Los resultados de la presión de vapor a 37,8 °C presentados en la Figura 3.2 (menor a 1 379 kPa en todas las muestras analizadas) descartan la posible formación de vapor de los componentes livianos del GLP. Altas presiones de vapor implican altas presiones de operación del GLP al interior del poliducto para garantizar su licuefacción, lo cual se traduce un mayor consumo energético por parte de los sistemas de bombeo (Totten, 2003, p. 42).

Los resultados de la temperatura de vaporización (menor a 2,2 °C) permiten afirmar la ausencia de hidrocarburos C5, hidratos y otros componentes pesados (con relación al propano y butano) en las muestras analizadas. Sin embargo, en la partida No. 82 la temperatura de evaporación del GLP alcanza su máximo límite permisible (2,2 °C) convirtiéndola en una partida con alto contenido de componentes no volátiles.

Debido a que los componentes C5+ (correspondientes al pentano y sus isómeros) poseen una presión de vapor considerablemente menor que la del GLP (por debajo de 171 kPa a 25,0 °C) en el transporte por el interior la tubería éstos se presentan en fase líquida y no afectan directamente a las condiciones licuadas del GLP. Sin embargo, Totten (2003, p. 42) estableció que la presencia de componentes C5+ puede generar una mayor caída de presión en tanques de almacenamiento o al interior de las unidades de bombeo (con relación a una mezcla propano-butano) debido a la “succión de vacío” por debajo del punto normal de ebullición de los componentes pesados, lo cual adicionalmente produce cavitación.

En la Figura 3.2 se observa que la temperatura de vaporización de la partida de GLP No. 94 es inferior a la de las demás partidas analizadas (0,6 °C) y presenta la menor presión de vapor (1 030 kPa, definida en el ANEXO XV: Resultados de los análisis físicos del GLP), lo cual la caracteriza como una de las partidas de estudio con mayor grado de volatilidad.

En consecuencia, los análisis del balance de energía y la simulación en HYSYS fueron realizados con la partida No. 94 de gran volumen (además de las partidas de mediano y corto volumen) a fin de evaluar el comportamiento físico de una partida de GLP altamente volátil con relación a la presión del sistema (INEN 677, 2013, p. 1; Lluch, 2011, p. 89; Miesner y Leffler, 2006, p. 43).

En las demás partidas (No. 2, 4, 6, 14, 16, 18, 26, 72), tanto la presión de vapor como la temperatura al 95 % de vaporización presentan valores comunes dentro de los rangos permisibles, por lo cual se procedió a realizar los análisis composicionales de las partidas No. 2 (corto volumen) No. 72 (mediano volumen) y No. 94 (gran volumen) para el posterior desarrollo del balance energético (Sección 3.2) y la simulación en ASPEN HYSYS (Sección 3.3).

En la Tabla 3.1 se presentan los resultados del análisis composicional de las partidas de GLP No. 2, 72 y 94 (concentración volumétrica de la mezcla) por medio de la norma INEN 683 (2013): "Gas licuado de petróleo: análisis por cromatografía".

El producto se compone principalmente de propano (C3) con aproximadamente el 55,0 %; n-butano / i-butano (C4) con el 27,0 %; y una fracción menor al 18,0 % correspondiente a una mezcla de etano/etileno (C2), 1-buteno, iso-buteno, T-2-buteno, C-2-buteno (C4) y en menor concentración iso-pentano, n-pentano y compuestos más pesados (C5+). Cabe indicar que ésta no constituye la composición típica del GLP, descrita por fuentes bibliográficas (PEMEX, 2001, p. 2), correspondiente a una concentración de 60,0 % C3 (propano), 40,0 % C4 (n-butano, iso-butano) y una concentración de C2 (etano) menor a 3,0 % (Speight, 2006, p. 72).

Tabla 3.1. Resultados del análisis cromatográfico (porcentaje en volumen) de las muestras de GLP No. 2, 72 y 94.

Número de carbonos	Componente	Partida 2	Partida 72	Partida 94
C2*	Etano / Etileno	10,4	16,5	12,9
C3	Propano	59,8	57,3	53,4
C4	i-butano	9,2	7,7	7,7
C4	n-butano	18,0	16,7	18,6
C4	1-buteno, iso-buteno, T-2 buteno, C-2 buteno, (otros)	2,5	1,6	8,3
C5	iso-pentano, n-pentano	0,6	0,2	0,8

* A pesar de existir componentes C2 en la mezcla, para fines de estudio se continuó denominando GLP a las partidas analizadas

Lluch (2011, p. 88) estableció que los componentes C2 (como etano, etileno o acetileno) y los componentes pesados C5+ (como pentano, hexano y sus respectivos isómeros) constituyen contaminantes del GLP por lo cual su concentración en la mezcla debe ser menor a 5,0 %.

La norma INEN 683 (2013, p. 4): “Gas licuado de petróleo – análisis por cromatografía”, establece que la cantidad máxima de etano permisible en el GLP (concentración en volumen) es de 5,0 %, que no se cumple con las muestras analizadas, lo cual puede relacionarse con los métodos de refinación para la separación del GLP a partir del gas natural (rico en componentes C1 y C2) o una mezcla de gas natural asociado con GLP para incrementar su volumen (Miesner y Leffler, 2006, p. 110).

En Ecuador la composición del GLP varía en función del proceso de obtención. En la Refinería Esmeraldas, por ejemplo, el GLP se obtiene mediante los procesos de destilación atmosférica, FCC y CCR; mientras que en la refinería Shushufindi se lo obtiene principalmente del procesamiento criogénico del gas asociado (< -40 °C), y en consecuencia el GLP posee una mayor concentración de componentes C2 (etano y etileno), tornándolo más volátil y compresible a

bajas presiones de almacenamiento y transporte ($< 1\,434$ kPa) (Rodas, 2013, p. 5; Speight, 2006, p. 72).

En Ecuador el gas natural asociado presenta una composición del 60,0 a 80,0 % de metano, 10,0 a 20,0 % de etano y menos del 10,0 % de C3+ (propano, butano). La capacidad de la planta de gas del CIS es aproximadamente 293 t de GLP por día, obtenidos a partir de 0,3 millones de metros cúbicos de gas asociado. Los componentes C2 en el GLP pueden tener su origen en los procesos de separación de propano a partir del gas natural (vaporización del hidrocarburo a 14,7 psig) en donde debido a la alta volatilidad del etano en el gas asociado éste se vaporiza fácilmente (proceso de separación) junto con los componentes C3 (Rodas, 2013, p. 4-9).

Conforme a los estudios realizados por Totten (2003, p. 40) pequeñas diferencias de composición en el GLP no tienen una gran incidencia sobre sus características combustibles. De hecho, un producto con una concentración de etano del 1,0 % con relación a otro del 5,0 %, no presenta fluctuaciones en su desempeño como combustible de motor. Sin embargo, una concentración mayor a 12,0 %, como es el caso de las partidas No. 72 y No. 94, tornan a la mezcla altamente volátil y compresible, lo cual dificulta su transporte en condiciones licuadas por el poliducto (debido a su alta presión de vapor) (Ramadhas, 2011, p. 204).

Adicionalmente, Miesner y Leffler, (2006, p. 112) establecieron que en tuberías de gran longitud (como es el caso del poliducto Shushufindi – Quito) la alta compresibilidad del etano puede generar una variación del caudal volumétrico de hasta el 25,0 % que altera su volumen y densidad (un decremento de presión desde 1 900 a 1 200 psi disminuye la densidad en un 18,0 %). Al contener el GLP una alta concentración de componentes volátiles C2, se requiere una mayor presión de descarga en las estaciones de bombeo del poliducto para evitar variaciones considerables en el volumen cuantificado entre dos terminales de almacenamiento.

En la Tabla 3.1 se observa además que las muestras de GLP contienen una

concentración considerable de pesados C5+ (< 0,8 %). La norma INEN 675 (2017, p. 3): “Gases licuados de petróleo – requisitos”, establece una concentración de 2,0 % como la máxima permisible en el GLP, y en consecuencia las partidas analizadas se encuentran dentro de dicho rango. Como se mencionó, la presencia de componentes C5+ no afecta directamente los procesos de transporte de GLP por tuberías debido a su menor presión de vapor con relación a la mezcla propano-butano, pero incide en las características combustibles del GLP (calidad) (Speight, 2006, p. 239).

3.1.3 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES OPERATIVAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO Y MEDIDORES MÁSCOS

El estudio de las variables operativas de los sistemas de bombeo y medidores máscos (Coriolis) permitió definir caudales, temperaturas, presiones de succión y de descarga características en cada una de las estaciones de bombeo del poliducto, mismas que sirvieron de base para el posterior desarrollo del balance energético.

3.1.3.1 Determinación de presiones promedio en los sistemas de bombeo del poliducto

Estación Shushufindi

En la Figura 3.3 y la Figura 3.4 se muestran las presiones de succión y de descarga, respectivamente, de los sistemas de bombeo correspondientes a la estación Shushufindi, medidos en intervalos de una hora conforme a la programación de registro de datos de EP Petroecuador.

En el registro de las presiones de succión de la Figura 3.3 (así como en los siguientes registros correspondientes a la succión del GLP en las unidades de bombeo) el límite de control inferior LCI constituye la presión de vapor promedio, determinada previamente en la Sección 3.1.2 a partir de la caracterización física

del GLP (1 154 kPa o 167 psi a 37,8 °C) que define la presión por debajo de la cual comienza a generarse la vaporización del hidrocarburo succionado, que a su vez causa problemas de cavitación al interior de las bombas centrífugas (afectaciones a las paredes internas de la bomba) y reduce así la eficiencia mecánica de bombeo (Shashi, 2015, p. 51; Karassik, 2001, p. 76).

Jiménez (2015, p. 72) estableció que la temperatura de los hidrocarburos presurizados por el interior de tuberías de acero oscila por debajo de 37,8 °C; y en consecuencia la presión de vapor (LCI) será menor a 167 psi lo cual brinda una mayor permisibilidad para la operación a bajas presiones de succión.

Sin embargo, como se mencionó en la Sección 1.1.3.3, se utilizó la presión de vapor a 37,8 °C como límite de control inferior por constituir las condiciones más extremas a las que puede exponerse el GLP en el poliducto (Lluch, 2011, p. 90; Shashi, 2015, p. 51).

Para iniciar el proceso de bombeo en la estación Shushufindi las bombas tipo Booster permitieron elevar la presión del GLP en un rango comprendido de 250 a 330 psi (1 720 a 2 275 kPa), por lo cual el hidrocarburo fue succionado a presiones muy por encima de su presión de vapor (167 psi a 37,8 °C) que descarta así la posible formación de vapor al interior de las unidades de bombeo de la estación Shushufindi y el consecuente fenómeno de cavitación (Larock, et al, 2000, p. 399; Cedeño y Villacrés, 2013, p. 41).

En la Figura 3.3 se observa que el proceso de succión tarda al menos 10 horas (depende del volumen de la partida de GLP), y no describe una tendencia uniforme (presión constante) con fluctuaciones de presión de hasta 80 psi, lo cual impide definir un valor referencial de succión en la estación Shushufindi.

Guanopatín y Guzmán (2006) recomiendan realizar los cálculos hidráulicos en el poliducto utilizando presiones de succión y descarga promedio que permitan caracterizar a las unidades de bombeo, y en consecuencia en el presente estudio se trabajó con el mismo principio (p. 190).

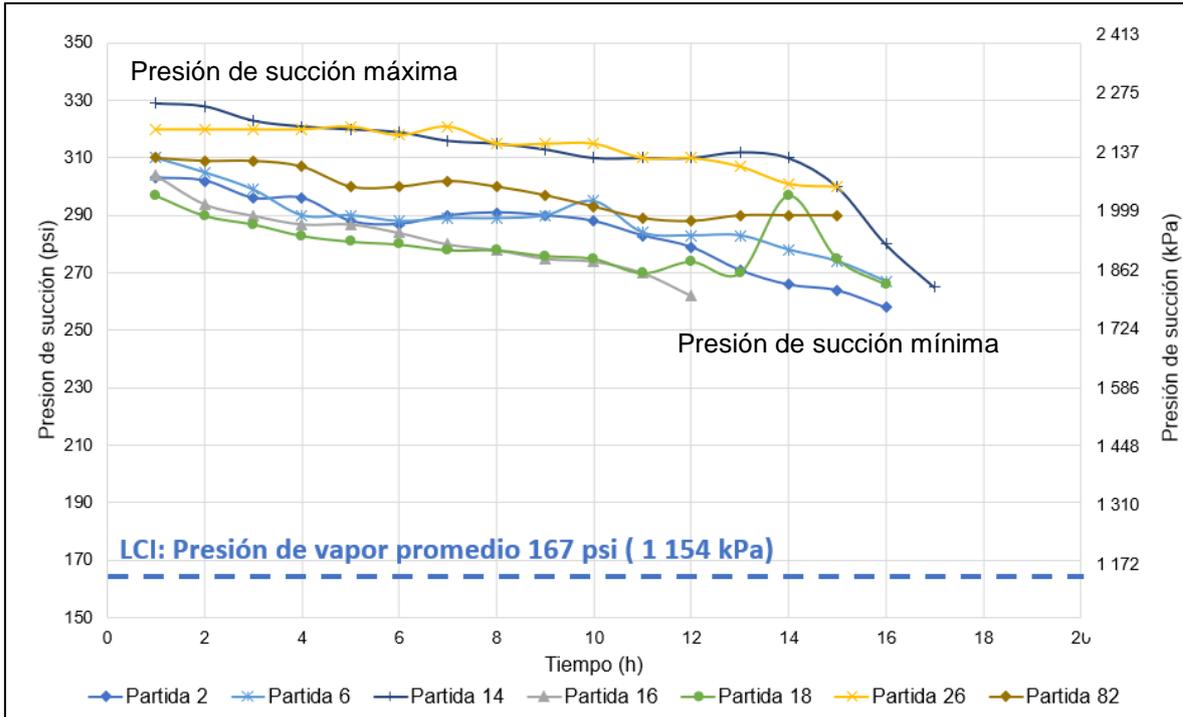


Figura 3.3. Registro de las presiones de succión en la estación Shushufindi

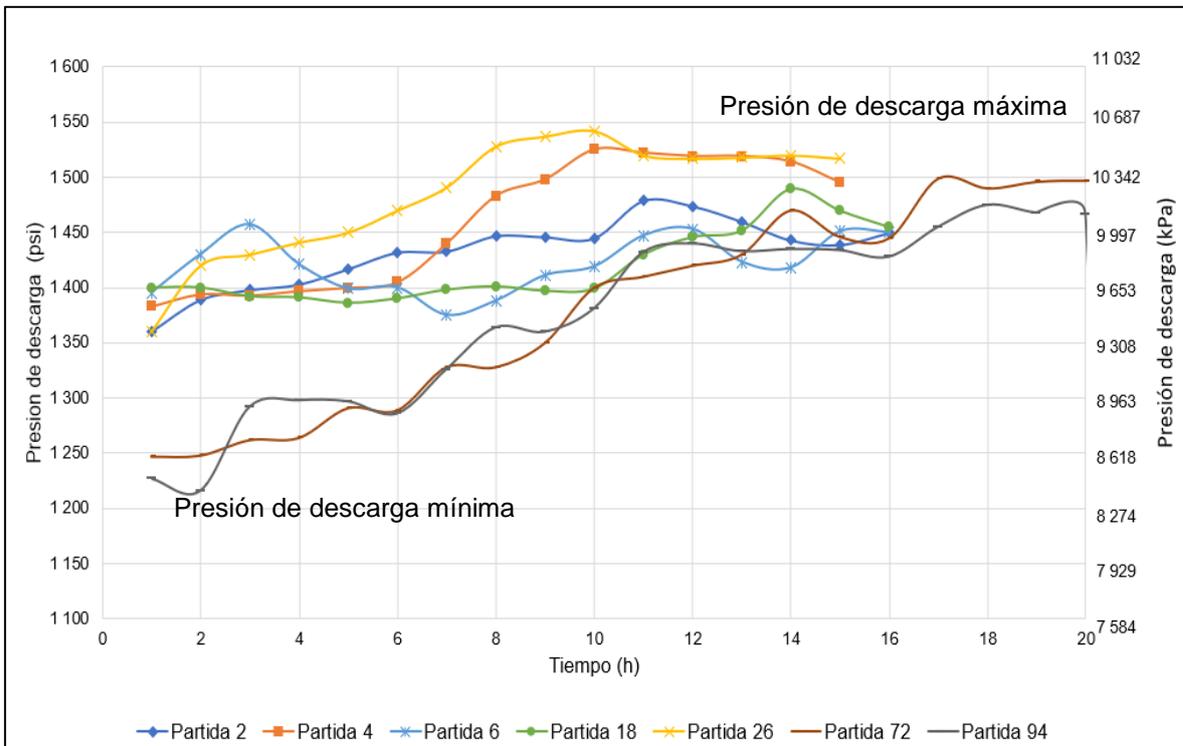


Figura 3.4. Registro de las presiones de descarga en la estación Shushufindi

En el caso de la presión de descarga (Figura 3.4) no existe un límite de control definido con relación a las características físicas del GLP. Sin embargo, la presión

de descarga en Shushufindi (o cualquier otra estación del poliducto) no puede ser menor a la necesaria para contrarrestar los efectos de la caída de presión en el tramo Shushufindi – Quijos (o en cualquier otro tramo de análisis) a fin de que la presión de succión en la siguiente estación se encuentre por encima de su presión de vapor (< 167 psi).

La presión de descarga de una bomba alimenta la presión de succión de la siguiente bomba. Esta mínima presión de descarga requerida garantiza tanto las condiciones licuadas del hidrocarburo al interior de la tubería, así como condiciones óptimas de succión en las unidades de bombeo, y puede ser determinada analíticamente (balance de energía) o mediante la simulación en ASPEN HYSYS, como se observa en las secciones 3.2 y 3.3, respectivamente (Miesner y Leffler, 2006, p. 280).

De manera similar a la Figura 3.3, en la Figura 3.4 se observa que las presiones de descarga no se mantienen constantes con relación al tiempo de bombeo, incrementándose en un rango que va de 1 200 a 1 550 psi (8 270 a 10 680 kPa). La presión de descarga incrementa con el tiempo debido a que la tubería va compactándose con un mayor volumen de GLP (aumento de la columna hidrostática en el poliducto) lo cual exige una mayor presión de descarga en Shushufindi para transportar el hidrocarburo a la siguiente estación (Shashi, 2015, p. 263).

Estación Quijos

En la Figura 3.5 y la Figura 3.6 se presentan los registros de las presiones de succión y descarga del GLP, en la estación de bombeo Quijos, determinados en intervalos de una hora conforme a la programación EP Petroecuador.

En la Figura 3.5 se observa que la presión de succión del GLP en la estación Quijos varía en el rango de 160 a 290 psi (1 100 a 2 000 kPa) la cual constituye una presión de succión menor a la registrada en la estación Shushufindi (330 a

250 psi). Esto se debe a que la presión del GLP desciende en el tramo Shushufindi – Quijos (por efecto de la fricción de la tubería y la diferencia de elevaciones) hasta alcanzar una presión mínima en la estación Quijos (cercana a su presión de vapor); a diferencia de Shushufindi en donde el proceso de bombeo de GLP comienza (sin despresurizaciones previas) y las bombas tipo Booster suministran la energía necesaria para elevar la presión del hidrocarburo en la zona de succión e iniciar el consecuente transporte por el poliducto (Peñañiel, 2015, p. 8).

Salinas (2013, p. 56) definió que la presencia de interfases en el poliducto (mezcla de GLP con gasolina base) exige la adaptabilidad de la bomba a las condiciones físicas de los diferentes productos transportados (distintas densidades y viscosidades), por lo cual pueden generarse mayor variación de presión durante las primeras horas de bombeo, tal como se evidencia en la Figura 3.5 en donde la presión decrece rápidamente durante las primeras 5 horas de operación desde 270 a 160 psi (1 860 a 1 100 kPa). A partir de la sexta hora la presión de succión presenta menos fluctuaciones aproximándose a un valor de 170 psi (1 170 kPa).

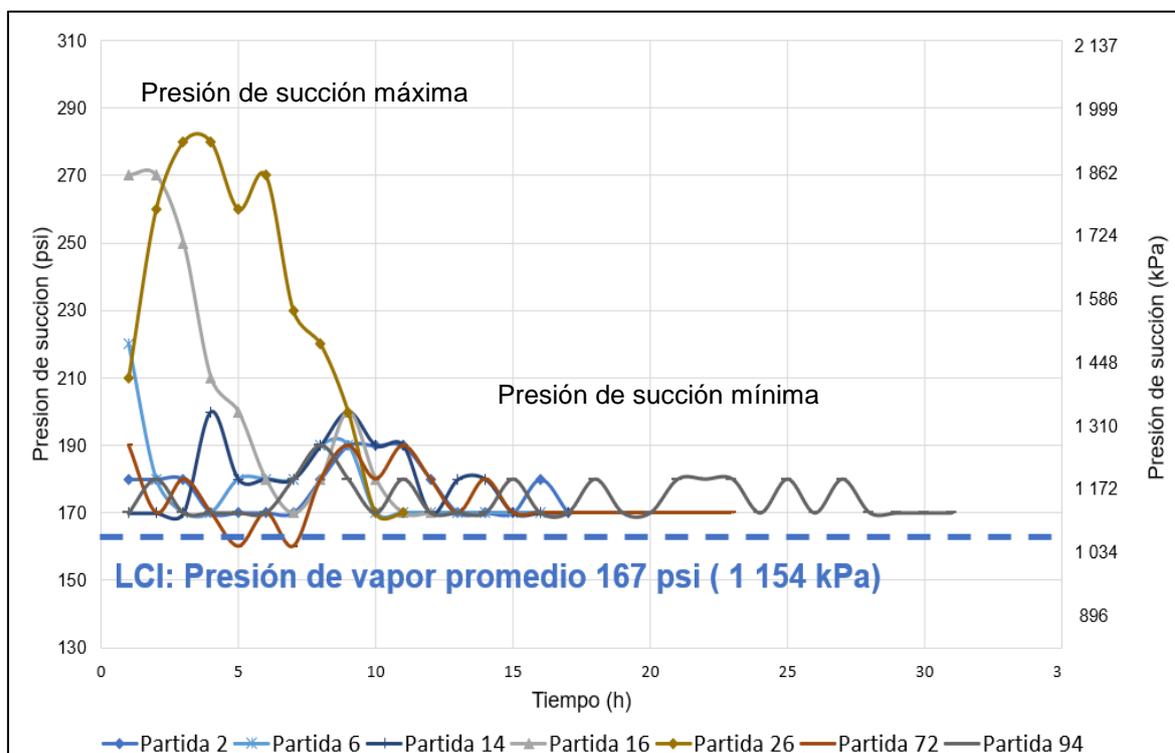


Figura 3.5. Registro de las presiones de succión en la estación Quijos

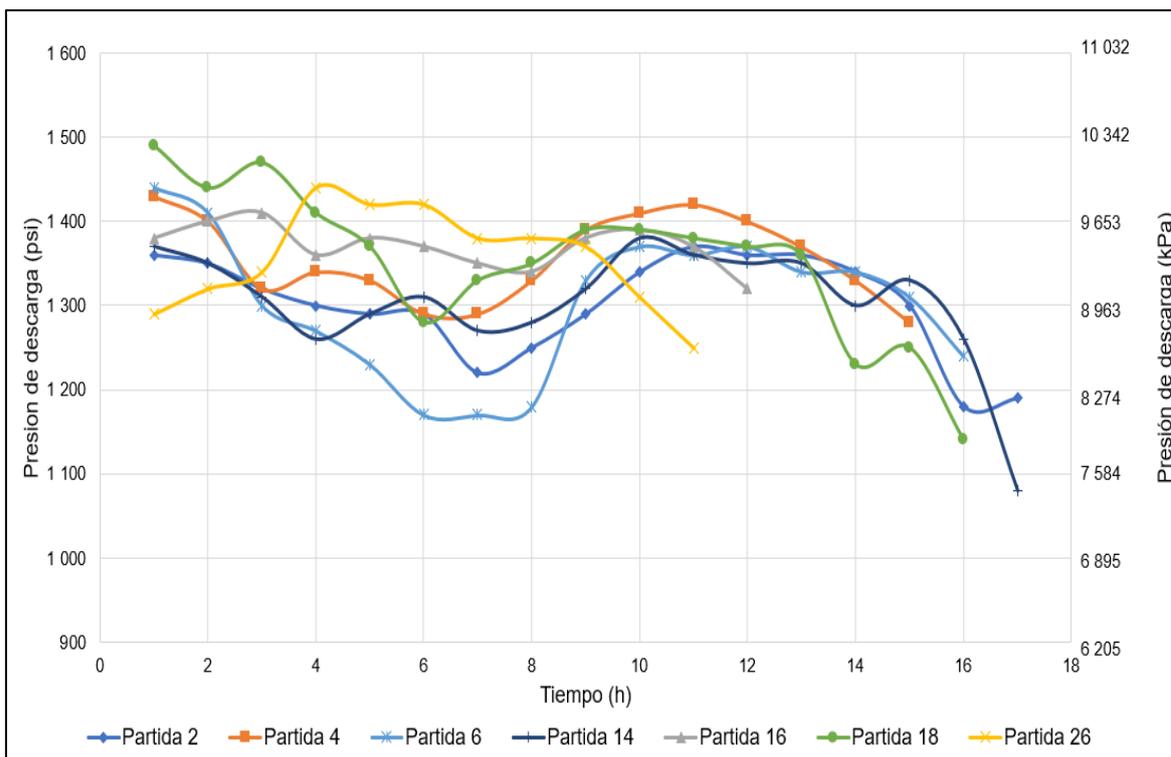


Figura 3.6. Registro de las presiones de descarga en la estación Quijos

La presión de succión del GLP en la estación Quijos se encuentra en algunos puntos por debajo de la presión de vapor media (167 psi a 37,8 °C), lo cual podría afectar el desempeño de las bombas centrífugas como se enunció anteriormente. Para evitar tales efectos la presión de descarga en Shushufindi debe ser incrementada en función del análisis de la caída de presión en el tramo Shushufindi – Quijos (Mott, 2006, p. 412; Jiménez, 2015, p. 26).

En el estudio hidráulico realizado por Guanopatin y Guzmán (2006, p. 190) en el poliducto Shushufindi – Quito se trabajó con un valor promedio de succión y descarga en cada estación de bombeo debido a la alta divergencia de los resultados (fluctuaciones de la presión de hasta 200 psi) que imposibilitan definir un valor característico; similar a dicho estudio, en la Figura 3.5 y la Figura 3.6 se observa que no existe una tendencia uniforme de la presión de succión y descarga, pues ésta varía continuamente durante todo el proceso de bombeo. Sin embargo, como se evidenció que la presión tiende a ser uniforme a partir de la quinta hora, la presión media del GLP (tanto de succión como de descarga) fue determinada en dicho rango.

Estación Osayacu

En la Figura 3.7 y la Figura 3.8 se presentan el registro de las presiones de succión y de descarga del GLP en la estación de bombeo Osayacu.

Semejante a la estación Quijos, la presión de succión en Osayacu (Figura 3.7) tiende a disminuir precipitadamente durante las 5 primeras horas de operación en un rango de 360 a 170 psi (2 480 a 1 170 kPa). La variación de la presión de succión en Osayacu (190 psi) es mayor a la de la estación Quijos (130 psi) lo cual puede deberse a que el tramo Quijos – Osayacu es el segundo tramo de mayor irregularidad topográfica (después de Chalpi – La Virgen) y en consecuencia la caída de presión del GLP genera condiciones de presión variadas en la zona de succión de las bombas en dicha estación.

En la Figura 3.7 se observa que la presión de succión en Osayacu se encuentra por encima del límite de control inferior (167 psi a 37,8 °C), lo cual también se evidenció en la estación Quijos, que caracteriza a estas zonas de succión como vulnerables a los efectos de la vaporización.

En la Figura 3.8 se observa que la presión de descarga en la estación Osayacu desciende de 1 450 a 1 100 psi (10 000 a 7 580 kPa) de manera muy semejante a la estación Quijos en donde ésta desciende de 1 500 a 1 100 psi, y muy diferente a la estación Shushufindi (inicio de las operaciones de transporte) en donde la presión tiende a incrementarse con relación al tiempo de bombeo desde 1 200 hasta 1 550 psi. Esto puede deberse a que las estaciones Quijos y Osayacu enfrentan los efectos de la despresurización del GLP en la línea anterior y posterior a la unidad de bombeo (a diferencia de Shushufindi) y en consecuencia las bombas deben acoplarse a dichos cambios de presión (Kayode, 2007, p. 258).

Tanto las presiones de succión como las presiones de descarga en la estación Osayacu no presentan una convergencia de los resultados (presión uniforme), y en consecuencia es necesario aplicar el mismo principio de presión promedio detallado en las estaciones Shushufindi y Quijos.

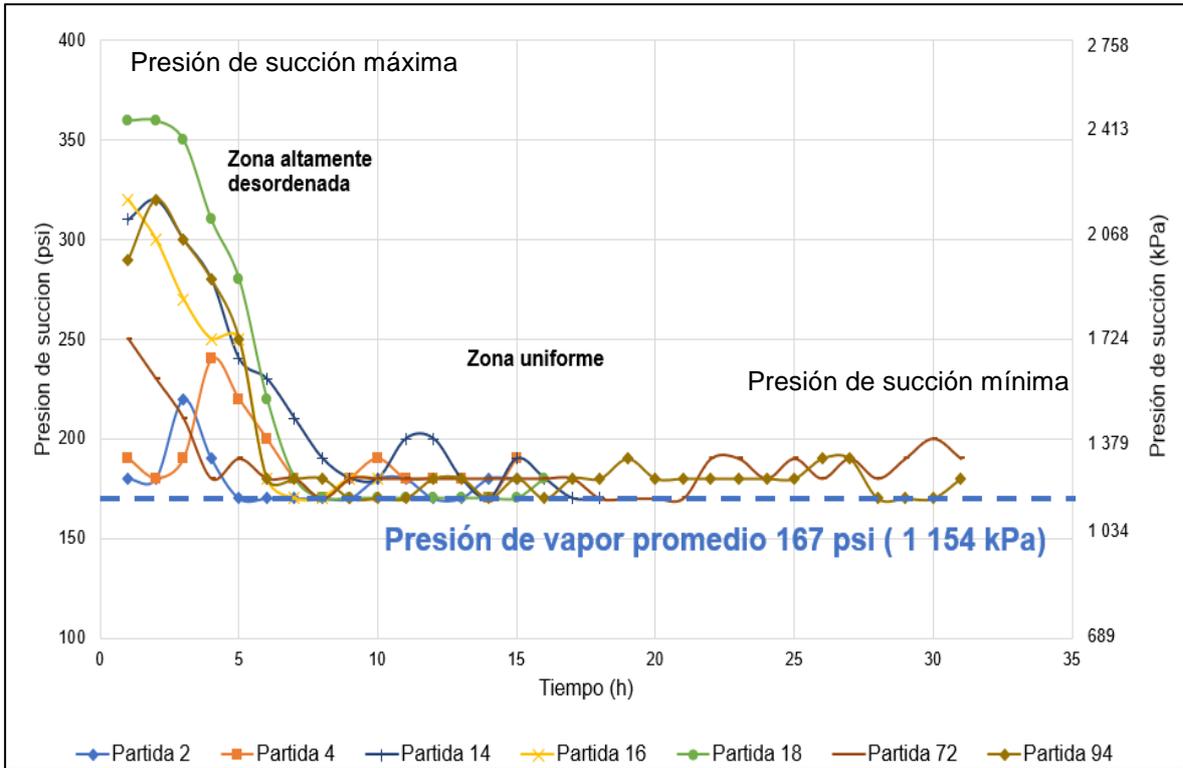


Figura 3.7. Registro de las presiones de succión en la estación Osayacu

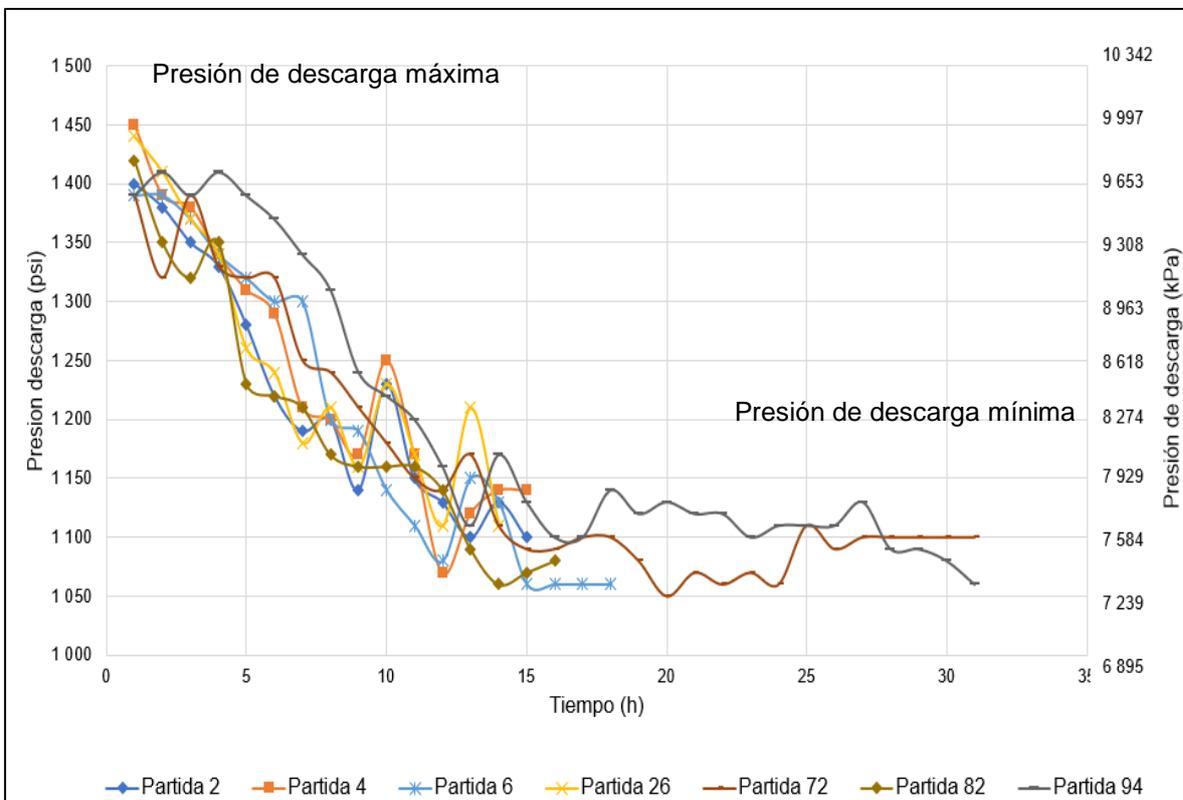


Figura 3.8. Registro de las presiones de descarga en la estación Osayacu

Estación Chalpi

En la Figura 3.9 y la Figura 3.10 se muestran los registros de las presiones de succión y de descarga del GLP en la estación Chalpi, obtenidos en intervalos de una hora.

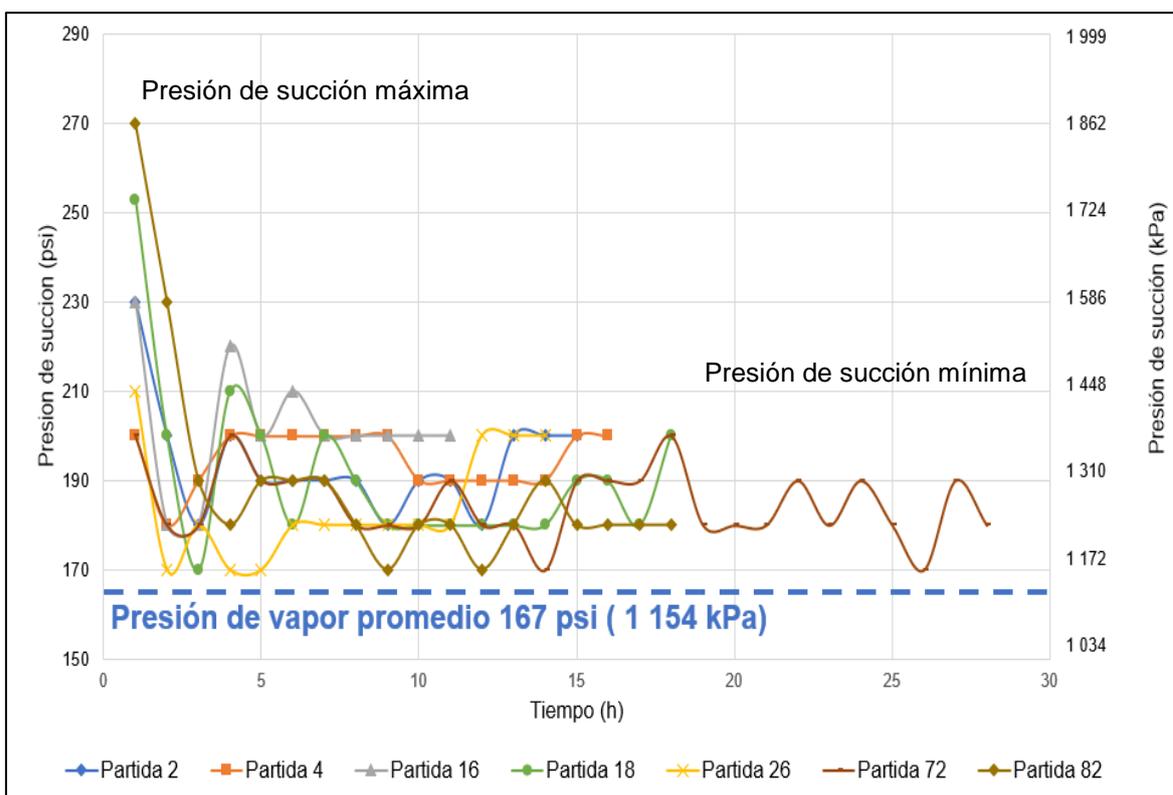


Figura 3.9. Registro de las presiones de succión en la estación Chalpi

En la Figura 3.9 se observa que en la estación Chalpi, semejante a las estaciones Quijos y Osayacu, la presión de succión presenta un alto desorden durante las primeras 5 horas de operación (descenso de la presión de 270 a 170 psi) para posteriormente regularizarse en un valor aproximado de 190 psi (1 310 kPa), la cual es un valor superior al límite de control inferior (167 psi a 37,8 °C) que descarta el fenómeno de cavitación.

En la Figura 3.10 se observa que la presión de descarga en Chalpi converge en un valor cercano a 1 060 psi (7 300 kPa) a partir de la sexta hora de bombeo; y en consecuencia la presión de descarga referencial en Chalpi será obtenida en esta zona convergente.

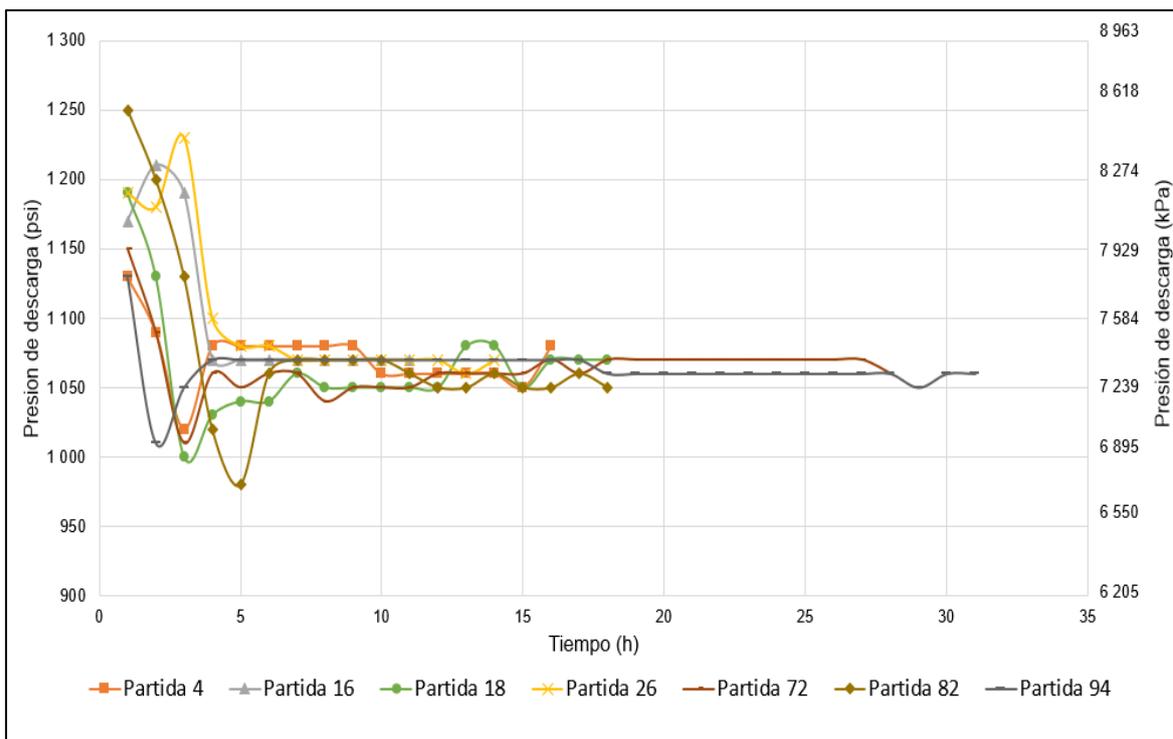


Figura 3.10. Registro de las presiones de descarga en la estación Chalpi

Cabe señalar que el tramo Chalpi – Oyambaro constituye el tramo de mayor irregularidad topográfica del poliducto, y las unidades de bombeo deben enfrentar un mayor peso de la columna hidrostática que se traduce en mayores presiones de descarga. Sin embargo, se observa en la Figura 3.10 que la máxima presión de descarga en Chalpi es 1 250 psi, menor a las presiones registradas en las estaciones precedentes (1 500 psi en Quijos y 1 450 psi en Osayacu), por lo cual se concluye que la irregularidad topográfica no es el único factor que genera despresurización del GLP ya que según Arnold y Stewart (2008, p. 263) el efecto de la fricción puede tener mayor incidencia en la despresurización del GLP.

Estación Oyambaro

En la Figura 3.11 se presentan las presiones con las que el GLP ingresa en la estación Oyambaro. Se observa que la presión de entrada es mayor (de 300 a 1 100 psi) a la registrada en las demás estaciones de bombeo (aproximadamente 190 psi en Quijos y Osayacu). Esto se debe al incremento de la energía potencial del GLP en el tramo La Virgen – Oyambaro (diferencia de alturas de 1 376 m), y

en consecuencia la presión con la que llega el GLP a la estación reductora puede ser superior a 1 000 psi, lo cual si bien garantiza la licuefacción del hidrocarburo (presión considerablemente superior a su presión de vapor) dificulta su manejo por el interior de las tuberías de la estación Oyambaro (la presión de ingreso a las esferas de almacenamiento debe ser menor a 150 psi) (Lema y Monge, 2010, p. 91).

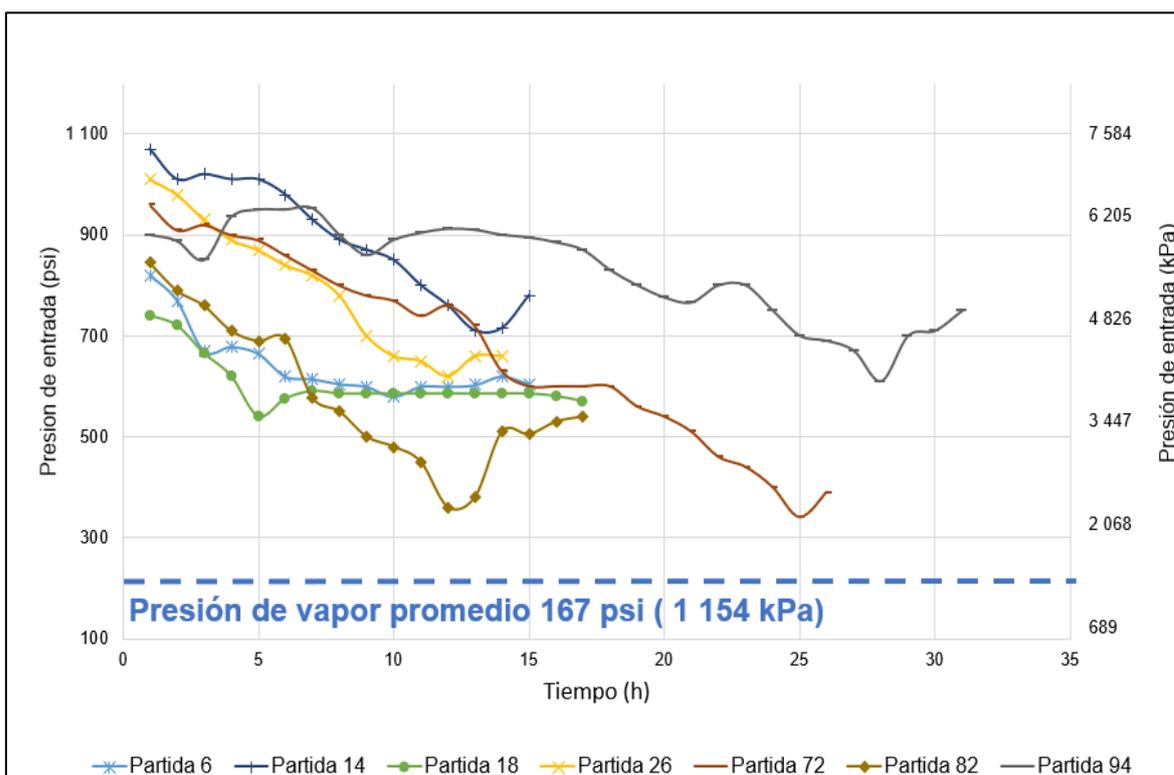


Figura 3.11. Registro de las presiones de entrada en la estación Oyambaro

Miesner y Leffler (2006, p. 115) establecieron que el ingreso del GLP altamente presurizado a esferas de almacenamiento puede generar una alta tensión sobre las paredes internas del contenedor, que afecta su calidad física. La implementación de sistemas neumáticos de reducción de presión al ingreso de la estación Oyambaro (tren reductor sur y tren reductor norte) descritos previamente en la Sección 1.2.3.5, permiten disminuir la presión del GLP de 1 100 psi a 90 psi, lo cual facilita su almacenamiento (Lema y Monge, 2010, p. 9).

El sistema reductor opera en dos fases (descompresión de la válvula neumática PSV-1 de 4 in y de la válvula electrohidráulica PSV-2 de 2 in) y disminuye la

presión de entrada hasta 250 psi en la primera fase, y hasta 90 psi en la segunda, por lo cual sin importar la presión de entrada del GLP, descrita en la Figura 3.11, éste ingresará a las esferas de almacenamiento a 90 psi (Peñañiel, 2015, p. 11; Lema y Monge, 2010, p. 91).

Los sistemas reductores deben adaptarse al amplio rango de presión de entrada del GLP, que en la Figura 3.11 describe valores desde 350 hasta 1 050 psi (variación de la presión de succión de 700 psi) a diferencia de las estaciones precedentes como Quijos, Osayacu y Chalpi donde la presión de succión no varía en un rango mayor a 200 psi y las bombas se adaptan con mayor facilidad a dicho rango (Flores y Bravo, 2014, p. 69; Larock, et al, 2000, p. 399).

Determinación de las presiones promedio de succión y descarga

Con base en los resultados obtenidos en cada una de las estaciones de bombeo, se procedió a determinar las presiones promedio de succión y descarga del GLP, las cuales se presentan en la Tabla 3.2.

Las presiones de descarga en la estación de bombeo Shushufindi son mayores a las presiones de descarga en las demás estaciones del poliducto, lo cual se debe a que el tramo Shushufindi – Quijos posee la mayor longitud de tubería (121,8 km) y en consecuencia se genera una alta despresurización del GLP por efectos de la fricción (pérdidas primarias).

Consecuentemente, en tramos de corta longitud, como Osayacu – Chalpi (34,3 km) o Chalpi – La Virgen (14,1 km) la presión de descarga es menor, lo cual permite reducir el consumo energético por parte de los sistemas de bombeo.

En las estaciones Quijos, Osayacu y Chalpi las presiones de succión del GLP (de 174 a 216 psi) se encuentran en muchos casos cerca de la presión de vapor media (167 psi a 37,8 °C), lo cual incrementa el riesgo de cavitación en el interior de las unidades de bombeo.

Tabla 3.2. Presiones promedio de succión y descarga del GLP en las diferentes estaciones del poliducto Shushufindi – Quito

Partida	Zona	Presión media (psi)				
		Shushufindi	Quijos	Osayacu	Chalpi	Oyambaro
2	Succión	279	178	174	191	922
	Descarga	1 450	1 291	1 159	1 064	--
4	Succión	290	202	182	195	836
	Descarga	1 492	1 351	1 176	1 068	--
6	Succión	284	175	179	189	605
	Descarga	1 421	1 289	1 142	1 031	--
14	Succión	305	181	190	216	829
	Descarga	1 363	1 299	1 159	1 094	--
16	Succión	275	179	188	202	710
	Descarga	1 344	1 360	1 216	1 077	--
18	Succión	276	195	176	185	609
	Descarga	1 430	1 315	1 169	1 063	--
26	Succión	311	210	178	187	710
	Descarga	1 516	1 352	1 180	1 070	--
72	Succión	283	175	180	184	771
	Descarga	1 442	1 214	1 106	1 064	--
82	Succión	294	188	184	181	506
	Descarga	1 265	1 228	1 135	1 059	--
94	Succión	278	184	180	185	799
	Descarga	1 326	1 228	1 135	1 064	--

Sin embargo, estas características de bajas presiones de succión (< 200 psi)

también fueron evidenciados en otros poliductos que transportan GLP, como el poliducto Pascuales – Cuenca en donde la presión de succión en las estaciones de bombeo desciende por debajo de 150 psi, lo cual resulta inevitable por los efectos de la caída de presión de los hidrocarburos en la tubería (Amores, 2014, p. 84).

Como se mencionó en la Sección 1.2.3.5, la presión de succión en Oyambaro es variada (de 506 a 922 psi) debido a que el fluido gana energía en el tramo La Virgen – Oyambaro por efecto de la diferencia de altura (1 376 m) que permite el incremento de su energía cinética y energía de presión en dicho tramo, por lo cual cada una de las partidas de GLP presentan diferentes presiones de entrada a Oyambaro.

3.1.3.2 Determinación del caudal y temperatura del GLP en las estaciones del poliducto Shushufindi - Quito

En las estaciones de bombeo Shushufindi, Quijos, Osayacu y Chalpi se contabilizó el caudal promedio de GLP con cada una de las 10 partidas de estudio. Para tal efecto se trabajó con el medidor másico Coriolis, el cual permitió además registrar la temperatura del GLP (por medio de un sensor de temperatura acoplado al equipo) en la zona de succión de la estación Shushufindi. Los resultados se presentan en la Tabla 3.3.

A fin de estimar la variación del caudal de GLP a lo largo de su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito se determinó la desviación estándar con los caudales registrados por el medidor Coriolis en cada una de las estaciones del poliducto, para lo cual se trabajó con una distribución normal (nivel de confianza del 95,4 %) debido a que los resultados del caudal tienden a agruparse en un valor medio. La máxima desviación permisible, sugerido por (Benalcázar, Albuja, Naula, Carrillo e Izurieta, 2017) para procesos de transporte de hidrocarburos por tuberías, es de 5,0 % (p. 28).

En la Tabla 3.3 se observa que el caudal de GLP presenta una máxima

desviación de 3,5 % (Partida No. 4) que no resulta significativa en el proceso de transporte de GLP por el poliducto (desviación menor a 5,0 %), y en consecuencia el proceso puede ser considerado estacionario con caudal y velocidad constante en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi - Quito, lo cual resulta más evidente en las partidas de GLP No. 16, 82 y 94 en donde la desviación del caudal es menor a 2,0 % (Gutiérrez y Vladimirovna, 2016, p. 27; Morán y Saphiro, 2005, p. 147).

Tabla 3.3. Temperatura y caudal del GLP registrado en los medidores Coriolis durante el proceso de transporte por el poliducto Shushufindi – Quito

Partida	Temperatura (°C)	Caudal (m ³ /h)				Desviación estándar del caudal (%)
	Shushufindi	Shushufindi	Quijos	Osayacu	Chalpi	
2	25,8	64,3	62,4	64,9	65,8	2,2
4	26,8	67,2	64,9	63,0	62,2	3,5
6	26,7	64,7	60,8	60,4	60,8	3,3
14	23,3	63,7	64,3	64,9	67,6	2,6
16	24,2	66,2	67,3	67,2	67,2	0,8
18	23,7	66,8	65,8	63,5	65,9	2,1
26	25,6	66,0	64,4	65,5	67,5	2,0
72	28,8	64,6	60,6	61,7	63,5	2,9
82	23,9	58,0	56,5	58,3	58,5	1,6
94	22,2	64,5	63,5	63,6	65,0	1,1

Cabe señalar que la incertidumbre del medidor Coriolis en la medición de caudal es $\pm 0,05$ % por lo que los resultados obtenidos en la Tabla 3.3 podrán distar de las condiciones reales de transporte en un máximo de 0,03 m³/h (EMERSON, 2018, p. 5).

El mínimo caudal registrado en los medidores fue de 56,5 m³/h (365 bph) y el

máximo 67,6 m³/h (425 bph). En ambos casos, el caudal es menor a la capacidad máxima permisible del poliducto Shushufindi – Quito (450 bph en tuberías API 5L grado X52), y en consecuencia se concluye que el caudal operativo del GLP no excede el límite máximo con el que éste fue construido (EP Petroecuador, 2018, p. 24).

Como se observa en la Tabla 3.3, la temperatura del GLP, correspondiente a las condiciones de succión en la estación Shushufindi, oscila en un rango de 22,0 a 29,0 °C (86,2 %), lo cual confirma las aseveraciones de Jiménez (2015, p. 72) que establece la variación de temperatura de los hidrocarburos presurizados en poliductos en un rango de 10,0 a 30,0 °C.

Cabe indicar que la incertidumbre de los medidores de temperatura es $\pm 1,0$ °C por lo que los resultados obtenidos en la Tabla 3.3 no siempre representan las condiciones reales de operación; sin embargo, brindan una gran aproximación al modelo real de temperatura lo cual resulta útil en la simulación de los procesos de transporte. El estudio de las pérdidas energéticas en el poliducto, considerando una tubería adiabática como es el caso del presente estudio, no requiere una precisión de la temperatura mayor a $\pm 1,0$ °C, por lo que se puede trabajar con los resultados obtenidos en la Tabla 3.3 (Miesner y Leffler, 2006, p. 10; EMERSON, 2018, p. 5).

A altas temperaturas (cerca a 37,8 °C) el proceso de licuefacción en el poliducto se ve limitado por la presencia de componentes C2 cuyas temperaturas críticas son menores a 37,8 °C, por lo cual es recomendable que la temperatura del GLP sea la más baja posible (< 20,0 °C), especialmente en las zonas de succión donde la presión es mínima, así como también en zonas críticas del poliducto donde se generen una alta tasa de despresurización (Miesner y Leffler, 2006, p. 110; Mott, 2006, p. 413).

Los resultados del caudal del GLP presentados en la Tabla 3.3 permitieron desarrollar el balance energético del poliducto, y la temperatura sirvió además como dato de entrada en la simulación del proceso de transporte en HYSYS.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI-QUITO Y SU INFLUENCIA EN LA DENSIDAD RELATIVA DEL GLP A TRAVÉS DE BALANCES DE MASA Y ENERGÍA

3.2.1 BALANCE DE MASA EN EL TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO

3.2.1.1 Determinación de la cantidad de GLP transferido entre el CIS y Oyambaro

En la carta de control de la Figura 3.12 se presenta la variación de la densidad del GLP (INEN 684, 2013, pp. 4, 5) conforme a los resultados obtenidos en Shushufindi y Oyambaro de las 10 partidas analizadas.

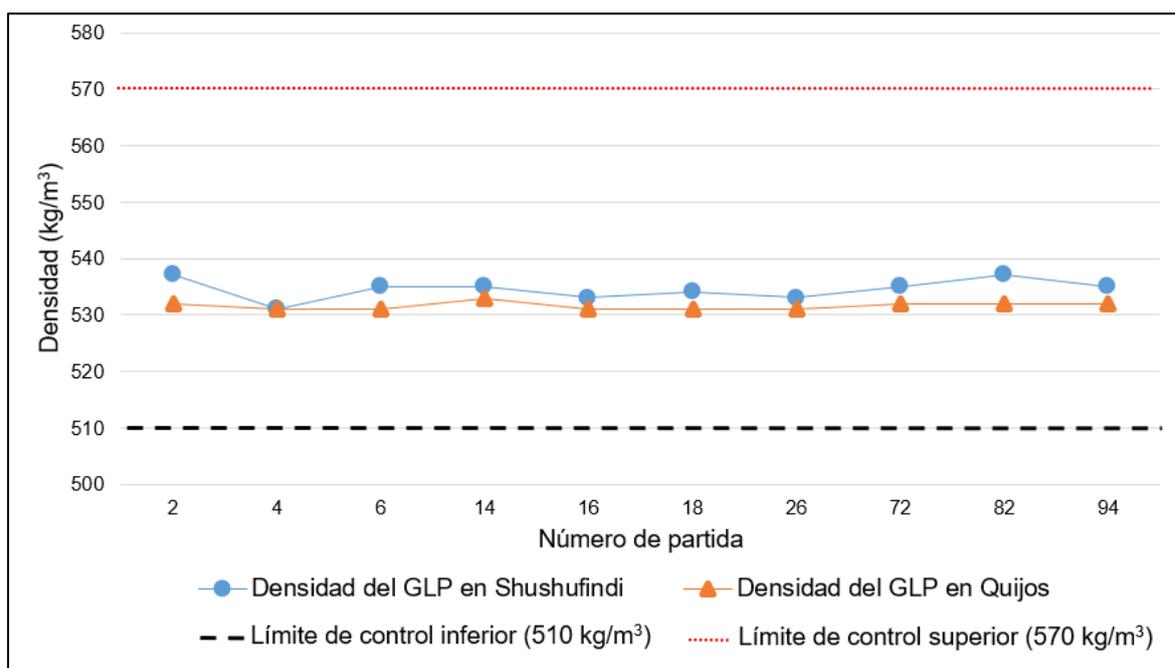


Figura 3.12. Diferencias en densidad del GLP transferido entre el CIS y Oyambaro

La densidad del GLP determinada en el CIS con respecto a la determinada en Oyambaro disminuye en un rango de 537 a 531 kg/m³ (1,1 %). Estos resultados se encuentran dentro de los rangos permisibles de calidad establecidos por EP Petroecuador (mínimo 510 kg/m³ y máximo 570 kg/m³) lo cual garantiza que el

GLP no está contaminado con otros derivados de diferente densidad (como la gasolina base con la cual se generan interfases de mayor densidad en la *cabeza* y *cola* de cada partida de GLP transportada).

Los valores de densidad pueden encontrarse fuera de rango (condiciones críticas) cuando el GLP está mezclado con gasolina base (densidad mayor a 680 kg/m^3) debido a una inadecuada operación en el proceso de corte de interfases (separación de productos del poliducto en función de su densidad). Esto puede ocurrir en la terminal de almacenamiento Oyambaro en donde la gasolina base, el jet fuel, el diésel y los solventes son direccionados a la terminal El Beaterio en función de su densidad (menor a 680 kg/m^3 es considerado GLP y se permite su ingreso a Oyambaro por medio de la apertura de una válvula de compuerta) (Totten, 2003, p. 66).

A mayor diferencia de densidad entre las terminales de despacho y recepción (CIS y Oyambaro) se genera un mayor recorte (disminución) en el volumen de GLP transferido, lo que causa las denominadas *pérdidas volumétricas* del hidrocarburo. En la Figura 3.12 se observa que la densidad del GLP disminuye un máximo de 7 kg/m^3 (partidas No. 2 y 82) lo cual puede reducir el volumen total del GLP en 1,1 %, lo cual fue evaluado por medio de gráficas estadísticas (Warren, 2006, p. 909).

Miesner y Leffler (2006, p. 111) establecieron que una caída de presión en la tubería de 1 000 psi conlleva a una reducción de la densidad del propano y el butano hasta en 3,5 % y 2,0 % respectivamente. Estas condiciones son muy similares a las del poliducto Shushufindi – Quito donde la presión del GLP disminuye, aproximadamente, desde 1 300 hasta 200 psi y el descenso de la densidad es de 1,1 %.

Un mayor descenso de la densidad ($> 3,5 \%$) puede ocurrir al transportar etano puro (reducción de la densidad hasta en 18,0 %) debido a su alta volatilidad y compresibilidad. Al existir una mezcla de GLP y C2 la variación de la densidad y volumen dependerá principalmente de las óptimas condiciones de presión y

temperatura que garanticen su licuefacción en el poliducto (Miesner y Leffler, 2006, p. 111)

Cabe indicar que la masa del GLP, a diferencia de su densidad y volumen, se mantiene constante en cualquier proceso, lo cual constituye un referente para la justa medición de los derivados transportados entre dos estaciones. Sin embargo, las políticas de EP Petroecuador establecen que los procesos de transferencia de custodia entre el CIS, Oyambaro y El Beaterio se lo realice mediante el cálculo del volumen (no de la masa), lo cual resulta crítico en el caso del GLP debido a su alta compresibilidad (EP Petroecuador, 2018).

Oyambaro transfiere el GLP a las empresas privadas ENI ECUADOR (AGIP GAS) y DURAGAS mediante la estimación en masa del hidrocarburo (peso en toneladas de autotanques), la cual es determinada por el producto entre el volumen aforado en Oyambaro (mostrada en la Figura 3.13 mediante la línea azul) y la densidad del GLP. Por esta razón la densidad y el volumen transferido entre el CIS y Oyambaro debe presentar la mínima variación posible, lo cual garantiza un justo proceso comercial de transferencia de GLP con dichas empresas privadas (API 14.8, 2002; Lema y Monge, 2010, p. 20).

En la Figura 3.13 se representa en un diagrama de barras las variaciones másicas y volumétricas del GLP transferido entre el CIS y Oyambaro con cada una de las 10 partidas analizadas. Una mayor diferencia volumétrica (línea azul) implica una mayor reducción másica (barra) como es el caso de la partida No. 94 de gran volumen.

La mayor variación de masa y volumen del GLP se presentó en las partidas No. 72 (14 065 kg; 16,2 m³) y 94 (15 976 kg; 18,1 m³), cuyo decremento volumétrico corresponde a 0,9 % y 0,8 %, respectivamente, con relación a su volumen inicial contabilizado en Shushufindi.

Al considerar un valor comercial sin subsidios de 0,89 USD/kg de GLP (EP Petroecuador, 2018), los recortes volumétricos conllevarían a una pérdida

monetaria de hasta 12 517,85 USD (en el caso de la partida No. 72) y 14 218,64 USD (en el caso de la partida No. 94).

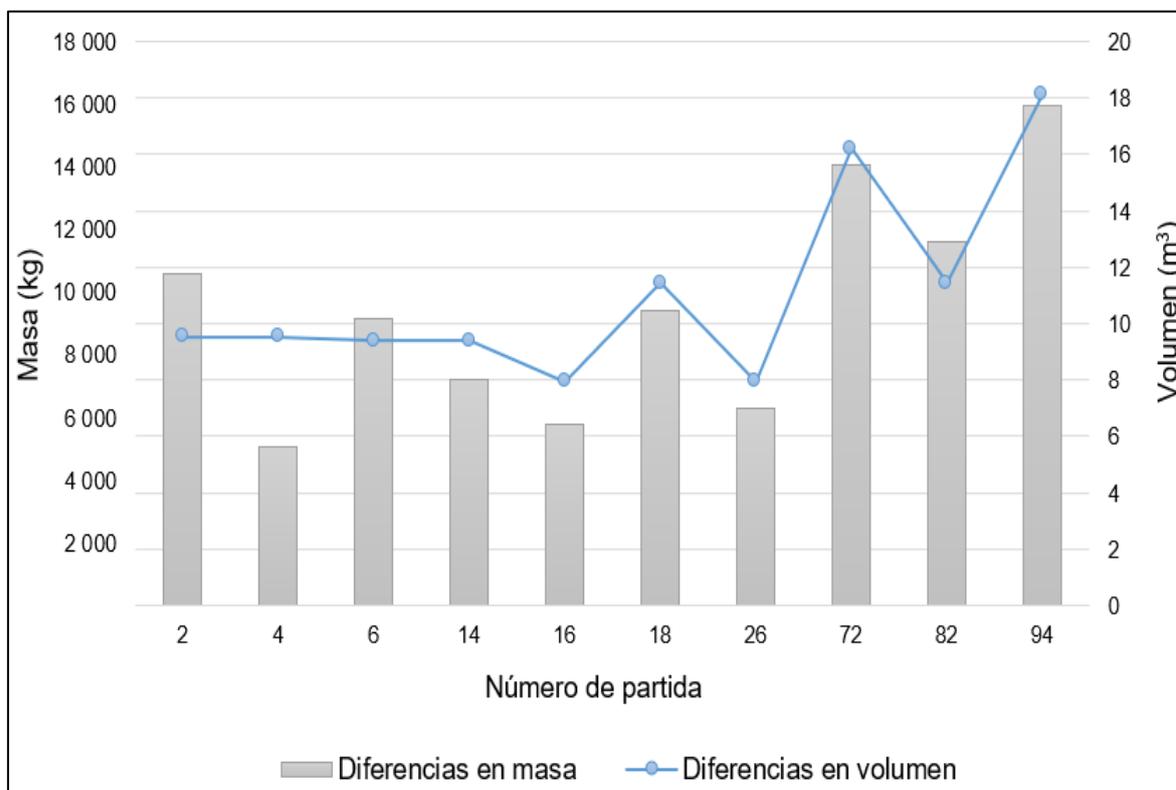


Figura 3.13. Diferencias en volumen y masa del GLP transferido entre el CIS y Oyambaro

Por lo general, EP Petroecuador transporta principalmente cortos y medianos volúmenes (menor a 12 000 bbl) con una frecuencia aproximada de 12 partidas por mes (depende de la programación de la demanda en Ecuador). Conforme a la Figura 3.13, los recortes volumétricos son menores en partidas de corto volumen, como la partida No. 2 en el cual el volumen disminuye 9,5 m³ y la masa 10 587 kg, equivalente a 9 422,43 USD.

La densidad del GLP puede disminuir por efecto de los cambios energéticos del sistema (a menor presión menor densidad), y el consecuente incremento de su volumen debido a posibles cambios de fase en su transporte, tal como se estudiará mediante el balance energético del GLP en el poliducto. Por esta razón el volumen aforado y la densidad calculada en Oyambaro no siempre corresponden a la determinada en el CIS, y en consecuencia la masa presenta variabilidad (Miesner y Leffler, 2006, p. 118; Shashi, 2015, p. 36).

3.2.1.1 Determinación de una velocidad de flujo constante en cada tramo del poliducto

En la Tabla 3.4 se presentan las velocidades de corriente de las partidas de GLP No. 2, 72 y 94 en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito.

Tabla 3.4. Velocidad de flujo del GLP en cada tramo de tubería del poliducto Shushufindi - Quito

Partida	Velocidad (m/s)			
	Shushufindi- Quijos	Quijos- Osayacu	Osayacu- Chalpi	Chalpi- Oyambaro
2	0,92	0,89	0,93	0,94
72	0,92	0,82	0,84	0,91
94	0,92	0,91	0,91	0,93

La velocidad de circulación del GLP por el interior del poliducto presenta valores similares en los diferentes tramos de tubería para una partida específica, con los siguientes rangos: de 0,89 a 0,92 m/s en la partida No. 2 (variación de 2,1 %); de 0,82 a 0,92 m/s en la partida No. 72 (variación de 4,9 %) y de 0,91 a 0,93 m/s en la partida No. 94 (variación de 0,9 %).

Arnold y Stewart, (2008, p. 292) establecieron que una variación de la velocidad de flujo en tuberías de acero menor a 5,0 % es aceptable debido a los cambios inevitables de la energía cinética a lo largo de su transporte, y en tales condiciones el sistema puede aún ser considerado estacionario con velocidad constante (presente caso de estudio).

En lo relacionado a qué tan adecuada es la velocidad de circulación del GLP por el interior del poliducto (demasiado rápida o demasiada lenta para limitar o favorecer su transporte), McCabe y Smith (2003, p. 190) establecieron que para hidrocarburos presurizados de baja viscosidad ($< 0,30$ cSt) y con densidad menor a 600 kg/m^3 como el GLP, la velocidad de flujo óptima es de 0,3 a 0,9 m/s (evaluada justo antes de la zona de succión) y 1,2 a 3,0 m/s (evaluada posterior a la zona de descarga).

El medidor de caudal tipo Coriolis se encuentra adaptado en la entrada de cada estación, por lo cual las velocidades obtenidas en la Tabla 3.4 corresponden a la zona de succión, manteniéndose muy cerca al límite superior recomendado por McCabe y Smith (2003, p. 190) de 0,90 m/s, y en ciertos casos sobrepasan dicho rango.

Debido a la alta irregularidad topográfica del poliducto Shushufindi – Quito la velocidad puede incrementarse (por encima de 0,90 m/s, como en el presente estudio) para contrarrestar los efectos de la cabeza estática del sistema (diferencia de elevación entre dos puntos) (Mott, 2006, p. 235).

Estudios realizados en el poliducto Shushufindi – Quito han trabajado con velocidades de corriente de 0,90 m/s (Guanopatín y Guzmán, 2006, p. 177) obtenidas a partir del registro de caudales en el centro de monitoreo. Este valor, de manera similar a los obtenidos en la Tabla 3.4, indica que el transporte de hidrocarburos (10 800 bpd) exige que la velocidad de corriente se encuentre cercana al límite máximo de 0,90 m/s. No ocurre igual en otros poliductos de menor longitud e irregularidad topográfica, como el poliducto Libertad-Manta (caudal 8 400 bpd), donde la velocidad de transporte de hidrocarburos se optimiza a 0,70 m/s (Amores, 2014, p. 101).

Debido a que no se dispone de medidores de caudal en puntos intermedios de la tubería se asume que la velocidad de circulación del GLP en el poliducto se mantiene constante en un tramo definido (estado estacionario), independiente de los cambios de magnitud y dirección de los esfuerzos cortantes en la capa límite del fluido.

Arias y Zabala (2013, p. 31) desarrollaron una simulación matemática en estado transitorio del poliducto Quito – Ambato y concluyeron que la velocidad del fluido presenta una alta variación (> 5,0 %) cuando se detienen los sistemas de bombeo (paradas súbitas no programadas) o se cierran las válvulas (ariete hidráulico). Caso contrario la velocidad puede asumirse constante a lo largo de la línea (Larock, et al, 2000, p. 7; McCabe y Smith, 2003, p. 63).

3.2.2 BALANCE DE ENERGÍA EN EL TRANSPORTE DE GLP POR EL POLIDUCTO

De manera similar al balance de masa, el estudio de las condiciones reales del transporte de hidrocarburos por tuberías demanda un análisis de todas las variables termodinámicas que influyen sobre las condiciones del producto, las cuales se analizan por separado (Shashi, 2004, p. 29).

3.2.2.1 Determinación de la rugosidad absoluta de la tubería

En la Tabla 3.5 se presentan los resultados del coeficiente de rugosidad en los tramos de tubería Shushufindi-Quijos, Quijos-Osayacu y Osayacu-Chalpi.

Cabe indicar que la rugosidad no fue determinada en el tramo Chalpi – La Virgen y La Virgen – Oyambaro debido a que La Virgen no constituye una estación del poliducto (solo un punto referencial) y en consecuencia EP Petroecuador no dispone de un registro de la presión de los hidrocarburos transportados en dicho punto (ni del caudal o temperatura), por lo que el cálculo de la rugosidad absoluta incluiría una presión supuesta que no caracteriza las condiciones reales de transporte.

Tabla 3.5. Rugosidad absoluta experimental en tres tramos del poliducto Shushufindi – Quito

Rugosidad absoluta ϵ (m)		
Shushufindi-Quijos	Quijos-Osayacu	Osayacu-Chalpi
$5,1 \times 10^{-4}$	$5,7 \times 10^{-4}$	$6,3 \times 10^{-4}$

En todos los tramos de análisis la rugosidad experimental calculada en la Tabla 3.5 es mayor a la rugosidad bibliográfica, descrita previamente en la Sección 1.1.4.3, que para una tubería de acero comercial nueva y sin soldaduras corresponde a $4,5 \times 10^{-5}$ m (Larock, et al, 2000, p. 10; Shashi, 2015, p. 201; Mott, 2006, p. 235).

La divergencia entre la rugosidad “experimental” obtenida en la Tabla 3.5 y la rugosidad bibliográfica se debe principalmente al desgaste progresivo de las paredes internas de las tuberías, mismas que han operado por más de 30 años consecutivos transportando diferentes derivados de hidrocarburos (diésel, gasolina base, GLP, jet fuel) en condiciones altamente presurizadas (Mott, 2006, p. 235; EP Petroecuador, 2018, p. 24).

Al relacionar los resultados obtenidos en la Tabla 3.5 con los presentados previamente en la Tabla 1.3 para tuberías de acero desgastadas, definidas experimentalmente por la UNAM (2008, p. 8.1), se establece que la rugosidad absoluta del poliducto Shushufindi – Quito corresponde a un acero “moderadamente oxidado con incrustaciones menores” debido a que en todos los casos la rugosidad se aproxima a un valor de $4,0 \times 10^{-4}$ m, a diferencia de una tubería de acero nueva en donde el valor de la rugosidad absoluta se aproxima a $4,0 \times 10^{-5}$ m (Kayode, 2007, p. 152).

Si bien una tubería con oxidaciones leves o moderadas puede operar sin el riesgo crítico de sufrir fisuras u obstrucciones de flujo por oxidación durante 12 años más (el tiempo de vida útil de una tubería en mantenimiento continuo puede alcanzar los 50 años) es recomendable evaluar la integridad de la tubería con la finalidad de estimar su estado físico y la necesidad de reemplazarla. Entre el año 2 000 y 2 010 EP Petroecuador realizó 277 reparaciones emergentes del poliducto Shushufindi – Quito, muchas de ellas causadas por robo de combustible, lo cual disminuye la calidad del material e incrementa su rugosidad (Peñañiel, 2015, p. 6).

Kayode (2007) recomienda una rugosidad inferior a $3,0 \times 10^{-4}$ m para minimizar la caída de presión de los hidrocarburos transportados, por lo cual es recomendable que los segmentos de tubería con mayor tiempo de vida operativa sean reemplazados por tuberías nuevas ya que en todos los tramos analizados en la Tabla 3.5 la rugosidad se encuentra por encima de $3,0 \times 10^{-4}$ m (Terán, 2016, p. 15; Bahadori, 2017, p. 206).

La divergencia entre los resultados de rugosidad obtenidos experimentalmente

con relación a las referencias bibliográficas puede deberse además a que la tubería presenta rugosidades variables a lo largo de su superficie (debido a reparaciones de la línea en tramos específicos), lo cual demanda un estudio de la rugosidad absoluta en segmentos de tubería de menor longitud (McCabe y Smith, 2003, p. 109).

3.2.2.2 Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en cada tramo del poliducto

Método matemático para la determinación de las pérdidas energéticas

En la Tabla 3.6 se muestra la carga dinámica total del GLP en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito. El estudio fue realizado con las partidas de GLP No. 2 de corto volumen (6 930 bbl), 72 de mediano volumen (11 330 bbl) y 94 de gran volumen (13 294 bbl). En cada caso se evaluaron dos escenarios de tubería: tubería desgastada (condiciones actuales del poliducto) con una rugosidad equivalente a los resultados previos de la Tabla 3.5, y tubería nueva con rugosidad de $4,5 \times 10^{-5}$ m (Shashi, 2015, p. 201).

La cabeza dinámica total (TDH) representa la cantidad de energía equivalente que deben suministrar las bombas en las estaciones del poliducto para contrarrestar los efectos de la fricción de la tubería y la cabeza de elevación, por lo cual en tramos de alta despresurización el TDH de las bombas es mayor (Mott, 2006, p. 202).

En la Tabla 3.6 se observa que en el caso de una tubería desgastada (condiciones actuales del poliducto Shushufindi – Quito) la mayor cabeza dinámica se genera en el tramo Shushufindi-Quijos (121,8 km), seguido de los tramos Quijos - Osayacu (85,6 km), Osayacu - Chalpi (34,3 km) y Chalpi – La Virgen (14,1 km). La cabeza total es proporcional a la longitud de la tubería debido a que una alta rugosidad genera una mayor cabeza de pérdidas en tramos largos de tubería (Shashi, 2015, p. 197).

Tabla 3.6. Cabeza dinámica total del GLP (m) en su transporte por los diferentes tramos del poliducto Shushufindi-Quito

Partida	Condición de tubería	Tramo			
		Shushufindi- Quijos	Quijos- Osayacu	Osayacu- Chalpi	Chalpi-La Virgen
2	Nueva	1 261	1 224	1 178	1 211
	Desgastada	1 633	1 490	1 300	1 255
72	Nueva	1 266	1 172	1 150	1 206
	Desgastada	1 640	1 397	1 249	1 247
94	Nueva	1 262	1 233	1 170	1 208
	Desgastada	1 639	1 511	1 289	1 252

En el caso de una tubería nueva, la cabeza dinámica total en el tramo Chalpi – La Virgen es mayor que en el tramo Osayacu – Chalpi debido a que la diferencia de elevación puede ser más representativa que la cabeza de pérdidas en tuberías de baja rugosidad (Biswas, 2007, p. 435).

Con el fin de estudiar por separado los efectos de la fricción de la tubería en el proceso de transporte de GLP, en la Tabla 3.7 se presenta la cabeza de pérdidas (fricción) generada en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito con las partidas de GLP No. 2, 72 y 94.

Tabla 3.7. Cabeza de pérdidas (m) en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito para distintas condiciones de tubería

Condición de la tubería	No. de partida	Tramo			
		Shushufindi - Quijos	Quijos - Osayacu	Osayacu - Chalpi	Chalpi - La Virgen
Tubería nueva (condiciones ideales)	2	540,3	358,1	155,0	65,6
	72	543,4	306,9	127,6	61,2
	94	542,3	369,6	148,5	63,4
Tubería desgastada (condiciones actuales)	2	910,3	623,0	277,1	110,1
	72	918,0	530,1	226,4	102,5
	94	917,0	644,2	265,8	107,3

La cabeza de pérdidas (por fricción) en los distintos tramos del poliducto presenta

valores similares con las tres partidas analizadas, tanto para las condiciones de tubería nueva como para la de tubería desgastada (condiciones actuales del poliducto). Esto se debe a que la variación del caudal de GLP en el poliducto fue menor a 3,5 % (determinado previamente en la Sección 3.1.3.2) lo cual permitió concluir que la velocidad de circulación de GLP se mantiene constante (variación menor a 5,0% definida en la Sección 3.2.1.1) y en consecuencia la cabeza de pérdidas (la cual varía proporcionalmente con la velocidad) presente una misma tendencia independiente de la partida analizada.

Al trabajar con una velocidad constante, la cabeza de pérdidas depende principalmente de la rugosidad absoluta de la tubería (calidad del material) por lo cual en la Tabla 3.7 se observa que en el caso de una tubería desgastada se genera un incremento neto de la cabeza de pérdidas con relación a una tubería nueva. Para la partida No. 2, por ejemplo, al utilizar una tubería nueva la cabeza de pérdidas disminuye 40,6 % en el tramo Shushufindi – Quijos, 42,5 % en el tramo Quijos – Osayacu, 44,0 % en el tramo Osayacu – Chalpi y 40,4 % en el tramo Chalpi – La Virgen. Ocurre lo mismo con las partidas No. 72 y No. 94, en donde el reemplazo de tuberías nuevas permite disminuir la cabeza de fricción aproximadamente 40,0 % (Kayode, 2007, p. 152).

La mayor cabeza de pérdidas se presenta en el tramo Shushufindi – Quijos (de 540,3 a 543,4 m de presión en tuberías nuevas y de 910,3 a 918,0 m en tuberías desgastadas) debido a que en este tramo el GLP tiene un mayor contacto con las paredes rugosas de la tubería. La cabeza de pérdidas del tramo Shushufindi – Quijos es 0,5 veces mayor respecto al tramo Quijos – Osayacu, 2,7 veces mayor respecto al tramo Osayacu – Chalpi, y 7,5 veces mayor respecto al tramo Chalpi – La Virgen, por lo cual sin importar la partida o producto transportado los efectos de la fricción serán más evidentes en el tramo Shushufindi – Quijos.

En el tramo Chalpi – La Virgen (tramo de menor longitud del poliducto) la cabeza de fricción es menor a la obtenida en los demás tramos analizados (de 61,2 a 65,6 m de presión en tuberías nuevas y de 102,1 a 110,5 m en tuberías desgastadas) lo cual se debe al menor contacto entre el fluido y las paredes

internas de la tubería (Kayode, 2007, p. 135).

A fin de determinar la caída de presión total del GLP en cada tramo de la tubería, los resultados de la Tabla 3.6 fueron multiplicados por su respectivo peso específico (γ), tal como se presenta en la Tabla 3.8. A partir del resultado promedio se evaluó la reducción de la caída de presión al reemplazar las tuberías actuales por tuberías nuevas.

El operar con una tubería nueva permite reducir la caída de presión del GLP alrededor de 274 psi (22,7 %) en el tramo Shushufindi – Quijos, 187 psi (17,3 %) en el tramo Quijos – Osayacu, 83 psi (8,8 %) en el tramo Osayacu – Chalpi y 32 psi (3,4 %) en el tramo La Virgen – Oyambaro. La reducción de la caída de presión del GLP en un tramo definido exige un menor suministro energético por parte de los sistemas de bombeo para transportarlo de una estación a otra (Karassik, 2001, p. 76).

Tabla 3.8. Caída de presión del GLP en su transporte por los diferentes tramos del poliducto Shushufindi-Quito

Partida	Condición de tubería	Caída de presión Δp por tramo (psi)			
		Shushufindi-Quijos	Quijos-Osayacu	Osayacu-Chalpi	Chalpi-La Virgen
2	Nueva	945	916	881	905
	Desgastada	1 222	1 114	972	939
72	Nueva	921	854	837	878
	Desgastada	1 194	1 017	909	908
94	Nueva	929	908	861	888
	Desgastada	1 205	1 110	947	920
Δp promedio en tubería nueva		933	893	860	890
Δp promedio en tubería desgastada		1 207	1 080	943	922
Disminución de Δp al sustituir la tubería desgastada por una tubería nueva		274	187	83	32

El tramo Shushufindi-Quijos constituye el tramo de mayor longitud del poliducto

(121,9 km), por lo cual los efectos de la cabeza de pérdidas son mayores que en otros tramos debido a la mayor superficie de contacto entre el GLP y las paredes internas de la tubería, y en consecuencia la sustitución de tuberías desgastadas por tuberías nuevas genera una mayor reducción de la caída de presión (22,7 %) con relación a los demás tramos del poliducto (Shashi, 2015, p. 258).

El tramo Chalpi – La Virgen constituye el tramo de menor longitud (12,9 km) por lo cual el cambio de tubería presenta una menor reducción de la caída de presión con respecto a otros tramos. Sin embargo, este tramo denota la mayor diferencia de alturas en todo el poliducto (1 145 m), por lo que la caída de presión es consecuencia principalmente de la cabeza de elevación antes que de los efectos de la fricción (Kayode, 2007, p. 135).

En los tramos Quijos-Osayacu y Osayacu-Chalpi la caída de presión del GLP es consecuencia tanto de la fricción de la tubería como de la cabeza de elevación debido a la topografía irregular por la cual ésta atraviesa. La incidencia de cada una de las cabezas sobre la caída de presión total del GLP se evalúa posteriormente en la Sección 3.2.2.3 mediante el estudio hidráulico en subtramos de tubería de 1 km de longitud, recomendada por Bahadori (2017, p.5), debido a que en segmentos de corta longitud es posible estimar con mayor precisión las zonas del poliducto en donde la fricción de la tubería tiene mayor influencia sobre la despresurización del GLP que la diferencia de elevaciones (Miesner y Leffler, 2006, p. 53).

En la Tabla 3.8 no consta la caída de presión del GLP en el tramo La Virgen – Oyambaro debido a que éste constituye el único tramo del poliducto en el cual el GLP presenta una ganancia neta de energía (831 psi en la partida No. 2, 735 psi en la partida No. 72 y 757 psi en la partida No. 94).

En el tramo La Virgen – Oyambaro la energía del GLP incrementa debido al descenso precipitado del fluido desde La Virgen hasta la terminal de almacenamiento Oyambaro (transformación de la energía potencial en energía de presión) que comprende una diferencia de elevaciones de 1 376 m

correspondiente a un incremento aproximado de 1 000 psi (despreciando irregularidades topográficas en el tramo). El incremento de la energía de presión contrarresta los efectos de la fricción de la tubería (despresurización de 165 psi en la partida No. 2, 154 psi en la partida No. 72 y 161 psi en la partida No. 94) por lo cual el GLP llega a la estación Oyambaro a una presión superior a 700 psi.

Método gráfico para la determinación de las pérdidas energéticas

En la Figura 3.14, Figura 3.15 y Figura 3.16 se muestra el perfil de gradiente hidráulico de las partidas de GLP No. 2, 72 y 94. En todos los casos se graficaron dos líneas de energía (LE), correspondientes a condiciones de tubería nuevas y desgastadas.

En las tres partidas analizadas se observa que el perfil de gradiente hidráulico ideal LGH_{IDEAL} (tubería nueva) exige la menor cabeza de descarga con relación al gradiente hidráulico experimental LGH_{EXP} (tubería desgastada actualmente operativa) a fin de vencer la cabeza de fricción y la cabeza piezométrica del sistema. Larock, et al (2000) estableció que debido a que la caída de presión del GLP es mayor en tuberías con alta rugosidad, la línea de gradiente hidráulico LGH para tuberías desgastadas se encuentra por encima del LGH para tuberías nuevas, lo cual se evidencia en la Figura 3.14, Figura 3.15 y Figura 3.16 (p. 9).

En tramos de tubería de gran longitud, como Shushufindi-Quijos (121,9 km) y Quijos - Osayacu (85,7 km), LGH_{EXP} presenta una divergencia de LGH_{IDEAL} en 40,6 % en Shushufindi – Quijos y 42,4 % en Quijos - Osayacu. Esto se debe a que en dichos tramos el fluido tiene un mayor contacto con las paredes de la tubería y la caída de presión depende principalmente de la calidad del material.

Como se mencionó, el tramo La Virgen – Oyambaro (21,3 km) constituye un tramo de tubería corta, y en consecuencia la incidencia de la cabeza de pérdidas es menor a la cabeza de elevación (valor constante), por lo que las dos líneas de energía (LGH_{EXP} y LGH_{IDEAL}) describen una misma tendencia.

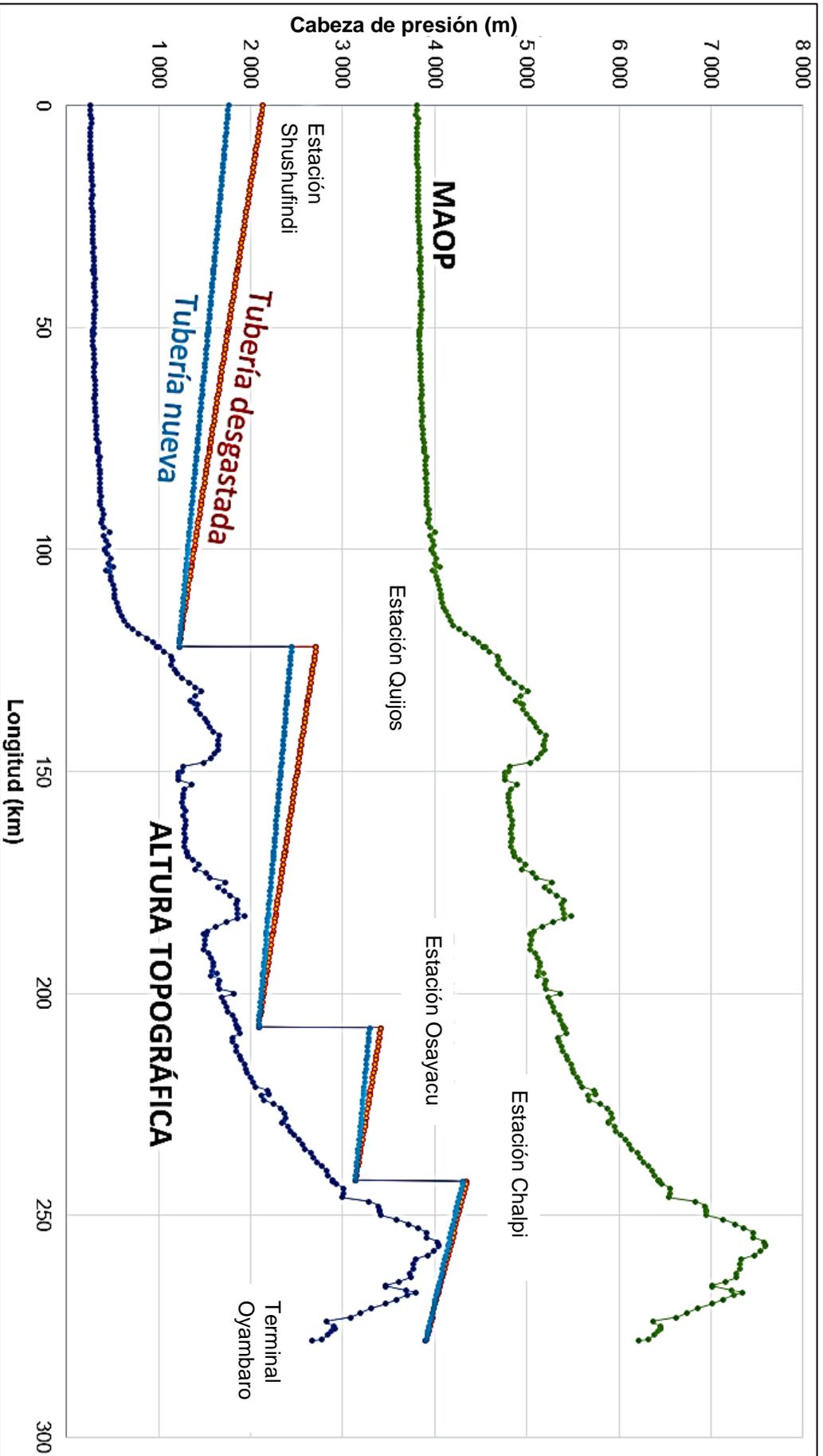


Figura 3.14. Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 2

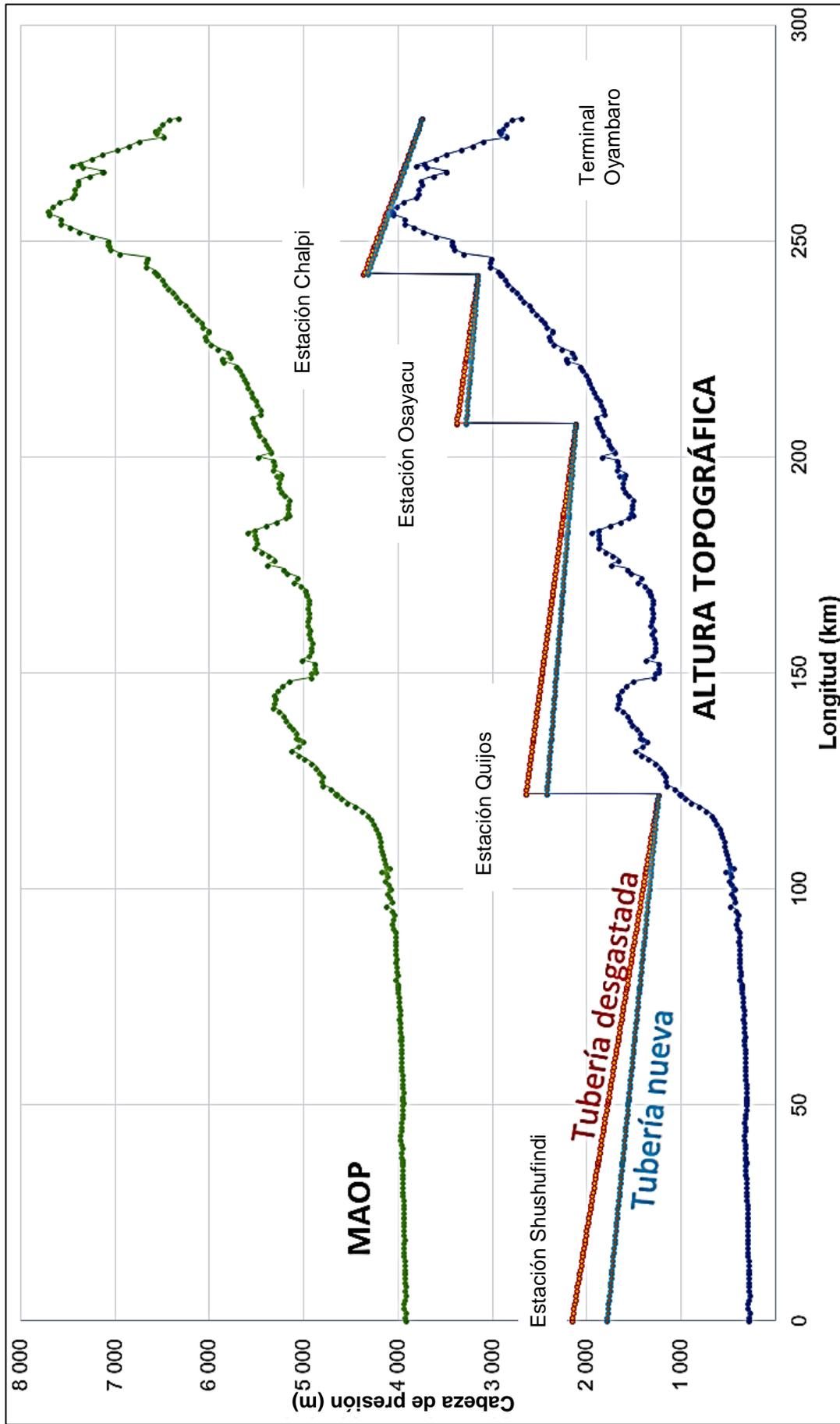


Figura 3.15. Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 72

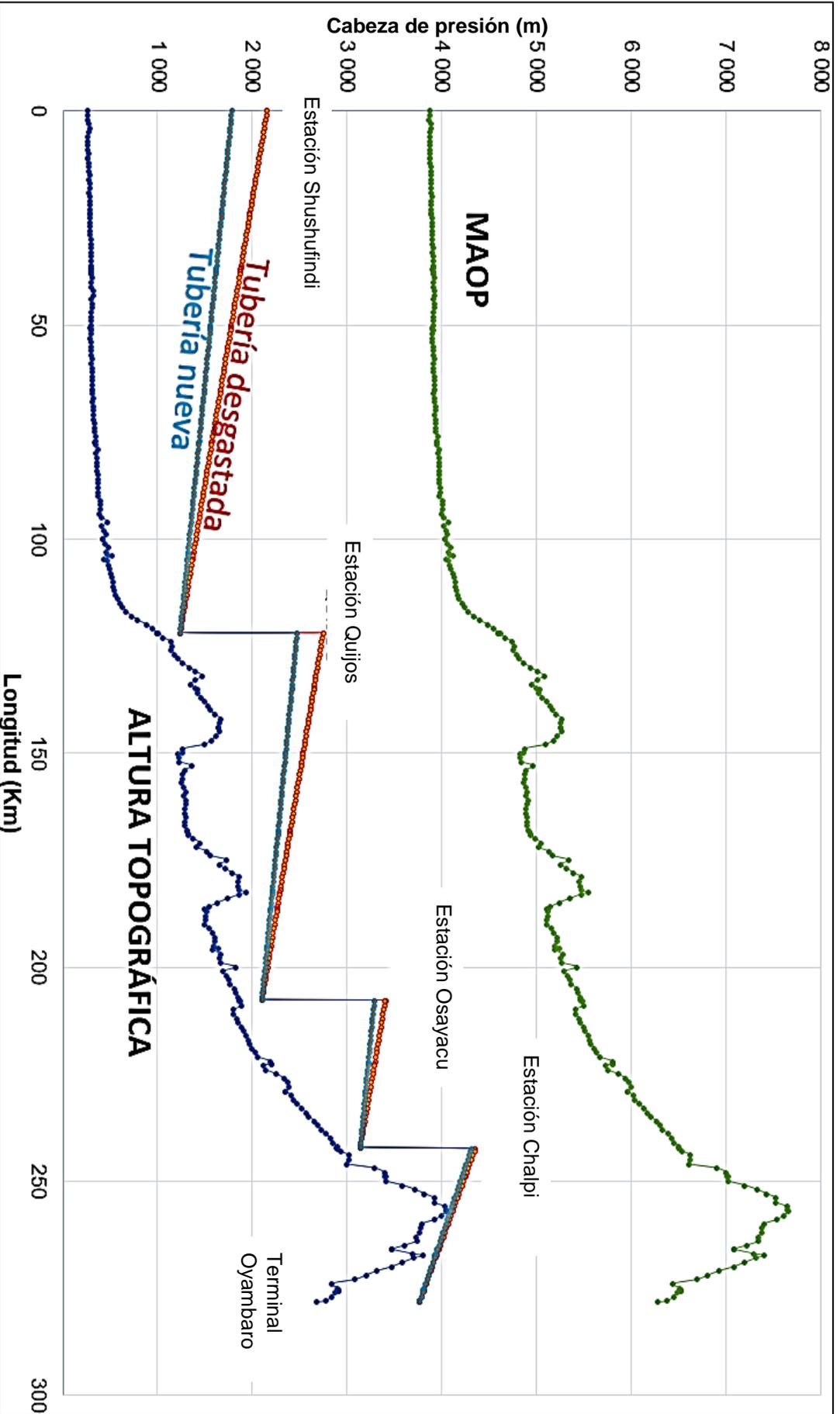


Figura 3.16. Perfil de gradiente hidráulico de la partida No. 94

En los tramos Chalpi - La Virgen y La Virgen - Oyambaro se observa que las diferentes líneas de energía del sistema podrían intersecar la línea topográfica en el pK 256+620, el cual constituye el punto más alto por donde atraviesa la tubería a 4 041 msnm.

Cuando la línea de gradiente hidráulico (LGH) interseca la línea topográfica (LT) significa que los sistemas de bombeo no suministraron la energía necesaria para contrarrestar la cabeza hidrostática de la tubería en un tramo definido, lo cual impide transportar el GLP por el poliducto de una estación a otra.

Las líneas del gradiente hidráulico LGH (tanto en tuberías nuevas como desgastadas) se encuentran por debajo la máxima altura de operación permisible MAOP que constituye el límite de control superior del sistema. Esto descarta posibles deformaciones plásticas de la tubería que puedan generar roturas y fugas del hidrocarburo. Al encontrarse las líneas LGH muy por debajo del MAOP (1 680 m) los sistemas de bombeo pueden incrementar su presión de descarga, en caso de ser necesario, hasta en 1 222 psi (8 425 kPa) sin el riesgo de sobre presurización.

La línea topográfica (*LT*) no interseca en ningún caso las diferentes líneas de energía, tanto en condiciones ideales como experimentales, por lo cual se evidencia que los sistemas de bombeo suministran la energía suficiente para contrarrestar los efectos de la carga dinámica total TDH (Escoc, 2006, p. 9; Zevallos, 2010, p. 3).

En la Tabla 3.9 se presenta la tasa de disipación energética del GLP a lo largo del poliducto, obtenidas a partir de las pendientes de las líneas de energía (LGH_{IDEAL} , LGH_{EXP}) de la Figuras 3.14, Figura 3.15 y Figura 3.16.

La mayor tasa de despresurización del GLP se genera en el tramo Chalpi-La Virgen (15,3 m, equivalente a 11,5 psi por kilómetro recorrido) como consecuencia de su topografía irregular y de la gran diferencia de elevación entre ambos puntos (1 145 m).

En el tramo La Virgen – Oyambaro se genera una ganancia de energía de presión (> 700 psi) que permite contrarrestar los efectos de la cabeza de pérdidas de la tubería por lo cual en la Tabla 3.9 no se evaluó la tasa de disipación energética en dicho tramo (Duarte y Niño, 2004, p. 4.10).

Tabla 3.9. Tasa de disipación energética del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi-Quito

Partida	Condición de tubería	Caída de la cabeza de presión por kilómetro de tubería (m/km)			
		Shushufindi-Quijos	Quijos-Osayacu	Osayacu-Chalpi	Chalpi-La Virgen
2	Nueva	4,4	4,1	4,5	11,1
	Desgastada	7,4	7,2	8,0	12,4
72	Nueva	4,4	3,5	3,7	16,0
	Desgastada	7,5	6,1	6,5	17,1
94	Nueva	4,4	4,3	4,3	15,2
	Desgastada	7,5	7,5	7,7	16,4
Promedio tubería nueva		4,4	3,9	4,1	14,1
Promedio tubería desgastada		7,5	6,9	7,4	15,3

En los tramos Shushufindi-Quijos, y Osayacu-Chalpi la tasa de la caída de cabeza de presión es similar (en el caso de las 3 partidas analizadas), pues si bien en el primer caso existe una mayor longitud ésta se compensa con una mínima diferencia de elevación en su topografía; mientras que en el segundo caso ocurre lo contrario: menor longitud de la tubería que se compensa con cambios más severos de altura (Miesner y Leffler, 2006, pp. 48-51).

Según el Manual de PDVSA (2000, p. 5) la máxima caída de presión recomendable para la descarga de hidrocarburos altamente presurizados, por encima de 700 psi (4 826 kPa) y con caudales menores a 190 m³/h (700 GPM) es de 131 psi por cada 100 m de tubería.

De los resultados obtenidos en la Tabla 3.9 se puede concluir que la mayor caída de cabeza presión por kilómetro de tubería es 17,1 m en el tramo Chalpi-Oyambaro (partida No. 72), y la menor a 3,5 m en el tramo Quijos-Osayacu de la misma partida. Al multiplicar el peso específico del GLP por dichas cabezas se obtiene la tasa de despresurización del hidrocarburo por cada 100 m recorridos en el poliducto.

Estos valores corresponden respectivamente a 127 psi y 26 psi por cada 100 m de tubería, los cuales se encuentran dentro del rango permisible del manual de PDVSA (máximo 131 psi), y en consecuencia es posible afirmar que la caída de presión del GLP en el poliducto no es crítica y puede ser minimizada para disminuir costos energéticos de bombeo.

3.2.2.3 Determinación de las pérdidas energéticas del GLP en subtramos del poliducto

Estudio porcentual de la influencia de las cabezas sobre la despresurización del GLP

En la Figura 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19 se presenta gráficamente la influencia de la cabeza de elevación, cabeza de fricción o cabeza de pérdidas (pérdidas primarias) y cabeza por válvulas y accesorios (pérdidas secundarias) sobre la caída de presión total del GLP por cada kilómetro (pK) que éste recorre en el poliducto Shushufindi – Quito (evaluación de las pérdidas energéticas por categoría).

En el tramo Shushufindi – Quijos aproximadamente el 82,0 % de la despresurización del GLP se debe a los efectos de la cabeza de pérdidas (fricción de la tubería). Debido a que la topografía de dicho tramo es bastante regular comparada con los demás tramos del poliducto, tan solo el 18,0 % de las pérdidas energéticas totales del GLP corresponden a la cabeza de diferencia de elevación, como se puede observar en los diagramas de la Figura 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19.

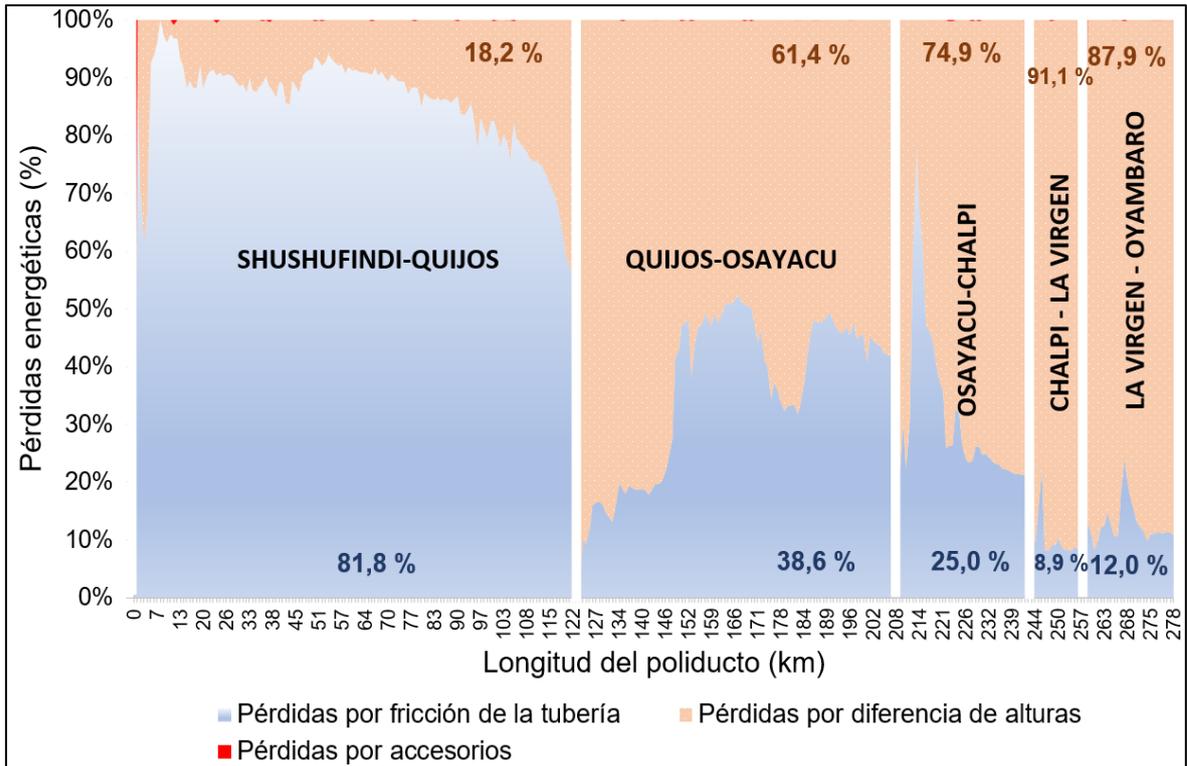


Figura 3.17. Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi - Quito por categoría (partida No. 2)

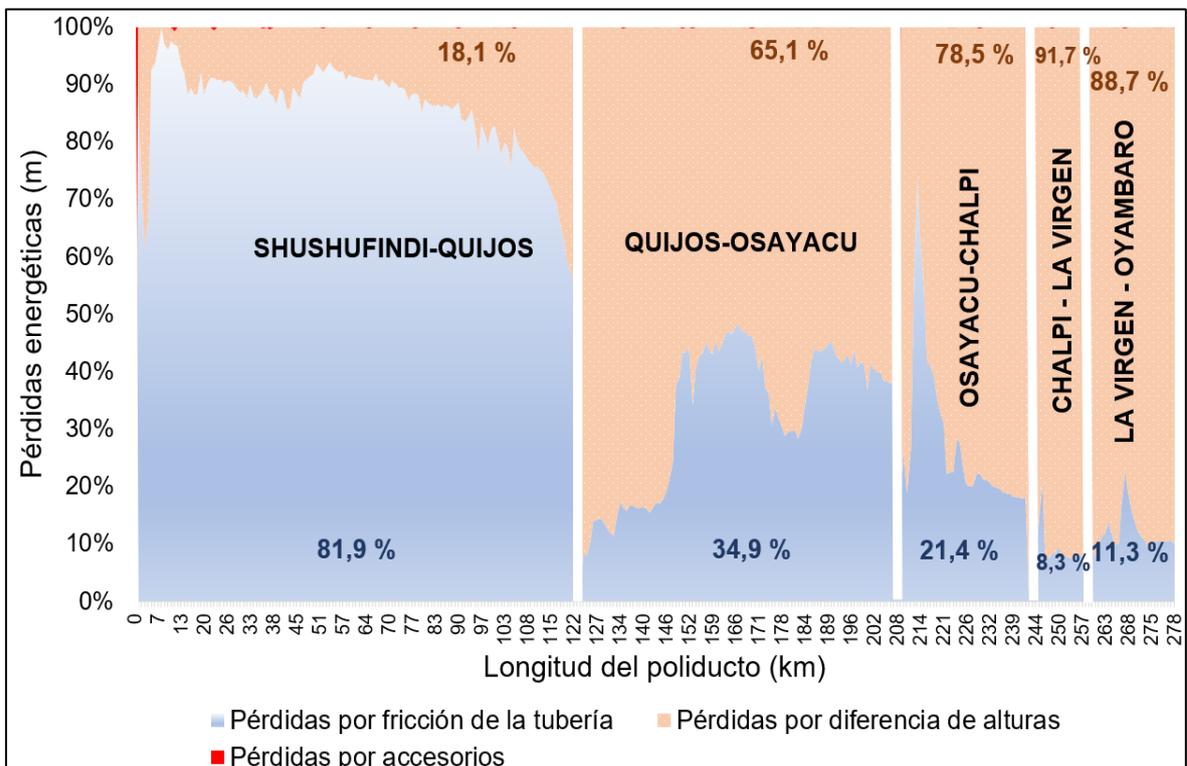


Figura 3.18. Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi - Quito por categoría (partida No. 72)

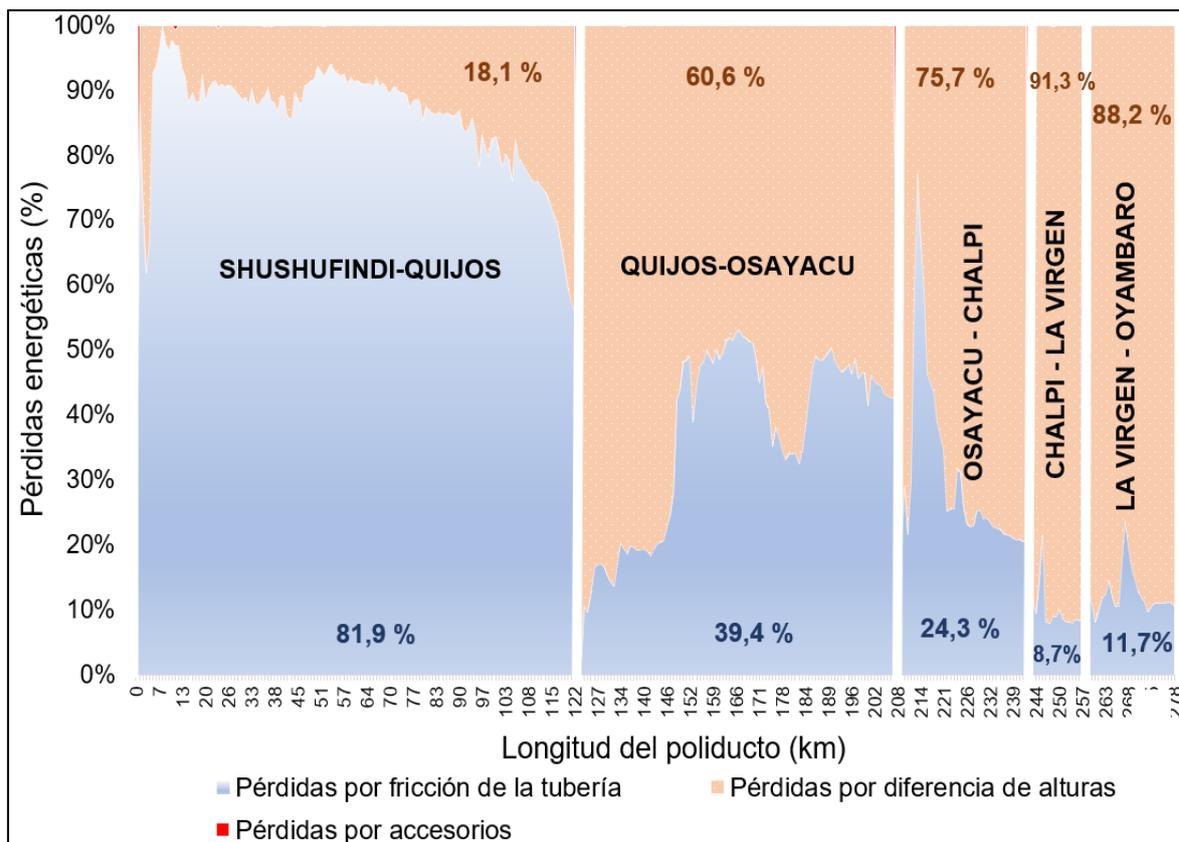


Figura 3.19. Pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi - Quito por categoría (partida No. 94)

No ocurre lo mismo en los tramos Chalpi-La Virgen, y La Virgen-Oyambaro en donde el efecto de la fricción es menos significativo (9,0 y 12,0 % respectivamente) con relación a la cabeza piezométrica (90,0 % de la caída de presión, aproximadamente) debido a la gran diferencia de elevación entre dichas estaciones, tal como se observa en la Figuras 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19.

Conforme el fluido asciende por la cordillera, la fricción se torna menos significativa que la cabeza piezométrica sobre la caída de presión del GLP, lo cual confirma los estudios previos realizados por Guanopatín y Guzmán (2006) según los cuales en el tramo Chalpi - El Beaterio se genera la mayor despresurización del poliducto por efectos de su topografía irregular, y la presión de descarga en Chalpi debe incrementarse por encima de 1 070 psi para contrarrestar los efectos de la cabeza de elevación (p. 205).

Las pérdidas energéticas debido a la presencia de válvulas y accesorios son

inferiores a 0,01 %, presentándose en puntos específicos del poliducto, lo cual confirma su mínima incidencia en la despresurización del GLP tal como lo asevera Flores y Bravo (2014, p. 178), debido a que la longitud de la tubería es considerablemente mayor que mil diámetros (Afif, 2004, p. 110).

En la Figura 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19, las pérdidas energéticas secundarias muestran una representación gráfica detallada debido a que los análisis fueron realizados en subtramos de 1 km de longitud, y la carga por válvulas y accesorios cobra relevancia por debajo de los 157 m de tubería (equivalente a 1 000 diámetros del poliducto), por lo cual una representación más próxima a las condiciones reales de operación se obtendría al dividir al poliducto en subtramos de 100 m.

Asumir como despreciables a las pérdidas energéticas secundarias no incide en errores sobre los cálculos hidráulicos primarios debido a que su incidencia en la caída de presión del GLP es menor a 0,01 % (Mott, 2006, p. 278).

Los diagramas porcentuales de la Figura 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19 (correspondiente a las partidas No. 2, 72 y 94) muestran una gran similitud gráfica (variaciones menores al 1,0 %), independiente de la composición del hidrocarburo o su caudal. En consecuencia, la categorización de las pérdidas energéticas en el transporte de GLP por el poliducto Shushufindi – Quito puede ser modelada por un único diagrama porcentual (para cualquier partida de GLP), que facilite la identificación del tipo de cabeza sobre la caída de presión global.

Estudio del cambio de la presión del GLP en cada subtramo del poliducto

En la Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22 se muestra la variación de la presión del GLP con relación a la longitud del poliducto (dividida en 279 subtramos). Los resultados se obtuvieron al transformar las cabezas de fricción y altura en cada segmento del poliducto a valores de presión. El análisis fue realizado con las partidas de GLP No. 2, 72 y 94 de corto, mediano y gran volumen.

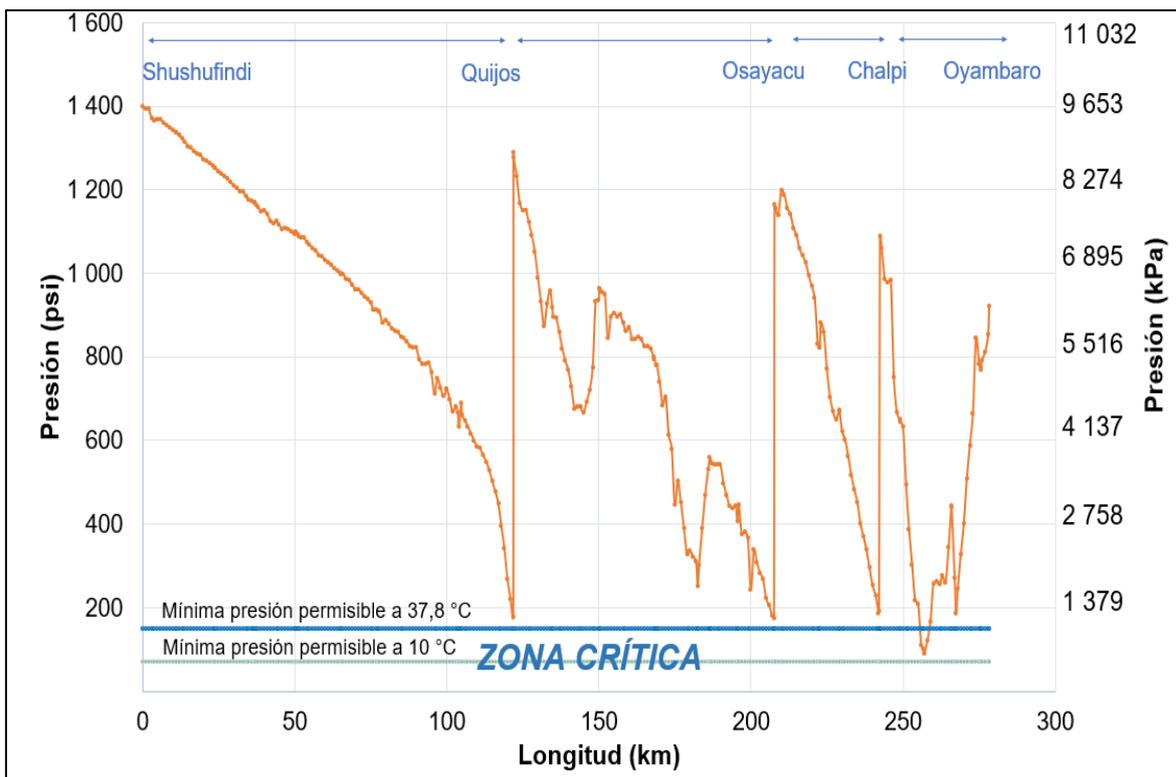


Figura 3.20. Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida No. 2)

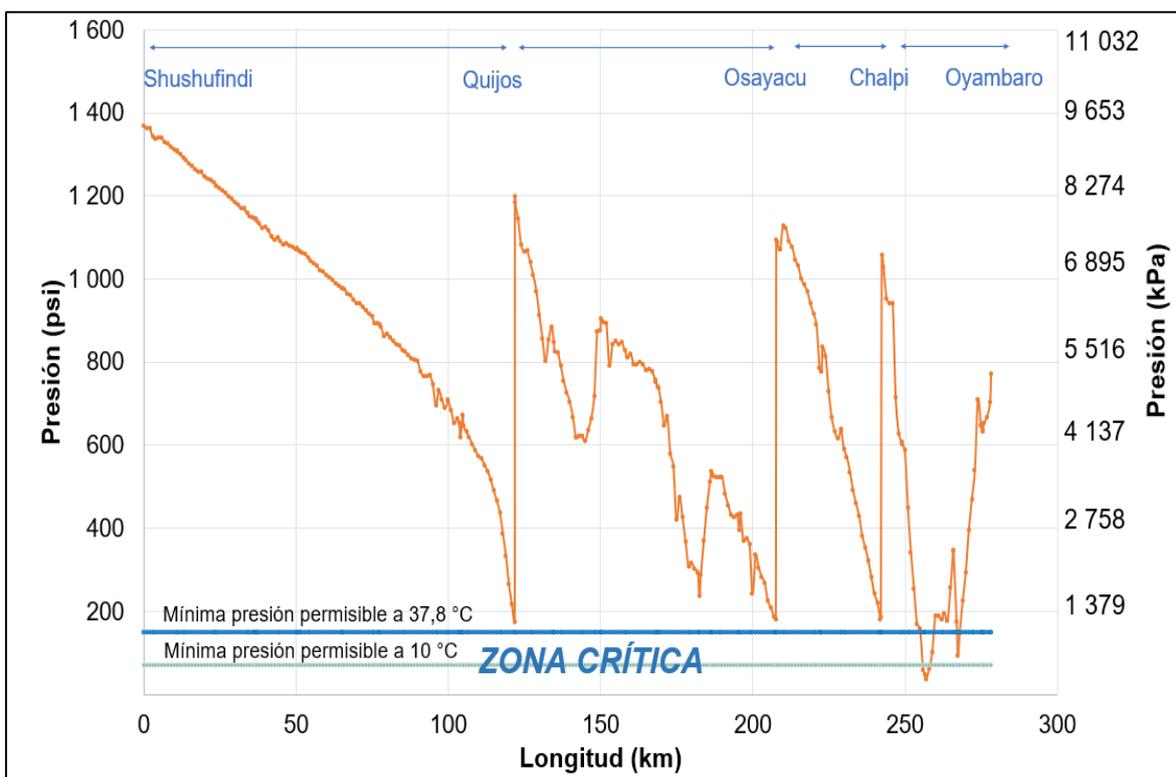


Figura 3.21. Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida No. 72)

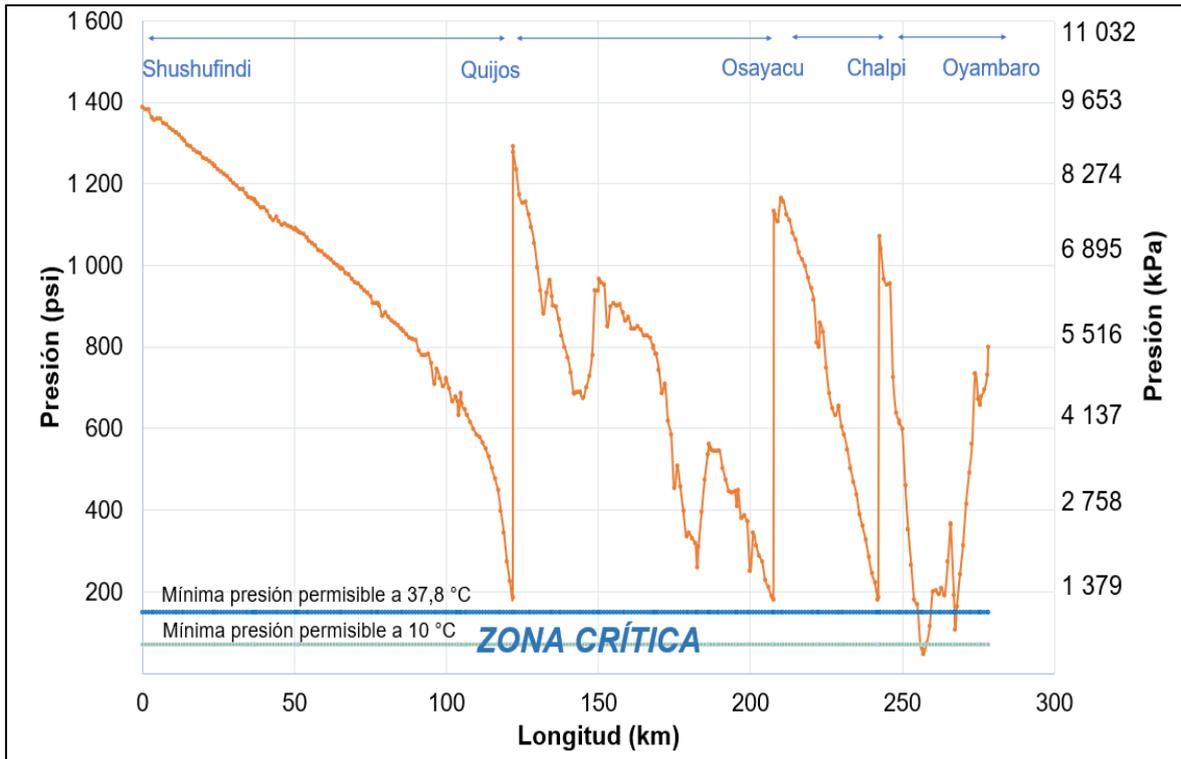


Figura 3.22. Variación de la presión del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito (partida 94)

La línea de la presión de vapor a 37,8 °C, determinada previamente en la Sección 3.1 (167,3 psi o 1 154 kPa), representa la mínima presión permisible del GLP en el poliducto a las condiciones más críticas de temperatura. Al descender la presión del fluido por debajo de este límite de control (zona crítica) existe el riesgo del cambio de fase, tal como se observa en los pK 256 y pK 267 de la Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22 (Shashi, 2015, p. 258).

Los procesos de transferencia de calor entre el GLP y el medio circundante (temperatura ambiental) presenta una mayor incidencia en la vaporización del hidrocarburo cuando la temperatura se aproxima a 37,8 °C. A temperaturas menores la presión de vapor también disminuye, lo cual implica que el límite de control inferior en la Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22 se aleja de la presión crítica establecida a 37,8 °C (167,3 psi).

Al no disponer de un sensor de la temperatura del GLP en el sector de La Virgen (o cualquier otra zona crítica en el tramo Chalpi – Oyambaro), no fue posible

determinar matemáticamente los efectos de la transferencia de calor sobre la vaporización del GLP, lo cual puede presentar igual o mayor incidencia que la baja presión del hidrocarburo. Por lo tanto, se trabajó con una temperatura supuesta, considerando que el sistema (GLP) puede alcanzar una temperatura igual a la de las condiciones ambientales de dicho sector (equilibrio térmico).

Conforme a los registros meteorológicos del INHAMI (2018), la temperatura en el sector de La Virgen oscila en un rango de 5,0 a 15,0 °C (considerablemente menor a 37,8 °C). A una temperatura media de 10,0 °C, la presión de vapor del GLP es 69,8 psi (dato bibliográfico), valor que constituye un segundo límite de control (supuesto) en los diagramas de la Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22 (Lluch, 2011, p. 91).

En la construcción de poliductos presurizados para el transporte de GLP, los técnicos evalúan un amplio rango de presiones y temperaturas a las que el hidrocarburo puede estar expuesto conforme a los rangos de la norma ASME B31.4 (2002, p. 8): “Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos”. Asumir una temperatura de 10,0 °C (debido a las condiciones ambientales) no representa un límite de control real; sin embargo, puede ser útil para evaluar los rangos permisibles de presión en el poliducto (Miesner y Leffler, 2006, p. 271)

La primera presión crítica del sistema se localiza entre el pK 256 y pK 260 a una altura superior a 3 790 msnm, en el sector conocido como La Virgen, con valores de presión de 90,3 psi (partida No. 2), 35,8 psi (partida No. 72) y 45,9 psi (partida No. 94). En el caso de las partidas de GLP No. 72 y 94 la presión desciende por debajo del segundo límite de control (69,8 psi) lo cual las convierte en partidas altamente susceptibles a la vaporización incluso a temperaturas por debajo de 10,0 °C (Miesner y Leffler, 2006, p. 117).

En la caracterización física de las partidas de GLP (detallado en la Sección 3.1.2) se verificó que la partida No. 72 presenta la mayor concentración de volátiles C2 (16,4 %), seguida de la partida No. 94 (12,9 %) y la partida No. 2 (10,4 %);

consecuentemente, la presión más baja definida en la Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22 se registró en la partida No. 72 (35,8 psi) seguido por las partidas No. 94 (45,9 psi) y No. 2 (90,3 psi), lo cual permite concluir que existe una proporcionalidad entre la concentración de etano en el GLP y el mayor descenso de la presión, tornándola más susceptible a la vaporización.

En el pK 267+450 a una altura superior a 3 794 msnm, sector conocido como El Tablón, la presión del GLP nuevamente es crítica con un valor de 107,6 psi (partida No. 94) y 91,36 psi (partida No. 72). La partida No. 2 no presenta presión crítica en este punto, como se observa en el diagrama de la Figura 3.20, donde la presión se mantiene por encima de la presión de vapor a 37,8 °C (límite de control inferior). En este tramo de tubería se constata una vez más que las partidas con mayor volatilidad (partida No. 72) presentan las condiciones de presión más críticas.

La presión de entrada del GLP a la terminal Oyambaro es muy distinta en las 3 partidas analizadas (921,8 psi en la partida No.2, 770,6 psi en la partida No. 72 y 799,0 psi en la partida No. 94), lo cual se evidenció en la Sección 3.1.3 mediante la determinación de las variables operativas (presiones de entrada en Oyambaro). Esto se debe al cambio súbito de la pendiente topográfica en el tramo La Virgen – Oyambaro (descenso de 1 376 m desde el sector de La Virgen hasta Oyambaro) lo que permite que el fluido gane energía potencial en el proceso de transporte y la presión de ingreso del GLP a la terminal Oyambaro presente variaciones en cada partida.

Similar al diagrama porcentual de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi – Quito (Figura 3.17, Figura 3.18 y Figura 3.19), los diagramas de la variación de presión del GLP (Figura 3.20, Figura 3.21 y Figura 3.22) presentan una misma tendencia de despresurización, lo cual facilitará la evaluación de partidas de GLP con características físicas similares a las utilizadas en el presente estudio.

En las zonas críticas, la presencia de vapor puede generar un incremento del

volumen y la disminución de su densidad relativa; así como una mayor turbulencia del fluido debido al efecto caótico entre las capas líquido-vapor, que genera una rápida transferencia de calor y momento al interior de la tubería (Miesner y Leffler, 2006, p. 114).

Debido a que en el tramo Chalpi – Oyambaro se presentan dos zonas críticas, será necesario evaluar la robustez del sistema a diferentes presiones de descarga en Chalpi (dentro de un rango de presión permisible) con el fin de incrementar la presión del GLP en los sectores de La Virgen y El Tablón. Para tal efecto, se trabajará con el simulador ASPEN HYSYS en la Sección 3.3 (Carson, 2002, pp. 47-48).

3.3 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA MODIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO SOBRE LAS PROPIEDADES DEL GLP MEDIANTE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE TRANSPORTE

3.3.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO

En la Figura 3.23 se presentan las curvas características de la bomba centrífuga GUINARD DVMX-3.4.9-H-14e, generadas por el simulador ASPEN HYSYS, actualmente EP Petroecuador opera con este tipo de bomba en la estación Shushufindi (2 bombas en serie P-1201 y P-1202) y la estación Quijos (2 bombas en serie P-1301 y P-1302) a velocidades superiores a 2 000 rpm (Flores y Bravo, 2014, p. 5).

EP Petroecuador trabaja con un caudal de 56,5 m³/h a 67,6 m³/h (correspondientes a los registros de la Sección 3.2). Al definir un caudal medio de 62,0 m³/h y prolongar una recta que permita intersecar las curvas de cabeza es posible determinar la cabeza suministrada por la bomba a una velocidad específica (eje de las ordenadas), tal como se muestra en la Figura 3.23.

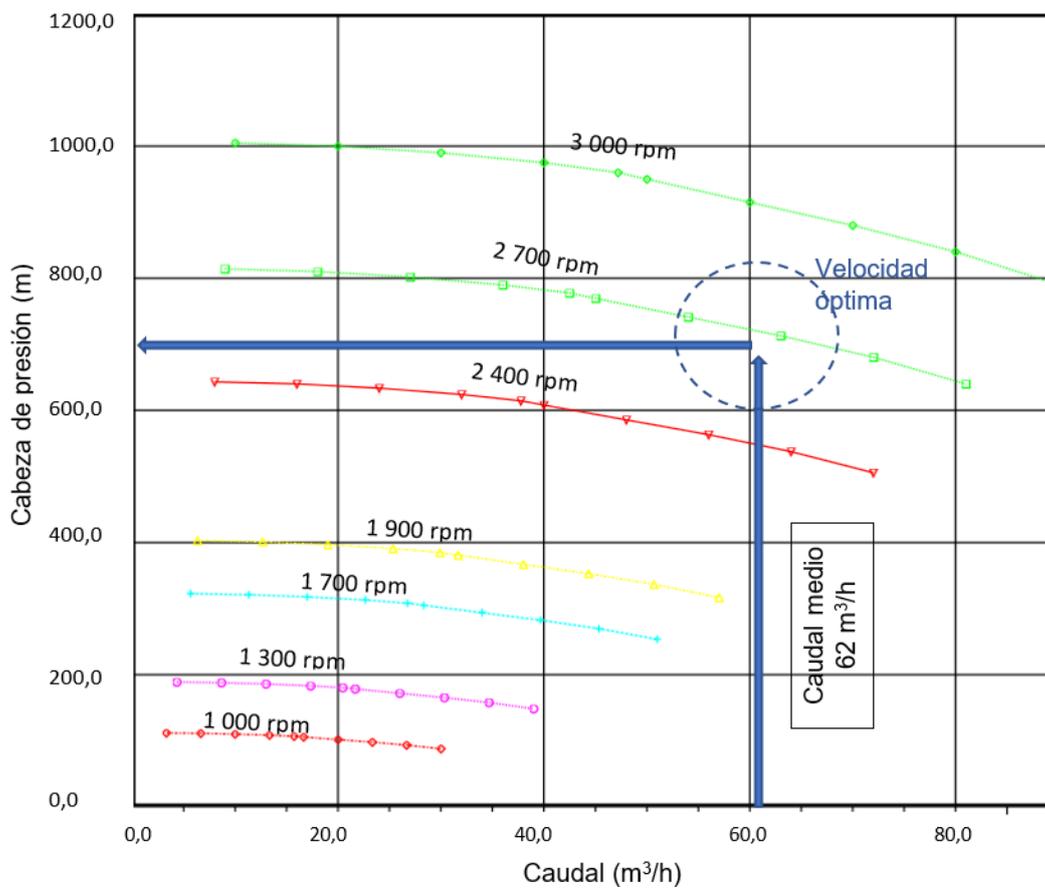


Figura 3.23. Curvas de cabeza de presión de las bombas centrífugas P-1201, P-1202 (estación Shushufindi) y P-1301, P-1302 (estación Quijos).

En la Sección 3.2.2.2 se determinó que el TDH es 1 633 m en la estación de bombeo Shushufindi y 1 490 m en la estación de bombeo Quijos. Debido a que los sistemas operan con dos bombas en serie, la altura suministrada por cada bomba (conforme al simulador) deberá encontrarse por encima de los 700 m, lo cual se logra en el simulador ASPEN HYSYS a una velocidad de bombeo superior 2 400 rpm.

En consecuencia, se desarrolló la simulación de las bombas P-1201, P-1202, P-1301 y P-1302 con velocidades de bombeo cercanas a 2 400 rpm (zona de “velocidad óptima” mostrada en la Figura 3.23) debido a que a estas condiciones se obtiene un valor de cabeza de presión muy cercano al modelo real (EP Petroecuador opera las bombas centrífugas P-1201, P-1202 de la estación Shushufindi y P-1301, P-1302 de la estación Quijos a velocidades por encima de 2 400 rpm).

En la Figura 3.24 se presentan las curvas de cabeza de presión generadas en el simulador HYSYS, correspondientes a la bomba eléctrica tipo GUINARD DVMX-3.4.9-NHH-10e de las estaciones Osayacu y Chalpi (1 bomba por cada estación) (Flores y Bravo, 2014, p. 36; GUINARD, 2018, pp. 2-4).

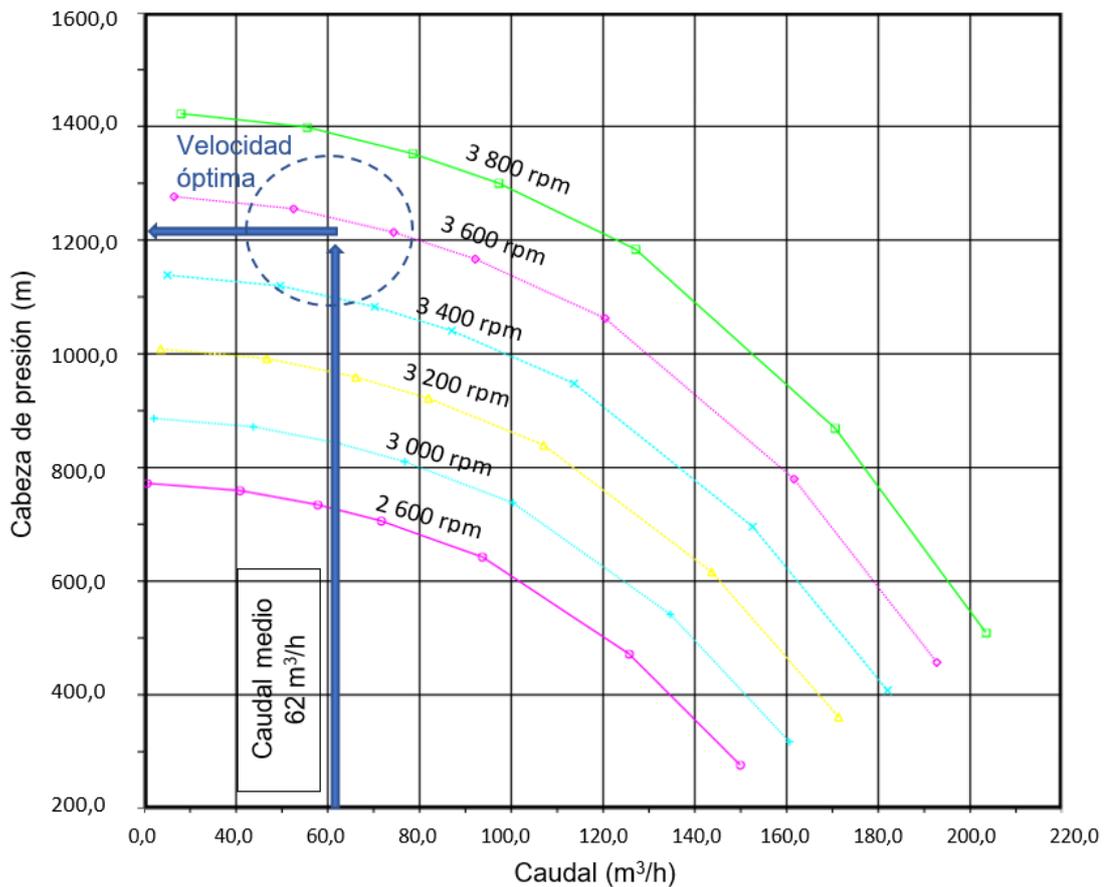


Figura 3.24. Curvas de cabeza de presión de las bombas centrífugas P-1404 (estación Osayacu) y P-1504 (estación Chalpi)

Similar al análisis realizado con las curvas de las bombas P-1201, P-1202 (Shushufindi) y P-1301, P-1302 (Quijos), en la Figura 3.24 se prolongó una línea perpendicular al caudal medio ($62,0 \text{ m}^3/\text{h}$) y se intersecó la curva correspondiente a la velocidad de bombeo.

En las estaciones de bombeo Osayacu y Chalpi, EP Petroecuador opera las bombas P-1404 y P-1504 con velocidades mayores a $3\,500 \text{ rpm}$ (registro en campo), que conforme al simulador generaría una cabeza de presión aproximada de $1\,200 \text{ m}$.

Debido a que el TDH definido en la Sección 3.2.2.2 para las estaciones Osayacu y Chalpi fue 1 300 m y 1 255 m, respectivamente, las bombas P-1404 y P-1504 serán operadas en el simulador a velocidades cercanas a 3 600 rpm (zona de “velocidad óptima” mostrada en la Figura 3.24) con el fin de obtener una cabeza de descarga de aproximadamente 1 300 m. En estas condiciones el simulador HYSYS da como resultado un modelo de bombeo muy semejante al real (mayor a 3 500 rpm).

En la Figura 3.24 se observa que la cabeza de presión desarrollada con la bomba accionada por motor eléctrico GUINARD DVMX-3.4.9-NHH-10e en las estaciones Osayacu y Chalpi (1 300 m) según el simulador HYSYS, puede sustituir a los sistemas de 2 bombas en serie con las que operan actualmente las estaciones Shushufindi y Quijos (700 m cada una).

Benalcázar et al (2017, p. 28) establecen que en el transporte de hidrocarburos por tuberías muchos de los parámetros evaluados (como la presión de succión y descarga de las bombas) describen una distribución normal (valores cercanos a una media), por lo cual al comparar los resultados del simulador con los datos reales se asumió una confiabilidad del 95,0 %. Con base en este principio, al comparar la velocidad de bombeo obtenida en HYSYS (3 600 rpm) con los registros reales de operación (3 500 rpm) se obtiene un error de 2,8 %, lo cual brinda alta confiabilidad del simulador (Álvarez y García, 2011, p. 92)

3.3.2 DETERMINACIÓN DE LAS PRESIONES DE DESCARGA REQUERIDAS EN CADA ESTACIÓN DEL POLIDUCTO

En la Tabla 3.10 se presentan las presiones de descarga establecidas por el simulador ASPEN HYSYS en las estaciones de bombeo Shushufindi, Quijos, Osayacu y Chalpi. Estos resultados fueron comparados con las presiones de descarga promedio (registro en campo de la Sección 3.2.2) a fin de estimar el porcentaje de error de los resultados obtenidos experimentalmente con la simulación.

El error relativo del simulador HYSYS (expresado en porcentaje) en las distintas estaciones de bombeo es menor a $\pm 5\%$ con respecto a las presiones de descarga del GLP obtenidas en campo en la Sección 3.1.3.1, excepto en la estación de bombeo Shushufindi con las partidas No. 2 (7,7 %) y 72 (6,7 %) donde la presión de descarga del GLP es inferior a la presión registrada en campo, lo cual impide confiar en los resultados obtenidos con el simulador en dichas condiciones.

La presión de descarga en Shushufindi (correspondiente al tramo Shushufindi – Quijos) presenta el mayor margen de error de todo el sistema (7,7 % en la partida No. 2 y 6,7 % en la partida No. 94) debido a que el simulador asume una tubería recta sin curvaturas lo cual representa una menor caída de presión en el tramo Shushufindi – Quijos (tramo de mayor longitud); y, en consecuencia, la presión de descarga de GLP definida por el simulador será menor que el valor experimental (McCabe y Smith, 2003, p. 79).

Tabla 3.10. Mínima presión de descarga del GLP en las estaciones de bombeo del poliducto Shushufindi – Quito determinada por el simulador HYSYS

Partida	Estación de bombeo	Mínima presión de descarga definida en HYSYS (psi)	Presión de descarga registrada en campo (psi)	Error relativo $ \varepsilon $ (%)
2	Shushufindi	1 339	1 450	7,7
	Quijos	1 267	1 291	1,9
	Osayacu	1 102	1 159	4,9
	Chalpi	1 041	1 064	2,2
72	Shushufindi	1 346	1 442	6,7
	Quijos	1 273	1 214	4,9
	Osayacu	1 116	1 106	0,9
	Chalpi	1 052	1 064	1,2
94	Shushufindi	1 343	1 326	1,3
	Quijos	1 273	1 228	3,7
	Osayacu	1 112	1 135	2,0
	Chalpi	1 051	1 064	1,3

En tramos de corta longitud, como Chalpi – Oyambaro, la presión de descarga de la unidad de bombeo presenta un error menor a 2,2 %. Esto se debe a que en este tramo la gran diferencia de alturas (1 145 m) exige una tubería recta ascendente con mínimas irregularidades, lo cual se ajusta al modelo de simulación en HYSYS de tubería recta.

La presión de descarga en la partida de GLP No. 94 presenta un error relativo inferior a 5,0 % en todos los tramos recorridos, por lo cual constituye la simulación con mayor nivel de confianza y permite reproducir condiciones de transporte muy próximas a las reales.

En la mayoría de las estaciones, la presión de descarga del GLP obtenida con el simulador es menor a la presión experimental (registros en campo) debido a que en la realidad se generan más pérdidas energéticas (causada por las condiciones topográficas irregulares del poliducto o una mayor rugosidad de las paredes internas de la tubería) que las consideradas en la simulación. Cabe indicar que la edad de la tubería es de 36 años, y que si bien muchos segmentos han sido reemplazados debido a su deterioro, existen otros en los cuales la rugosidad genera una mayor cabeza de pérdidas, lo cual no fue definido en los datos de entrada del simulador (Miesner y Leffler, 2006, p. 84).

3.3.3 ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL GLP EN EL TRANSPORTE POR EL POLIDUCTO

3.3.3.1 Cambio de fase del GLP en el poliducto por efecto de las variaciones de presión y temperatura

La simulación en ASPEN HYSYS permitió estudiar el estado de agregación del GLP en el proceso de transporte por el poliducto Shushufindi – Quito, lo cual resulta crítico en zonas vulnerables donde la presión del hidrocarburo desciende por debajo de su presión de vapor a una temperatura definida (Carson, 2002, pp. 7-8).

Para tal efecto se trabajó con la partida de GLP No. 72 por constituir una de las partidas con mayor concentración de componentes volátiles (C2) lo cual le torna susceptible a los cambios de fase. Además, debido a que constituye una partida de mediano volumen (11 330 bbl) se garantiza homogeneidad en el interior del poliducto (tubería compactada solamente con GLP); y adicionalmente, como se evidenció en la Tabla 3.10, el error del simulador en la estación Chalpi es mínimo (-1,2 %) que garantiza resultados confiables de la partida No. 72 en el tramo Chalpi – Oyambaro (Miesner y Leffler, 2006, p. 65; HYSYS, 2015, p. 3.2).

Las zonas críticas del poliducto en las cuales se genera un descenso pronunciado de la presión del GLP fueron definidas previamente en la Sección 3.2.2.2 (balance energético en el poliducto). Estas zonas fueron: Chalpi – La Virgen (del pK 256 al pK 260) y La Virgen – Oyambaro (pK 267+450).

En la Figura 3.25 y la Figura 3.26 se presentan el porcentaje de vapor con relación a la longitud de la tubería en los tramos Chalpi – La Virgen y La Virgen – Oyambaro.

En la Figura 3.25 se observa que el porcentaje de vapor del GLP es cero durante los primeros 13 km de recorrido (tubería correspondiente al tramo Chalpi – La Virgen). Sin embargo, en el pK 255+674, a una altitud topográfica de 3 918 msnm, comienza a producirse el cambio de fase hasta alcanzar un máximo de 5,9 % en el pK 256+620 a una altitud topográfica de 4 041 msnm, sector conocido como “La Virgen”, lo cual convierte a esta zona crítica como la primera en el poliducto Shushufindi – Quito en donde se evidencia el cambio de fase del hidrocarburo impide su transporte en condiciones licuadas.

Como se mencionó en la Sección 3.2.2.3 con base en el registro meteorológico del INHAMI, en el sector de La Virgen la temperatura ambiental puede ser menor a 8,0 °C, por lo cual el GLP puede disminuir su temperatura por debajo de 10,0 °C debido a la transferencia de calor entre el hidrocarburo y el medio ambiente, lo cual genera una fluctuación de la cantidad de vapor generado (que depende tanto de la presión y temperatura del sistema). El estudio de la variación de la

temperatura no fue parte del presente proyecto, por lo cual no se puede evaluar las condiciones exactas del estado de agregación del GLP (Lluch, 2011, p. 91).

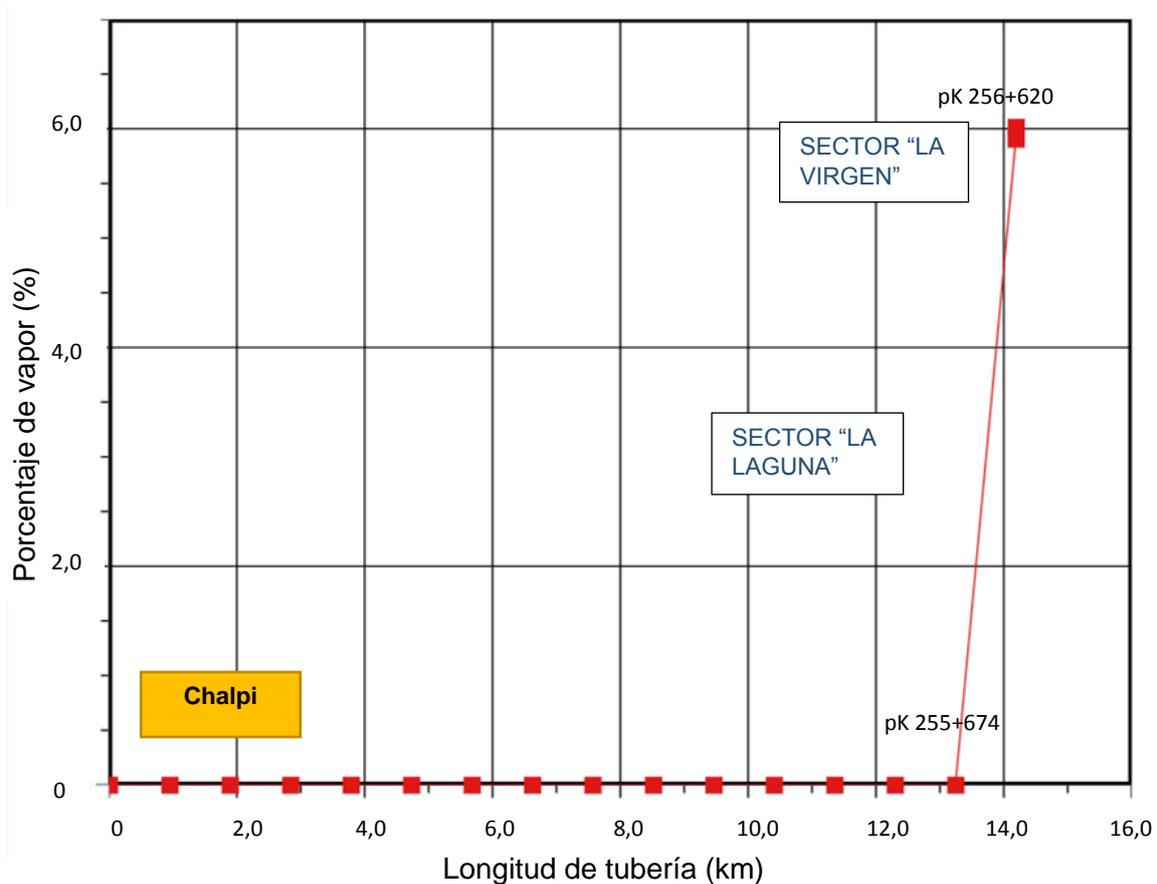


Figura 3.25. Porcentaje de vapor del GLP con relación a la longitud de tubería en el tramo Chalpi – La Virgen

En la Figura 3.26 se observa que el porcentaje de vapor asciende desde 6,0 % a 7,8 % durante los 4 primeros kilómetros de recorrido (tubería correspondiente al tramo La Virgen – Oyambaro). En el pK 260+880, a una elevación topográfica de 3 790 msnm, la cantidad de vapor es máxima (7,8 %) lo cual genera una expansión volumétrica del hidrocarburo (sobre presión) y afecta la integridad física de la tubería.

A partir del pK 262+300 la cantidad de vapor generada se encuentra por debajo del límite de detección (0,01 %) y en consecuencia se puede considerar que el hidrocarburo torna a su estado líquido; sin embargo, el cambio de fase precedente pudo haber alterado la densidad del GLP debido a que los vapores generado son

menos densos que el estado líquido.

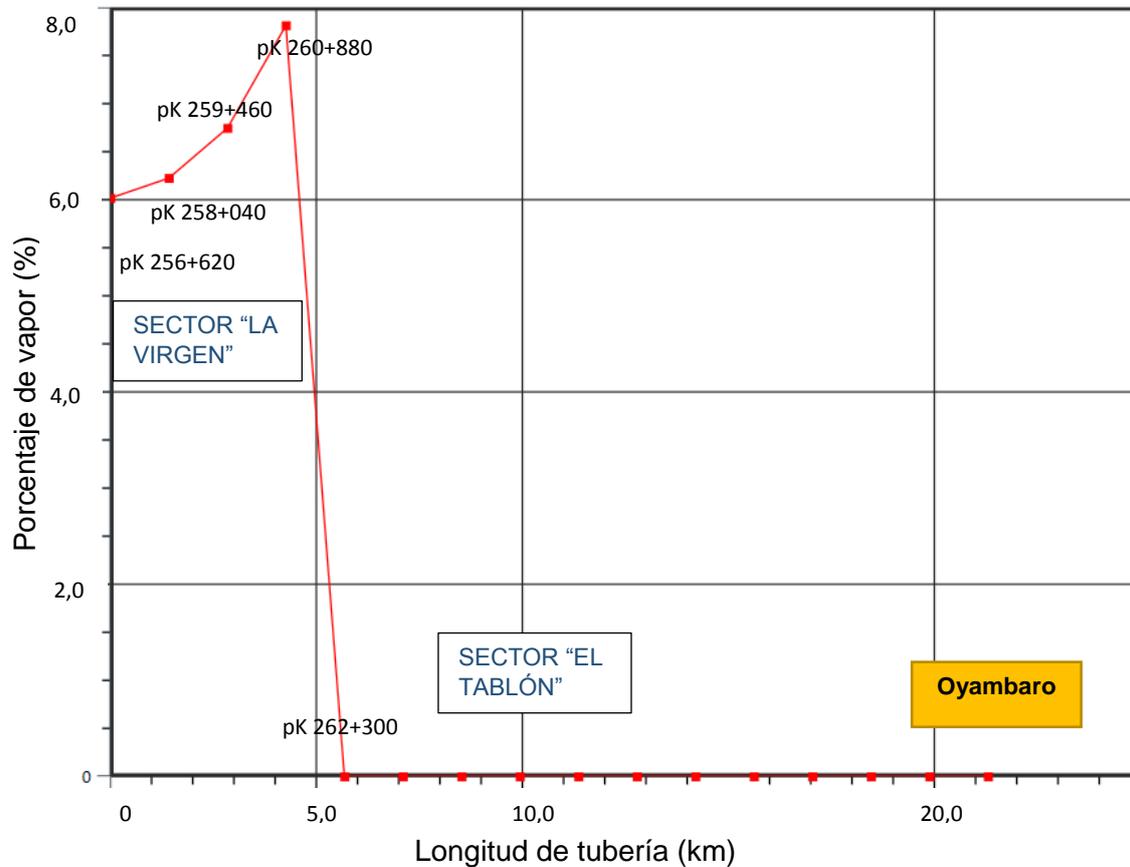


Figura 3.26. Porcentaje de vapor del GLP con relación a la longitud de tubería en el tramo La Virgen – Oyambaro

Conforme a los resultados de la Sección 3.2.2.3, la presión del GLP es mínima desde el pK 256 al pK 260, hasta alcanzar un valor crítico de 45,9 psi. Los resultados de esta zona crítica coinciden con los obtenidos por el simulador HYSYS (pK 255 a pK 262) lo cual permite concluir que debido a las bajas presiones del GLP en este segmento de tubería no se garantizan condiciones licuables de transporte.

Desde el pK 262+300 al pK 278+300 (Oyambaro) el porcentaje de vapor se mantiene por debajo del límite de detección (< 0,01 %), lo cual garantiza que el GLP ingresa a la terminal de almacenamiento Oyambaro en fase líquida (gas licuado). Esto se debe al aporte de la energía potencial en el descenso del GLP por el poliducto desde el sector de La Virgen a la terminal Oyambaro (diferencia de elevaciones de 1 376 m).

Debido a que EP Petroecuador no dispone de medidores de presión, temperatura y caudal del GLP en puntos intermedios del tramo Chalpi – La Virgen (y de ningún otro tramo del poliducto) no es posible comparar los resultados del simulador con las condiciones reales del proceso a fin de establecer un margen de error y definir la validez de la simulación.

Totten (2003, p. 52) establece que en el transporte de GLP por tuberías presurizadas un porcentaje de vapor mayor al 2,0 % es crítico, lo cual no es posible evaluar experimentalmente; sin embargo, si los resultados del simulador (7,8 % de vapor) describen las condiciones reales transporte es urgente establecer nuevas condiciones operativas (mayor presión de descarga en Chalpi lo cual se determina en la Sección 3.3.3.3) a fin de minimizar la cantidad de vapor generada, el cual incide sobre el incremento en la caída de presión, aumenta la turbulencia del sistema, genera sobre presión y disminuye la densidad del GLP (Miesner y Leffler, 2006, p. 43).

Debido a que el riesgo de vaporización se genera en un tramo de tubería de aproximadamente 7 km, comprendidos entre el pK 255 y el pK 262, es necesario evaluar la presión de descarga en Chalpi que garantice condiciones licuables del GLP en el tramo Chalpi – Oyambaro.

3.3.3.2 Cambios de la densidad del GLP por efecto de la variación de presión y temperatura

El simulador HYSYS permitió estimar los efectos de los cambios de presión y temperatura sobre la densidad del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito (Carson, 2002, p. 47).

En la Figura 3.27 se muestra la variación de la densidad de la partida de GLP No. 72 en función de la presión, desarrollada mediante el simulador HYSYS para diferentes temperaturas de operación (10,0; 20,0; 30,0; y 37,8 °C), que según Jiménez (2015, p. 72) constituye el rango en el cual varía la temperatura de la

mayoría de hidrocarburos líquidos por el interior de tuberías de acero presurizadas.

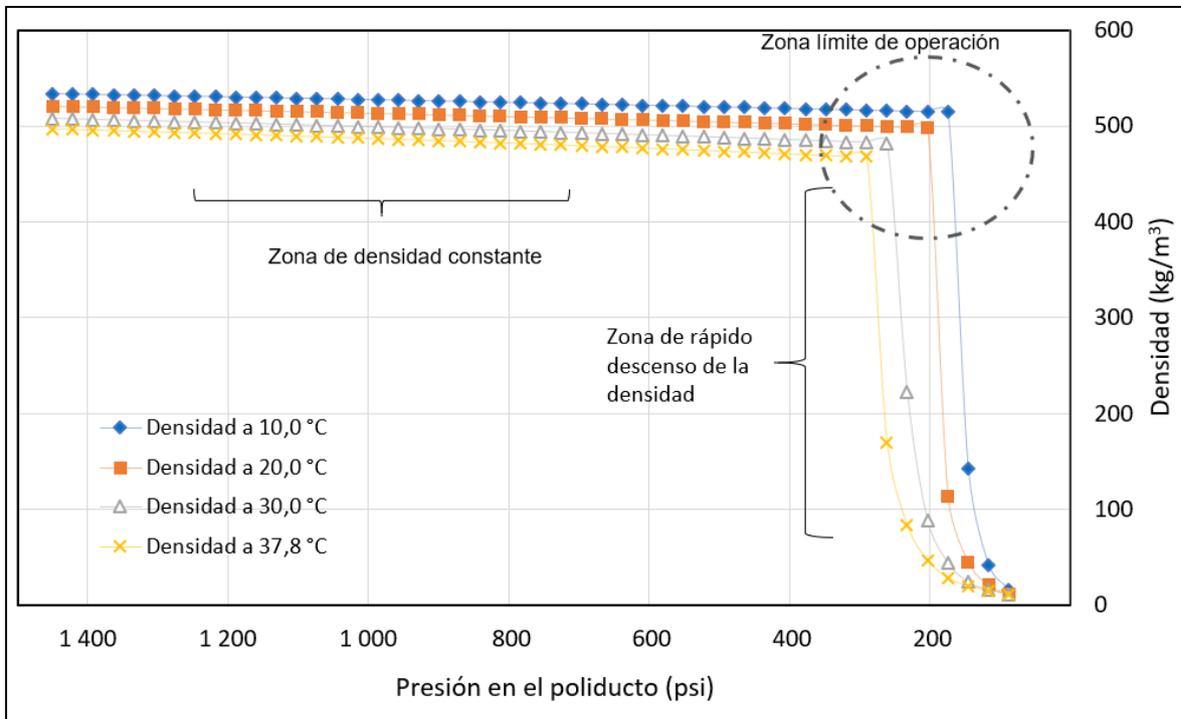


Figura 3.27. Disminución de la densidad del GLP en función de su presión y temperatura (Partida No. 72)

En la Figura 3.27 se distinguen dos zonas características: la primera es la zona de densidad constante, en donde independiente de la temperatura del GLP en el interior del poliducto, la presión ejercida sobre el hidrocarburo (> 200 psi) garantiza mínimas variaciones de la densidad (valor cercano a 500 kg /m³) y favorece su transporte en condiciones licuadas.

La segunda zona constituye la de rápido descenso de la densidad, en la cual los componentes más volátiles del GLP comienzan a vaporizarse y genera una disminución precipitada de la densidad (Miesner y Leffler, 2006, p. 118).

Una tercera zona, denominada zona límite de operación (presentada en la Figura 3.27 por una circunferencia) representa la transición entre la zona de densidad constante y la zona de rápido descenso de la densidad. En esta zona existe un máximo riesgo del cambio súbito de densidad.

En las zonas de succión de las bombas la presión del GLP es mínima (< 200 psi), por lo cual pueden llegar a ocurrir descensos súbitos de la densidad tal como se observa en la Figura 3.27 a presiones menores a 200 psi. Si bien en condiciones licuadas la densidad del GLP se mantiene prácticamente constante con un valor cercano a 500 kg/m^3 , al generarse vapor en la tubería (densidad de los vapores propano – butano de 2 kg/m^3) se incrementa el volumen y la densidad del sistema disminuye (Carson, 2002, p. 48).

A altas temperaturas (cercasas a $37,8 \text{ }^\circ\text{C}$) se incrementa la energía cinética de las moléculas parafínicas lo cual genera expansión volumétrica y disminución de la densidad. Los cambios de temperatura en el transporte por el poliducto son cruciales para estimar el estado de agregación del GLP y su densidad, por lo cual se recomienda operar a bajas temperaturas (10 a $20 \text{ }^\circ\text{C}$) para evitar la formación de vapores y la disminución drástica de la densidad (Totten, 2003, p. 51; Carson, 2002, p. 47).

3.3.3.3 Modificación de la velocidad de operación de las bombas con el fin de evitar el cambio de fase del GLP en zonas críticas

En la Sección 3.3.1 se determinó que entre el pK 255 y pK 262 (perteneciente al tramo Chalpi – Oyambaro) el porcentaje de vapor del hidrocarburo transportado es máximo con un valor de $7,8 \%$; por lo cual esta zona fue calificada como crítica.

ASPEN HYSYS permitió ejecutar un análisis de sensibilidad (variación de la velocidad de bombeo) a fin de encontrar las condiciones en las que no se genera vapor en el tramo Chalpi – Oyambaro, para tal efecto se trabajó con la bomba P-1504 correspondiente a la estación de bombeo Chalpi, tal como se presenta en la Figura 3.28.

El porcentaje de vapor en la tubería Chalpi – Oyambaro es menor al límite de detección ($0,01 \%$) a una velocidad mínima de bombeo de $3\ 650 \text{ rpm}$ (P-1504) y

una presión de descarga en Chalpi de 1 091 psi (7 519 kPa); por encima de esta velocidad el simulador garantiza que no se generará cambio de fase en el tramo Chalpi-Oyambaro.

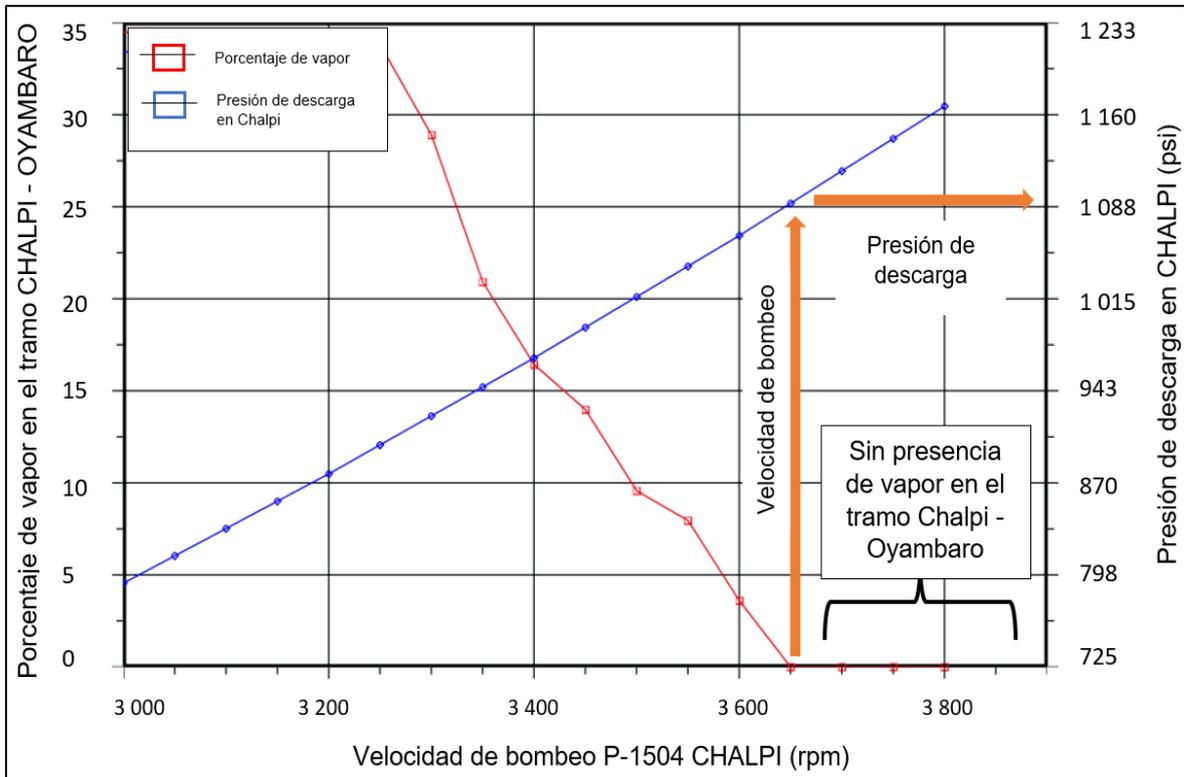


Figura 3.28. Presión de descarga mínima en Chalpi para evitar la vaporización del GLP en el pK 256+620

Los registros de presión en campo (detallados en la Sección 3.1.3.1) permitieron definir la presión de descarga en Chalpi, y compararla con los resultados del simulador de la Figura 3.28. En todas las partidas de GLP (salvo la partida No. 4) la presión de descarga en Chalpi se encuentra por debajo de 1 094 psi (mínima presión recomendada por el simulador para evitar el cambio de fase del GLP en el tramo Chalpi – Oyambaro), por lo que es recomendable incrementar la velocidad de bombeo (3 600 rpm) a fin de generar una mayor presión de descarga del GLP que permita contrarrestar la despresurización en dicho tramo.

Según el manual de diseño de procesos de PDVSA MDP-01-DP-01 la presión de diseño debe ser al menos 5,0 % mayor que la presión de operación como un medio de contingencia a despresurizaciones súbitas en la tubería (o paros no

programados), por lo cual en Chalpi se recomienda una presión de descarga mínima de 1 146 psi.

Es recomendable operar a una velocidad de bombeo cercana a 3 650 rpm (bomba P-1504). A velocidades superiores se producirá un mayor consumo energético, el cual resulta innecesario. Por otro lado, altas velocidades de bombeo pueden generar daños en los impulsores de la bomba (Karassik, 2001, p. 76).

3.3.4. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO

En el diagrama de la Figura 3.29 se presenta el resumen global de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi – Quito.

En la Figura 3.29 se observa que la mayor caída de presión del GLP se presenta en el tramo Shushufindi – Quijos, seguido de los tramos Quijos – Osayacu, Osayacu – Chalpi y Chalpi – La Virgen. La caída de presión es proporcional a la longitud de la tubería (cabeza de pérdidas) por lo que en tramos de gran longitud se producen caídas de presión más drásticas que en tramos de corta longitud (Larock, et al, 2000, p. 9).

La tasa de disipación energética se relaciona con la irregularidad topográfica del tramo (diferencia de elevaciones) por lo cual la mayor tasa de despresurización en el poliducto Shushufindi – Quito se generó en el segmento Chalpi – La Virgen (11,5 psi/km); consecuentemente, en tramos de tubería más uniformes (desde Shushufindi a Chalpi) la tasa de despresurización del GLP es menor (alrededor de 5,0 psi/km).

El tramo Chalpi – La Virgen constituye el único tramo del poliducto en el cual se identificaron presiones críticas, debido principalmente a los efectos de la cabeza piezométrica. En esta zona es recomendable efectuar un mantenimiento periódico de las tuberías (protección anticorrosiva) en los segmentos especificados en la

Figura 3.29 con la finalidad de disminuir al máximo la cabeza de pérdidas (fricción), ya que la cabeza de elevación (condiciones topográficas) no puede ser reducida. La presión de descarga en la estación de bombeo Chalpi debe incrementarse conforme a los resultados obtenidos en la Sección 3.3.3 que establecen una presión mínima de 1 146 psi.

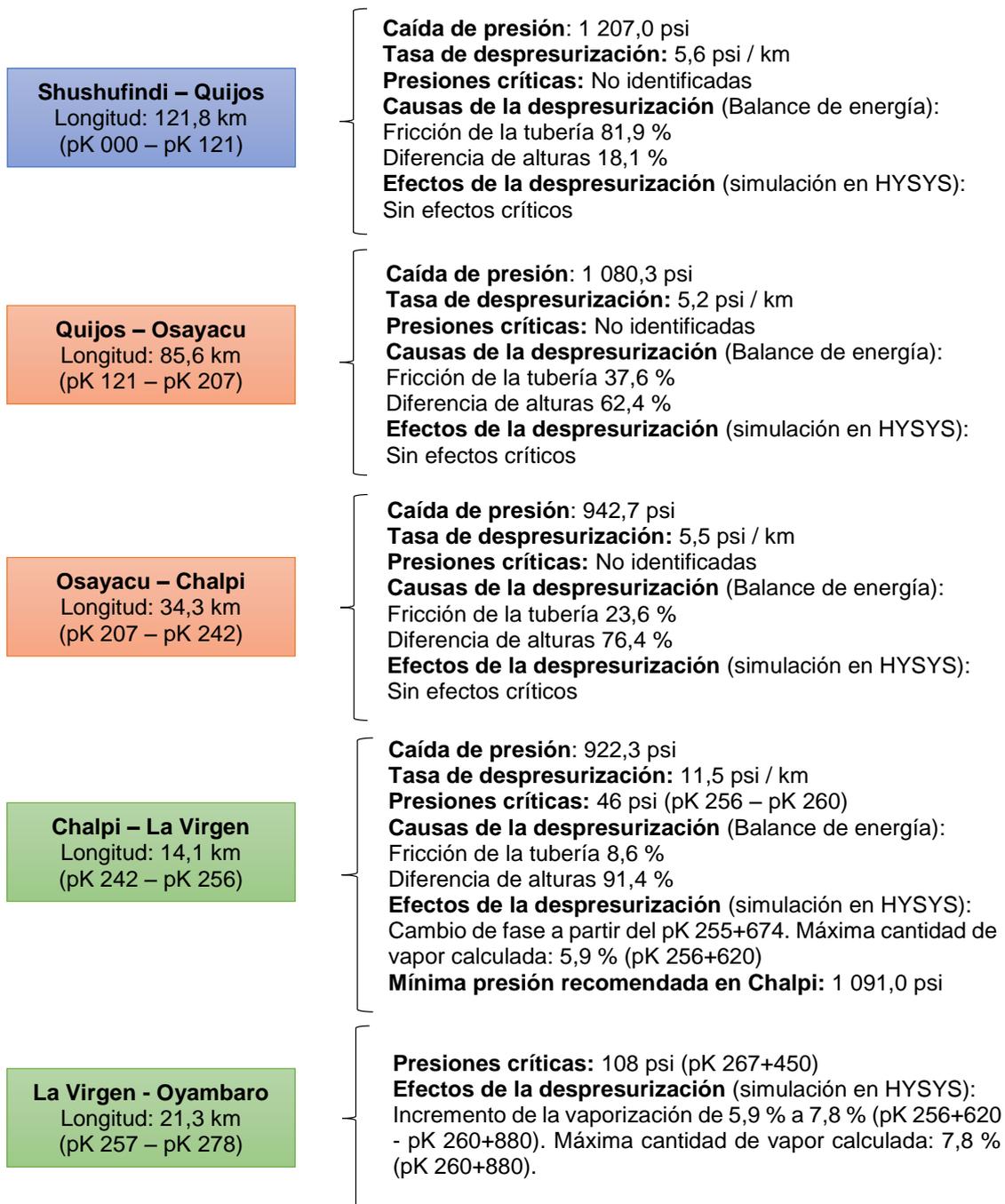


Figura 3.29. Diagrama de las pérdidas energéticas del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- La mayor tasa de despresurización del GLP se presentó en el tramo Chalpi-Oyambaro con un valor de 15,3 m (equivalente a 11,5 psi) por cada kilómetro de tubería recorrido. En este tramo, la cabeza piezométrica describió una mayor incidencia sobre la caída de presión del GLP que la cabeza de pérdidas (fricción), con una relación aproximada de 9:1.
- En el tramo Shushufindi – Quijos se generó la mayor cabeza de pérdidas de toda la línea del poliducto, por lo que aproximadamente el 85 % de la disipación energética del GLP fue causada por este proceso. La despresurización se generó a una tasa aproximada de 7 m (equivalente a 5,6 psi) por cada kilómetro recorrido; y debido a su gran longitud, en este tramo se obtuvo la mayor caída de presión del poliducto (1 207 psi) lo que causó bajas presiones de succión en Quijos (~ 170 psi).
- En el tramo Chalpi – Oyambaro se presentaron dos zonas críticas en las cuales la presión del GLP desciende por debajo de su presión de vapor. La primera correspondió al pK 257 a 4 050 msnm (sector “La Virgen”) donde la presión desciende a 45,9 psi (317 kPa); mientras que la segunda se encontró en el pK 267+450 (sector “El Tablón”) a 3 794 msnm con una presión de 107,6 psi (741,8 kPa).
- La simulación en HYSYS difiere de las condiciones reales de operación del poliducto con un error menor a 5,0 % (alta confiabilidad de los resultados del simulador), excepto en el tramo Shushufindi – Quijos donde debido a su gran longitud y compleja topografía no fue posible realizar un modelo que describa adecuadamente las condiciones reales del proceso.
- En las zonas críticas correspondientes al tramo Chalpi – Oyambaro se

evidenció, mediante el simulador HYSYS, el cambio de fase del GLP a partir del pK 255+674 al pK 260+880 con una vaporización máxima del hidrocarburo de 7,8 %. A fin de garantizar condiciones licuables de transporte, se estimó que la presión de descarga del GLP en Chalpi debe ser superior a 1 146 psi.

- Los valores de rugosidad de las tuberías del poliducto, determinadas en los diferentes tramos de análisis, no fueron similares con los datos bibliográficos ($5 * 10^{-5}$ m), aproximándose a un valor de $5 * 10^{-4}$ m. En estas condiciones la tubería fue categorizada como “moderadamente desgastada con incrustaciones menores” y se estableció la necesidad de su reemplazo principalmente en las zonas críticas del poliducto en un tiempo menor a 12 años.
- Las pérdidas energéticas del GLP debido a la presencia de válvulas y accesorios en el poliducto fueron menores a 0,01 %, por lo cual en el cálculo hidráulico del transporte de hidrocarburos por el poliducto Shushufindi-Quito por lo que no fue necesario considerar el efecto mínimo de las pérdidas energéticas secundarias sobre la despresurización de los fluidos transportados.
- Al implementar nuevas tuberías en el poliducto Shushufindi – Quito se estimó una disminución en la caída de presión del GLP de hasta 274 psi (22,7 %) correspondiente al tramo Shushufindi – Quijos, lo cual permite optimizar el proceso de transporte de GLP por el poliducto
- Las variaciones del volumen y de la densidad del GLP afectan cuantitativamente los procesos de transferencia de custodia, lo cual se evidenció con las partidas de GLP No. 2, 72 y 94 cuyas diferencias en masa y volumen fueron respectivamente: 10 587 kg ($9,5 \text{ m}^3$), 14 065 kg ($16,2 \text{ m}^3$) y 15 976 kg ($18,1 \text{ m}^3$); que implican un costo máximo por partida de 14 218,64 USD. A fin de mantener una densidad constante se estableció la necesidad de transportar el GLP a altas presiones (mayores

a 167,3 psi) y bajas temperaturas (cercanas a 10,0 °C).

4.2 RECOMENDACIONES

- Estudiar la variación de la temperatura del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi-Quito al asumir condiciones estacionarias no-isotérmicas.
- Estudiar los efectos de la despresurización del diésel, Jet A1, y gasolina base, sobre el comportamiento energético de los sistemas de bombeo.
- Analizar el efecto de la apertura y cierre de las válvulas, o paros súbitos no programados, sobre el estado físico del GLP en su transporte por el poliducto Shushufindi – Quito.
- Estudiar la influencia de las interfases gasolina base – GLP sobre los procesos de transferencia de custodia entre Shushufindi, Oyambaro y empresas privadas.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Afif, E., (2004). *Apuntes de hidráulica para explotaciones forestales*. Oviedo, España: Universidad de Oviedo.
2. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH. (2016). Tecnologías para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos. *Recurso*, 6(10), 52-58.
3. Aguilera, M., González, D., López, A., Matamoros, L., Oronel, C., (2004). *Estimación de propiedades de transporte: Viscosidades*. Sartenejas, Venezuela: Editorial de la Universidad Simón Bolívar.
4. Álvarez, M., García, R., (2011). *Simulación de los procesos de producción en los ingenios azucareros*. Quito, Ecuador: Universidad Técnica del Norte.
5. Amador, F., (2008). Determinación experimental de la rugosidad absoluta en tuberías de agua. *PAVCO-AMANCO*. 3(1), 11-26.
6. American Petroleum Institute – API 14.8 (2002). *Liquefied petroleum gas measurement*. Washington, Estados Unidos.
7. American Petroleum Institute – API 610 (2010). *Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas*. Washington, Estados Unidos.
8. American Petroleum Institute – API 650 (2013). *Welded tanks for oil storage*. Washington, Estados Unidos.
9. American Petroleum Institute – API RP 14e (2013). *Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping system*. Washington, Estados Unidos.
10. American Society of Mechanicals Engineers – ASME B31.4 (2002). *Tuberías*

de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos. Nueva York, Estados Unidos.

11. Amores, F., (2014). *Estudio para incrementar la capacidad de transporte de derivados de petróleo – análisis hidráulico en el poliducto Libertad – Manta operado por EP Petroecuador*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos no publicado). Universidad estatal Península de Santa Elena, La Libertad, Ecuador.
12. Arias, L., Zabala, J. (2013). *Análisis en estado estacionario y transitorio de las condiciones de operación del poliducto Quito - Ambato*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos no publicado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
13. Arnold, K., Stewart, M. (2008). *Surface Production Operation: Design of oil handling systems and facilities*. Nueva York, Estados Unidos: Butterworth-Heinemann.
14. Bachus, L., Custodio, A., (2003). *Know and understand centrifugal pumps*. Nueva York, Estados Unidos: Elsevier.
15. Bahadori, A., (2017). *Oil and gas pipelines, and piping systems*. Lismore, Australia: Elsevier.
16. Benalcázar, H., Albuja, G., Naula, I., Carrillo, R., Izurieta, C., (2017). Modelación y simulación numérica del transporte de petróleo por el oleoducto transecuatoriano. *Revista de la Universidad Central del Ecuador*, 1(2), 27-28.
17. Bird, B., Stewart, W., Lightfoot, E. (2007). *Transport Phenomena*. Oxford, Inglaterra: John Wiley and sons, Inc.
18. Biswas, G., (2007). *Introduction to fluid mechanics and fluid machines*. Nueva

Delhi, India: McGraw Hill.

19. Carson, P. (2002). *Hazardous Chemicals Handbook*. Oxford, Inglaterra: Butterworth-Heinemann.
20. Cedeño, Z., Villacrés, M. (2013). *Estimación del perjuicio al Estado causado por el subsidio otorgado al Gas Licuado de Petróleo o GLP en el Ecuador y la incidencia de su comercio irregular hacia Colombia o Perú*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Administración de procesos no publicado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
21. Cepeda, C. (2005). *Mantenimiento y seguridad de la línea del poliducto Shushufindi – Quito*. (Tesis inédita de maestría). Instituto de Altos Estudios Nacionales, Quito, Ecuador.
22. Duarte, A., Niño, J. (2004). *Introducción a la mecánica de fluidos*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
23. EMERSON, (2018). *Medidores de caudal y densidad tipo Coriolis ELITE de Micron Motion*. Recuperado de: <https://www.emerson.com/documents/automation/hoja-de-datos-del-sensor-elite-data-sheet-spanish-es-64388.pdf> (julio, 2018).
24. EP Petroecuador (2017). Plan operativo 2017. *Transporte y comercialización interna y externa de crudo y derivados de petróleo de EP Petroecuador*. 1(1), 9-19.
25. EP Petroecuador (2018). Informe estadístico Enero – Mayo 2018. *Jefatura corporativa de planificación de EP Petroecuador*. 1(1), 24-38.
26. Escoe, K., (2006). *Piping and pipeline assesment guide*. Oxford, Reino Unido: Elsevier.

27. Flores, D., Bravo, D. (2014). *Estudio para la repotenciación del poliducto Shushufindi – Quito y sus estaciones de bombeo*. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos no publicado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
28. Ghasem, M., (2012). *Computer methods in chemical engineering*. Nueva York, Estados Unidos: CRC Press.
29. González, M. (2012). *Flujo de fluidos en fase líquida: tubos, válvulas y accesorios*. Coro, Venezuela: Universidad Francisco de Miranda.
30. Guanopatin, J., Guzmán, R., (2006). *Cálculo de pérdidas de presión en el poliducto Shushufindi – Quito, de Petrocomercial, filial de Petroecuador, mediante una aplicación de Visual Basic Net*. (Tesis inédita de ingeniería). Escuela Politécnica del Ejército, Sangolquí, Ecuador.
31. GUINARD (2018). Quality control plan: Pompes Guinard Energie. *KSB Robinettes*. 20 (1), 8-36.
32. Gutiérrez, E., Vladimirovna, O., (2016). *Estadística inferencial para ingeniería y ciencias*. México D. F., México: Editorial Patria.
33. HYSYS (2015). *AspenTech: getting started with ASPEN PLUS V8*. Recuperado de: <http://www.iitg.ac.in/tamalb/documents/introtoaspen.pdf> (agosto, 2018).
34. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 674 (2012). *Gas licuado de petróleo: muestreo*. Quito, Ecuador.
35. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 675 (2017). *Derivados del petróleo: gases licuados de petróleo – requisitos*. Quito, Ecuador.
36. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 676 (2013). *Gas licuado de*

petróleo: determinación de la presión de vapor. Quito, Ecuador.

37. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 677 (2013). *Gas licuado de petróleo: determinación de la volatilidad.* Quito, Ecuador.
38. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 683 (2013). *Gas licuado de petróleo: análisis por cromatografía.* Quito, Ecuador.
39. Instituto Ecuatoriano de Normalización – INEN 684 (2013). *Gas licuado de petróleo: determinación de la densidad relativa.* Quito, Ecuador.
40. Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - INHAMI (2018). *Pronóstico del tiempo en el Ecuador.* Recuperado de: [http:// www.serviciometeorologico.gob.ec /pronostico-del-tiempo/](http://www.serviciometeorologico.gob.ec/pronostico-del-tiempo/) (agosto 2018).
41. Jiménez, M., (2015). *Balances de masa y evaluación hidráulica de un poliducto de combustibles.* (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico no publicado). Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela.
42. Karassik, I. (2001). Bombas centrífugas y factores hidráulicos del sistema. En Kenneth, J. (Ed). *Bombas: Selección, uso y mantenimiento.* Nueva York, Estados Unidos: McGraw Hill.
43. Kayode, A. (2007). *Ludwig's applied process design for chemical and petrochemical plants.* Oxford, Inglaterra: Gulf Professional Publishing.
44. Larock, B., Jeppson, R., Watters, G. (2000). *Hydraulics of pipelines systems.* Nueva York, Estados Unidos: CRC Press.
45. Lema, A., Monge, F., (2010). *Diseño e implementación del sistema de control para la automatización del sistema de despacho de Gas Licuado de Petróleo a granel en la terminal de GLP Oyambaro de Petroecuador.*

(Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Electrónico). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

46. Lluch, J. (2011). *Tecnología y margen de refino del petróleo*. Madrid, España: Díaz de Santos, S.A.
47. McCabe, W., Smith, J. (2003). *Operaciones básicas de ingeniería química*. Barcelona, España: Editorial Reverté.
48. Miesner, T., Leffler, W. (2006). *Oil and Gas pipeline in nontechnical language* (1a edición). Oklahoma, Estados Unidos: Pennwell Corporation.
49. Morán, J., Saphiro, N. (2005). *Fundamentos de termodinámica técnica*. Madrid, España: Editorial Reverté.
50. Mott, R. (2006). *Mecánica de Fluidos*. México DF, México: Prentice Hall.
51. Muñoz, U., (2006)., Aseguramiento metrológico y trazabilidad en la industria del gas licuado de petróleo. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
52. National Institute of Standards and Technology - NIST, (2017). Propane: the NIST 69. Recuperado de: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C74986&Type=TTRIPLE> (junio, 2018).
53. PDVSA (2000). *Manual de ingeniería de diseño: Cálculo hidráulico de tuberías*. 10 (3). Caracas, Venezuela.
54. PEMEX Comité de Normalización de petróleos mexicanos NRF-050-PEMEX (2001). *Bombas centrífugas*. México D.F., México.
55. Peñafiel, J., (2015). *Diseño de un manual de procedimiento para reparaciones*

de tubería de transporte de productos limpios del poliducto Shushufindi – Quito. (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos no publicado). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.

56. Perry, R., Green, D., Maloney, J. (2007). *Perry's Chemical Engineer Handbook*. New York, Estados Unidos: McGraw Hill.
57. Piera, M., Guasch, A., Figueras, J., Casanovas, J., (2002). *Modelado y simulación: aplicación a procesos logísticos de fabricación y servicios*. Cataluña, España: Ediciones UPC.
58. Poiling B., Prausnitz, J., O'Connell, J. (2004). *The properties of gases and liquids*. New York, Estados Unidos: McGraw Hill.
59. Ramadhas, A., (2011). *Alternative fuels for transportation*. Nueva York, Estados Unidos: CRC Press.
60. Rodas, S., (2013). *Simulación del sistema de refrigeración con propano en la planta de gas Shushufindi.* (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Químico no publicado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
61. Salinas, R., (2013). *Optimización de la operación en estado estacionario de poliductos a fin de mejorar la longitud de mezcla.* (Proyecto de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico no publicado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
62. Shashi, E. (2004). *Liquid pipeline hydraulics*. Nueva York, Estados Unidos: Marcel Dekker, Inc.
63. Shashi, E., (2015). *Transmission pipeline calculations and simulation manual*. Oxford, Reino Unido: Elsevier.

64. Snow, D. (2002). *Plant Engineer's reference book*. Oxford, Estados Unidos: Butterworth-Heinemann.
65. Speight, J. (2006). *The chemistry and technology of petroleum*. Nueva York, Estados Unidos: Taylor & Francis Group.
66. Terán, M., (2016). *Desarrollo de un método para análisis de integridad en poliductos*. (Tesis inédita de ingeniería). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
67. Totten, G. (2003). *Fuels and lubricants Handbook: Technology, properties, performance and testing*. Maryland, Estados Unidos: ASTM International.
68. Universidad Autónoma de México. (2008). *Rugosidad absoluta en tubos comerciales*. Recuperado de: http://dicyg.fi-c.unam.mx/~lilia_unam/HIDRAULICA/MATERIAL/MATERIALCLASE/PERDIDAS/tabla%208.1.pdf (junio, 2018).
69. Warren, J. (2006). *Evaporites: Sediments, resources and hydrocarbons*. Berlín, Alemania: Springer – Verlag – Berlin Heidelberg.
70. Zevallos, N. (2010). *Dinámica de fluidos: Línea de energía y línea de gradiente hidráulico*. Recuperado de: http://www.academia.edu/11637356/MECANICA_DE_FLUIDOS_I_LINEA_DE_ENERGIA_y_LINEA_DE_GRADIENTE_HIDRAULICO (junio, 2018).

ANEXOS

ANEXO I

SELECCIÓN DE UN NÚMERO REPRESENTATIVO DE PARTIDAS DE GLP PARA SU ESTUDIO

Las partidas de GLP fueron seleccionadas en el Complejo Industrial Shushufindi mediante la Ecuación 2.1, correspondiente al tamaño de muestras en poblaciones finitas (número conocido de partidas) durante los meses de enero, marzo y abril de 2018 (Gutiérrez y Vladimirovna, 2016, p. 14).

$$n = \frac{21 * 0,50 * (1 - 0,50) * 1,96^2}{(21 - 1) * 0,01^2 + 0,50 * (1 - 0,50) * 1,96^2}$$

$$n = 20,95$$

Debido a que el tamaño de la población es pequeño ($n < 200$), el resultado obtenido n se corrigió mediante la Ecuación AI.1 (Gutiérrez y Vladimirovna, 2016, p. 15).

$$n_c = \frac{N * n}{n + N} \quad \text{[AI.1]}$$

Donde:

n_c : Tamaño de muestra corregido para poblaciones pequeñas

En consecuencia, se obtuvo:

$$n_c = \frac{20,95 * 21}{20,95 + 21}$$

$$n_c = 10,48 \approx 10$$

Por lo tanto, el número ideal de partidas de GLP que se utilizó en el proyecto fue 10.

ANEXO II

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GLP

En la Figura AII.1, Figura AII.2 y Figura AII.3 se presentan los cromatogramas correspondientes a las partidas de GLP No. 2, 72 y 94, respectivamente.

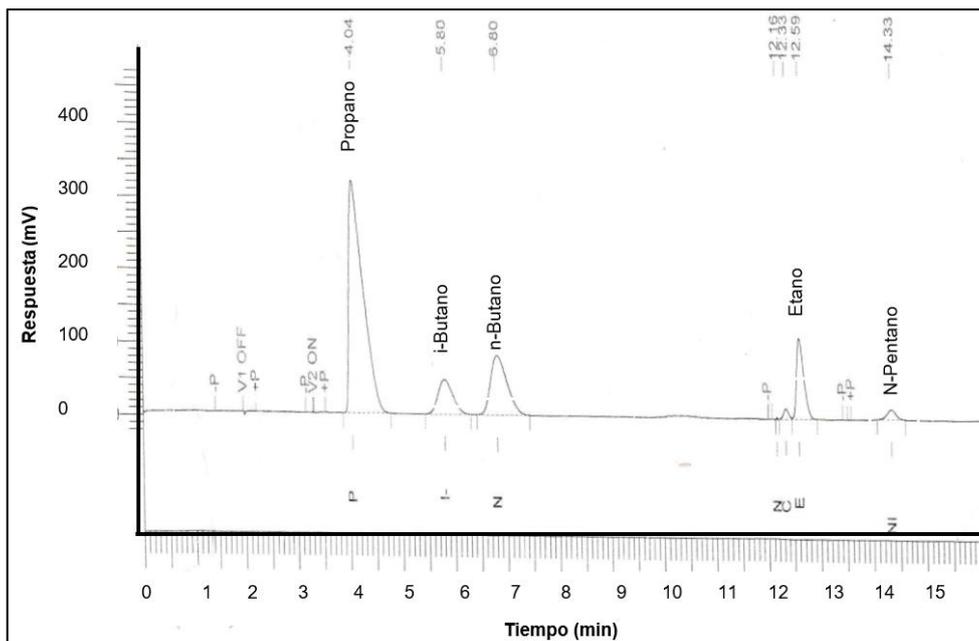


Figura AII.1. Cromatograma de la partida de GLP No. 2

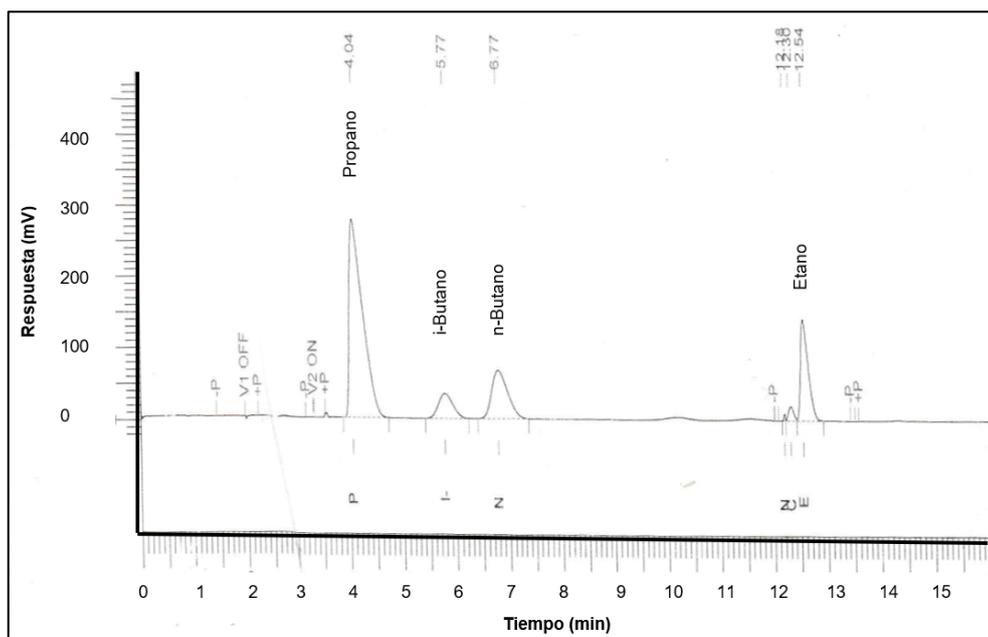


Figura AII.2. Cromatograma de la partida de GLP No. 72

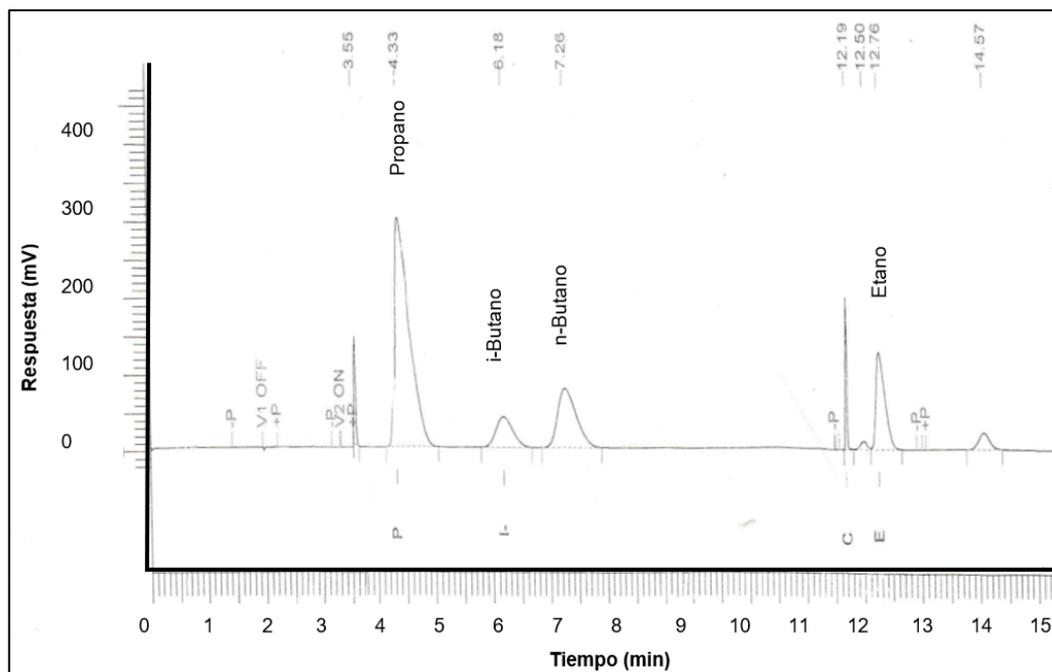


Figura AII.3. Cromatograma de la partida de GLP No. 94

ANEXO III
DIVISIÓN DEL POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO EN 279
SEGMENTOS DE ANÁLISIS

En la Tabla AIII.1 se muestra la posición geográfica, longitud y altura topográfica de cada uno de los 280 puntos en los que fue dividido el poliducto Shushufindi – Quito para su estudio. Los resultados fueron obtenidos a partir de los registros técnicos proporcionados por EP Petroecuador (2018).

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
SHUSHUFINDI - QUIJOS	PK 000	S0 11.878 W76 39.027	0	264
	PK 001	S0 11.505 W76 39.405	1	265
	PK 002	S0 11.084 W76 39.736	2	258
	PK 003	S0 10.881 W76 40.205	3	278
	PK 004	S0 10.756 W76 40.644	4	279
	PK 005	S0 11.033 W76 41.044	5	267
	PK 006	S0 11.121 W76 41.570	6	261
	PK 007	S0 11.162 W76 42.098	7	266
	PK 008	S0 11.091 W76 42.606	8	264
	PK 009	S0 11.180 W76 43.101	9	266
	PK 010	S0 11.132 W76 43.649	10	267
	PK 011	S0 11.174 W76 44.161	11	266
	PK 012	S0 11.183 W76 44.691	12	267
	PK 013	S0 11.143 W76 45.217	13	271
	PK 014	S0 11.270 W76 45.732	14	273
	PK 015	S0 11.167 W76 46.260	15	279
	PK 016	S0 11.139 W76 46.795	16	278
	PK 017	S0 11.059 W76 47.318	17	281
	PK 018	S0 10.878 W76 47.815	18	282
	PK 019	S0 10.786 W76 48.321	19	276
	PK 020	S0 10.617 W76 48.842	20	284
	PK 021	S0 10.465 W76 49.353	21	281
	PK 022	S0 10.569 W76 49.874	22	280
	PK 023	S0 10.602 W76 50.308	23	280
	PK 024	S0 10.203 W76 50.675	24	282
	PK 025	S0 09.809 W76 51.045	25	284
	PK 026	S0 09.311 W76 51.239	26	284
	PK 027	S0 08.813 W76 51.261	27	285
PK 028	S0 08.311 W76 51.157	28	287	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
SHUSHUFINDI - QUIJOS	PK 029	S0 07.827 W76 51.398	29	290
	PK 030	S0 07.350 W76 51.654	30	293
	PK 031	S0 06.872 W76 51.907	31	293
	PK 032	S0 06.400 W76 52.178	32	298
	PK 033	S0 05.880 W76 52.155	33	291
	PK 034	S0 05.481 W76 52.345	34	299
	PK 035	S0 05.091 W76 52.550	35	301
	PK 036	S0 04.560 W76 52.643	36	299
	PK 037	S0 04.014 W76 52.731	37	294
	PK 038	S0 03.509 W76 52.827	38	303
	PK 039	S0 02.985 W76 52.939	39	309
	PK 040	S0 02.466 W76 53.060	40	300
	PK 041	S0 01.940 W76 53.124	41	302
	PK 042	S0 01.405 W76 53.182	42	316
	PK 043	S0 00.874 W76 53.212	43	319
	PK 044	S0 00.342 W76 53.205	44	302
	PK 045	N0 00.183 W76 53.164	45	308
	PK 046	N0 00.717 W76 53.125	46	313
	PK 047	N0 01.255 W76 53.101	47	301
	PK 048	N0 01.791 W76 53.057	48	300
	PK 049	N0 02.322 W76 53.003	49	298
	PK 050	N0 02.813 W76 53.038	50	298
	PK 051	N0 03.056 W76 53.577	51	293
	PK 052	N0 03.510 W76 53.691	52	294
	PK 053	N0 04.013 W76 53.595	53	289
	PK 054	N0 04.506 W76 53.548	54	294
	PK 055	N0 04.933 W76 53.882	55	297
	PK 056	N0 05.069 W76 54.355	56	300
PK 057	N0 05.064 W76 54.899	57	299	
PK 058	N0 04.893 W76 55.401	58	308	
PK 059	N0 04.707 W76 55.891	59	303	
PK 060	N0 04.817 W76 56.438	60	307	
PK 061	N0 05.045 W76 56.884	61	307	
PK 062	N0 05.065 W76 57.407	62	309	
PK 063	N0 05.064 W76 57.944	63	311	
PK 064	N0 05.052 W76 58.485	64	312	
PK 065	N0 05.079 W76 59.006	65	313	
PK 066	N0 04.970 W76 59.572	66	307	
PK 067	N0 04.858 W77 00.036	67	317	
PK 068	N0 04.959 W77 00.566	68	314	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
SHUSHUFINDI - QUILJOS	PK 069	N0 04.965 W77 01.088	69	320
	PK 070	N0 04.969 W77 01.625	70	326
	PK 071	N0 04.972 W77 02.145	71	319
	PK 072	N0 05.002 W77 02.674	72	323
	PK 073	N0 05.024 W77 03.210	73	328
	PK 074	N0 05.041 W77 03.716	74	329
	PK 075	N0 05.059 W77 04.287	75	332
	PK 076	N0 05.077 W77 04.822	76	347
	PK 077	N0 05.073 W77 05.358	77	340
	PK 078	N0 05.097 W77 05.875	78	341
	PK 079	N0 05.101 W77 06.415	79	367
	PK 080	N0 05.103 W77 06.949	80	350
	PK 081	N0 05.103 W77 07.489	81	357
	PK 082	N0 05.105 W77 08.028	82	361
	PK 083	N0 05.098 W77 08.566	83	363
	PK 084	N0 05.049 W77 09.086	84	361
	PK 085	N0 05.238 W77 09.572	85	367
	PK 086	N0 05.198 W77 10.064	86	365
	PK 087	N0 05.174 W77 10.602	87	368
	PK 088	N0 05.133 W77 11.140	88	373
	PK 089	N0 05.095 W77 11.667	89	370
	PK 090	N0 04.927 W77 12.157	90	365
	PK 091	N0 04.764 W77 12.651	91	394
	PK 092	N0 04.616 W77 13.178	92	400
	PK 093	N0 04.452 W77 13.691	93	395
	PK 094	N0 04.373 W77 14.192	94	382
	PK 095	N0 04.399 W77 14.744	95	407
	PK 096	N0 04.558 W77 15.204	96	466
	PK 097	N0 04.712 W77 15.713	97	411
	PK 098	N0 04.740 W77 16.202	98	433
	PK 099	N0 05.099 W77 16.561	99	453
	PK 100	N0 04.763 W77 16.852	100	424
	PK 101	N0 04.371 W77 17.180	101	447
	PK 102	N0 03.913 W77 17.400	102	480
	PK 103	N0 03.496 W77 17.719	103	457
	PK 104	N0 03.171 W77 18.082	104	512
	PK 105	N0 03.096 W77 18.596	105	466
	PK 106	N0 03.046 W77 19.135	106	478
	PK 107	N0 02.876 W77 19.630	107	490
	PK 108	N0 02.587 W77 20.084	108	504

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
SHUSHUFINDI - QUIJOS	PK 109	N0 02.298 W77 20.541	109	519
	PK 110	N0 02.022 W77 21.007	110	530
	PK 111	N0 01.753 W77 21.424	111	530
	PK 112	N0 01.467 W77 21.884	112	544
	PK 113	N0 01.191 W77 22.346	113	557
	PK 114	N0 00.907 W77 22.803	114	576
	PK 115	N0 00.579 W77 23.231	115	606
	PK 116	N0 00.186 W77 23.579	116	631
	PK 117	S0 00.065 W77 24.046	117	662
	PK 118	S0 00.295 W77 24.511	118	726
	PK 119	S0 00.533 W77 24.977	119	791
	PK 120	S0 00.866 W77 25.356	120	879
QUIJOS - OSAYACU	PK 121	S0 01.007 W77 25.812	121	938
	PK 121	S0 01.095 W77 26.141	122	987
	PK 122	S0 01.099 W77 26.182	122	1 005
	PK 123	S0 01.310 W77 26.565	123	1 056
	PK 124	S0 01.248 W77 27.083	124	1 135
	PK 125	S0 00.887 W77 27.444	125	1 153
	PK 126	S0 00.601 W77 27.830	126	1 143
	PK 127	S0 00.553 W77 28.351	127	1 176
	PK 128	S0 00.557 W77 28.754	128	1 210
	PK 129	S0 00.604 W77 29.374	129	1 257
	PK 130	S0 00.785 W77 29.851	130	1 330
	PK 131	S0 01.126 W77 30.173	131	1 401
	PK 132	S0 01.402 W77 30.607	132	1 471
	PK 133	S0 01.831 W77 30.870	133	1 394
	PK 134	S0 02.200 W77 31.248	134	1 344
	PK 135	S0 02.652 W77 31.474	135	1 420
	PK 136	S0 02.751 W77 31.906	136	1 416
	PK 137	S0 02.759 W77 32.400	137	1 454
	PK 138	S0 03.009 W77 32.809	138	1 499
	PK 139	S0 03.188 W77 33.280	139	1 530
	PK 140	S0 03.494 W77 33.696	140	1 555
	PK 141	S0 03.764 W77 34.087	141	1 600
	PK 142	S0 04.122 W77 34.462	142	1 662
	PK 143	S0 04.475 W77 34.847	143	1 650
	PK 144	S0 04.715 W77 35.302	144	1 643
	PK 145	S0 05.054 W77 35.149	145	1 655
	PK 146	S0 05.433 W77 35.062	146	1 612
PK 147	S0 05.623 W77 35.474	147	1 567	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
QUIJOS - OSAYACU	PK 148	S0 05.988 W77 35.595	148	1 489
	PK 149	S0 06.371 W77 35.429	149	1 267
	PK 150	S0 06.598 W77 35.758	150	1 259
	PK 151	S0 07.052 W77 35.921	151	1 222
	PK 152	S0 07.475 W77 36.161	152	1 223
	PK 153	S0 07.883 W77 36.527	153	1 356
	PK 154	S0 08.135 W77 36.970	154	1 281
	PK 155	S0 08.451 W77 37.389	155	1 263
	PK 156	S0 08.580 W77 37.885	156	1 265
	PK 157	S0 09.008 W77 38.103	157	1 253
	PK 158	S0 09.231 W77 38.574	158	1 273
	PK 159	S0 09.545 W77 39.008	159	1 292
	PK 160	S0 09.741 W77 39.461	160	1 273
	PK 161	S0 09.848 W77 39.959	161	1 302
	PK 162	S0 10.125 W77 40.125	162	1 294
	PK 163	S0 10.536 W77 40.749	163	1 281
	PK 164	S0 10.959 W77 41.099	164	1 282
	PK 165	S0 11.388 W77 41.376	165	1 295
	PK 166	S0 11.870 W77 41.388	166	1 287
	PK 167	S0 10.163 W77 40.365	167	1 288
	PK 168	S0 12.144 W77 41.899	168	1 308
	PK 169	S0 11.980 W77 42.235	169	1 326
	PK 170	S0 11.586 W77 42.537	170	1 372
	PK 171	S0 11.595 W77 42.986	171	1 442
	PK 172	S0 11.918 W77 43.361	172	1 406
	PK 173	S0 12.390 W77 43.478	173	1 522
	PK 174	S0 12.751 W77 43.824	174	1 558
	PK 175	S0 13.208 W77 43.995	175	1 730
	PK 176	S0 13.702 W77 44.106	176	1 648
	PK 177	S0 14.224 W77 44.053	177	1 709
PK 178	S0 14.698 W77 44.201	178	1 783	
PK 179	S0 15.156 W77 44.482	179	1 860	
PK 180	S0 15.488 W77 44.886	180	1 841	
PK 181	S0 15.865 W77 45.244	181	1 853	
PK 182	S0 16.193 W77 45.595	182	1 860	
PK 183	S0 16.637 W77 45.872	183	1 863	
PK 184	S0 17.046 W77 46.165	184	1 742	
PK 185	S0 17.286 W77 46.598	185	1 626	
PK 186	S0 17.703 W77 46.884	186	1 536	
PK 187	S0 18.183 W77 47.190	187	1 512	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
QUIJOS - OSAYACU	PK 188	S0 18.670 W77 47.186	188	1 508
	PK 189	S0 19.091 W77 47.480	189	1 501
	PK 190	S0 19.499 W77 47.672	190	1 494
	PK 191	S0 19.795 W77 48.103	191	1 544
	PK 192	S0 20.120 W77 48.507	192	1 575
	PK 193	S0 20.498 W77 48.879	193	1 603
	PK 194	S0 20.957 W77 49.120	194	1 603
	PK 195	S0 21.517 W77 49.079	195	1 589
	PK 196	S0 22.030 W77 49.183	196	1 577
	PK 197	S0 22.439 W77 49.425	197	1 664
	PK 198	S0 22.812 W77 49.744	198	1 649
	PK 199	S0 23.264 W77 50.044	199	1 660
	PK 200	S0 23.729 W77 50.228	200	1 819
	PK 201	S0 24.243 W77 50.319	201	1 685
	PK 202	S0 24.740 W77 50.472	202	1 719
	PK 203	S0 25.214 W77 50.700	203	1 744
	PK 204	S0 25.629 W77 51.046	204	1 758
	PK 205	S0 26.072 W77 51.338	205	1 812
	PK 206	S0 26.356 W77 51.792	206	1 827
	OSAYACU - CHALPI	PK 207	S0 26.706 W77 52.200	207
PK 207		S0 26.932 W77 52.354	208	1 856
PK 208		S0 26.987 W77 52.613	208	1 870
PK 209		S0 27.049 W77 53.131	209	1 886
PK 210		S0 27.316 W77 53.501	210	1 800
PK 211		S0 27.597 W77 53.834	211	1 804
PK 212		S0 27.703 W77 54.302	212	1 840
PK 213		S0 27.913 W77 54.738	213	1 851
PK 214		S0 27.709 W77 55.163	214	1 887
PK 215		S0 27.726 W77 55.644	215	1 902
PK 216		S0 27.395 W77 56.087	216	1 937
PK 217		S0 27.199 W77 56.518	217	1 951
PK 218		S0 26.990 W77 56.961	218	1 966
PK 219		S0 26.649 W77 57.407	219	1 999
PK 220		S0 26.280 W77 57.602	220	2 026
PK 221		S0 26.256 W77 58.013	221	2 056
PK 222	S0 25.895 W77 58.192	222	2 192	
PK 223	S0 25.693 W77 58.467	223	2 117	
PK 224	S0 25.788 W77 58.894	224	2 141	
PK 225	S0 25.706 W77 59.387	225	2 250	
PK 226	S0 25.698 W77 59.893	226	2 330	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
OSAYACU - CHALPI	PK 227	S0 25.564 W78 00.363	227	2 370
	PK 229	S0 25.026 W78 01.138	229	2 351
	PK 230	S0 24.906 W78 01.627	230	2 408
	PK 231	S0 24.768 W78 02.114	231	2 429
	PK 232	S0 24.552 W78 02.581	232	2 471
	PK 233	S0 24.143 W78 02.837	233	2 524
	PK 234	S0 23.749 W78 03.162	234	2 562
	PK 235	S0 23.459 W78 03.558	235	2 596
	PK 236	S0 23.132 W78 03.838	236	2 655
	PK 237	S0 22.904 W78 04.335	237	2 688
	PK 238	S0 22.491 W78 04.607	238	2 724
	PK 239	S0 22.117 W78 04.984	239	2 773
	PK 240	S0 22.055 W78 05.488	240	2 821
	PK 241	S0 22.184 W78 06.009	241	2 845
CHALPI - LA VIRGEN	PK 242	S0 22.188 W78 06.526	242	2 894
	PK 242	S0 22.219 W78 06.591	242	2 886
	PK 243	S0 22.457 W78 07.137	243	2 928
	PK 244	S0 22.699 W78 07.590	244	3 013
	PK 245	S0 22.912 W78 07.926	245	3 013
	PK 246	S0 22.928 W78 08.432	246	2 994
	PK 247	S0 22.903 W78 08.903	247	3 291
	PK 248	S0 22.675 W78 09.363	248	3 391
	PK 249	S0 22.478 W78 09.850	249	3 409
	PK 250	S0 22.415 W78 10.380	250	3 412
	PK 251	S0 22.325 W78 10.896	251	3 585
	PK 252	S0 22.062 W78 11.323	252	3 715
	PK 253	S0 21.567 W78 11.464	253	3 818
	PK 254	S0 21.052 W78 11.614	254	3 918
LA VIRGEN - OYAMBARO	PK 255	S0 20.718 W78 11.983	255	3 918
	PK 256	S0 20.296 W78 12.168	256	4 036
	PK 256	S0 19.988 W78 12.152	257	4 041
	PK 257	S0 19.903 W78 12.344	257	4 050
	PK 258	S0 19.484 W78 12.581	258	3 998
	PK 259	S0 19.164 W78 12.989	259	3 925
	PK 260	S0 18.906 W78 13.446	260	3 790
	PK 261	S0 18.551 W78 13.791	261	3 770
	PK 262	S0 18.168 W78 14.134	262	3 768
PK 263	S0 17.869 W78 14.579	263	3 729	
PK 264	S0 17.409 W78 14.844	264	3 737	
PK 265	S0 16.974 W78 15.153	265	3 610	

(EP Petroecuador 2018)

Tabla AIII.1. División del poliducto Shushufindi – Quito en 279 subtramos
(Continuación...)

Tramo	Subtramo	Posición	Longitud (km)	Altura (msnm)
LA VIRGEN - OYAMBARO	PK 266	S0 16.705 W78 15.652	266	3 471
	PK 267	S0 16.700 W78 16.101	267	3 687
	PK 268	S0 16.918 W78 16.574	268	3 708
	PK 269	S0 17.196 W78 17.037	269	3 585
	PK 270	S0 17.501 W78 17.463	270	3 473
	PK 271	S0 17.717 W78 17.957	271	3 317
	PK 272	S0 17.794 W78 18.460	272	3 198
	PK 273	S0 17.879 W78 18.967	273	3 084
	PK 274	S0 17.696 W78 19.419	274	2 832
	PK 275	S0 17.978 W78 19.691	275	2 902
	PK 276	S0 18.125 W78 20.178	276	2 876
	PK 277	S0 18.191 W78 20.692	277	2 838
	PK 278	S0 18.096 W78 21.561	278	2 674

(EP Petroecuador 2018)

ANEXO IV

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE FLUJO CONSTANTE DE GLP EN EL POLIDUCTO

En el presente ejemplo de cálculo se trabajó con la partida de GLP No. 72 en el tramo Shushufindi – Quijos. La velocidad de circulación del GLP por el interior de la tubería fue determinada mediante la Ecuación 2.2 (Mott, 2006, p. 157; Arnold y Stewart, 2008, p. 292).

$$v = 0,0003536 * \frac{Q}{d^2}$$

Donde:

- v*: Velocidad de circulación del GLP en el tramo Shushufindi – Quijos (m/s)
- Q*: Caudal promedio registrado por el medidor Coriolis (m³/h) correspondiente a los resultados de la Tabla 3.3. En la partida No. 72 el caudal registrado fue 406,157 bph (equivalente a 64,573 m³/h).
- d*: Diámetro interno de la tubería (en tuberías API 5L X52 es igual a 0,157 m)

$$v = 0,0003536 * \frac{64,573 \text{ m}^3/\text{h}}{(0,157 \text{ m})^2}$$

$$v = 0,926 \text{ m/s}$$

ANEXO V

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL GLP POR EL MÉTODO TERMODINÁMICO DE LUCAS – CHUNG

El ejemplo de cálculo fue realizado con la partida de GLP No. 72. La viscosidad cinemática se determinó mediante el método termodinámico de Lucas-Chung (Poiling, Prausnitz y O'Connell, 2004, p. 9.23) para gases licuados.

V.1. DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MOLARES DE LOS COMPONENTES DEL GLP

A partir del análisis cromatográfico presentado en el Anexo II se procede a estimar el porcentaje en masa de la mezcla: etano, propano, n-butano, iso-butano, n-pentano (INEN 683, 2013, p. 9).

Al considerar una base de 100 kg de GLP se obtienen los siguientes resultados:

$$m_{\text{etano}} = 16,490 \text{ kg}$$

$$m_{\text{propano}} = 57,310 \text{ kg}$$

$$m_{\text{iso-butano}} = 7,680 \text{ kg}$$

$$m_{\text{n-butano}} = 16,720 \text{ kg}$$

$$m_{\text{n-pentano}} = 0,210 \text{ kg}$$

$$m_{c4} = 1,590 \text{ kg}$$

Se determina las moles (n) de cada uno de los componentes del GLP mediante la relación entre su masa y su peso molecular, aplicando la Ecuación AV.1 (Poiling, et al, 2004, p. 9.23; Perry, et al, 2007, pp. 2.9-2.29):

$$n = \frac{m}{M}$$

[AV.1]

Donde:

n : Cantidad molar (kmol)

m : Masa de la sustancia (kg)

M : Peso molecular (kg/kmol)

$$n_{\text{etano}} = \frac{16,490 \text{ kg}}{30,070 \text{ kg/kmol}} = 0,548 \text{ kmol}$$

$$n_{\text{propano}} = \frac{57,310 \text{ kg}}{44,097 \text{ kg/kmol}} = 1,299 \text{ kmol}$$

$$n_{\text{iso-butano}} = \frac{7,680 \text{ kg}}{58,123 \text{ kg/kmol}} = 0,132 \text{ kmol}$$

$$n_{\text{n-butano}} = \frac{16,720 \text{ kg}}{58,123 \text{ kg/mol}} = 0,287 \text{ kmol}$$

$$n_{\text{n-pentano}} = \frac{0,210 \text{ kg}}{72,150 \text{ kg/mol}} = 0,002 \text{ kmol}$$

$$n_{\text{C4}} = \frac{1,590 \text{ kg}}{56,108 \text{ kg/mol}} = 0,028 \text{ kmol}$$

Las moles totales del GLP se obtienen al sumar las moles de cada uno de sus componentes como se muestra en la Ecuación AV.2 (Poiling et al, 2004, p. 9.23):

$$n_{\text{GLP}} = \sum n_i \quad [\text{AV.2}]$$

Donde:

n_i : Cantidad molar de cada componente de la mezcla (kmol)

n_{GLP} : Cantidad molar del GLP (kmol)

$$n_{\text{GLP}} = n_{\text{etano}} + n_{\text{propano}} + n_{\text{iso-butano}} + n_{\text{n-butano}} + n_{\text{i-pentano}} + n_{\text{C4}}$$

$$n_{\text{GLP}} = [0,548 + 1,299 + 0,132 + 0,287 + 0,002 + 0,028] \text{ kmol}$$

$$n_{\text{GLP}} = 2,296 \text{ kmol}$$

La fracción molar (X) es obtenida al dividir las moles de cada componente (n_i) para las moles totales de la mezcla (n_{GLP}) tal como se muestra en la Ecuación AV.3:

$$X_i = \frac{n_i}{n_{\text{GLP}}} \quad [\text{AV.3}]$$

$$X_{\text{etano}} = \frac{n_{\text{etano}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{0,548 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,238$$

$$X_{\text{propano}} = \frac{n_{\text{propano}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{1,299 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,565$$

$$X_{\text{iso-butano}} = \frac{n_{\text{iso-butano}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{0,132 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,057$$

$$X_{\text{n-butano}} = \frac{n_{\text{n-butano}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{0,287 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,125$$

$$X_{\text{n-pentano}} = \frac{n_{\text{n-pentano}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{0,002 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,001$$

$$X_{\text{c4}} = \frac{n_{\text{c4}}}{n_{\text{GLP}}} = \frac{0,028 \text{ kmol}}{2,296 \text{ kmol}} = 0,012$$

V.2. DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES CRÍTICAS DEL GLP

En la Tabla AV.1 se presentan las constantes críticas (presión, volumen y temperatura) así como el peso molecular de los componentes más representativos del GLP (etano, propano, butano, C4+, C5+) las cuales fueron utilizadas en la determinación de sus propiedades críticas (Perry, et al, 2007, p. 2.143; Poiling, et al, 2004, p. 9.23):

Tabla AV.1. Propiedades críticas de los componentes más representativos del GLP

Componente	Fórmula semidesarrollada	Temperatura crítica (K)	Presión crítica (kPa)	Volumen crítico (m ³ /kmol)	Peso molecular (g/mol)
Etano	C ₂ H ₆	305,32	4 850	0,14	30,07
Propano	C ₃ H ₈	369,83	4 210	0,20	44,09
i-butano	C ₄ H ₁₀	408,14	3 620	0,26	58,12
n-butano	C ₄ H ₁₀	425,12	3 770	0,25	58,12
n-pentano	C ₅ H ₁₂	460,43	3 370	0,30	72,15
1-buteno	C ₄ H ₈	419,95	4 040	0,24	56,10

(Perry, et al, 2007, p. 2.143; Poiling, et al, 2004, p. 9.23)

La presión crítica del GLP ($P_{C_{GLP}}$) fue determinada mediante la Ecuación AV.4 (Bird, et al, 2007, p. 21; Perry, et al, 2007, p. 2.374):

$$P_{C_{GLP}} = \sum X_i * P_{C_i} \quad [AV.4]$$

Donde:

X_i : Fracción molar de cada componente de la mezcla

P_{C_i} : Presión crítica de cada componente de la mezcla (kPa)

$$P_{C_{GLP}} = (0,238) * (4\,850 \text{ kPa}) + (0,565) * (4\,210 \text{ kPa}) + (0,057) * (3\,620 \text{ kPa}) + (0,125) * (3\,770 \text{ kPa}) + (0,001) * (3\,370 \text{ kPa}) + (0,012) * (4\,040 \text{ kPa})$$

$$P_{C_{GLP}} = 4\,262,390 \text{ kPa}$$

Al transformar a otra unidad de presión se obtiene:

$$P_{C_{GLP}} = 42,066 \text{ atm}$$

El volumen crítico del GLP ($V_{C_{GLP}}$) fue determinado mediante la Ecuación AV.5 (Bird, et al, 2007; Poiling, et al, 2004, p. 9.23):

$$V_{C_{GLP}} = \sum X_i * V_{C_i} \quad [AV.5]$$

Donde:

X_i : Fracción molar de cada componente de la mezcla

V_{C_i} : Volumen crítico de cada componente de la mezcla (m^3/kmol)

$$V_{C_{GLP}} = (0,238) * (0,14 \text{ m}^3/\text{kmol}) + (0,565) * (0,20 \text{ m}^3/\text{kmol}) + (0,057) * (0,26 \text{ m}^3/\text{kmol}) + (0,125) * (0,25 \text{ m}^3/\text{kmol}) + (0,001) * (0,30 \text{ m}^3/\text{kmol}) + (0,012) * (0,24 \text{ m}^3/\text{kmol})$$

$$V_{C_{GLP}} = 0,195 \text{ m}^3/\text{kmol}$$

La temperatura crítica del GLP ($T_{c_{GLP}}$) fue determinada mediante la Ecuación AV.6 (Poiling, et al, 2004, p. 9.23; Bird, et al, 2007, p. 21).

$$T_{c_{GLP}} = \frac{V_{c_{GLP}} * P_{c_{GLP}}}{Z_{GLP} * R} \quad [AV.6]$$

Donde:

Z: Factor de compresibilidad equivalente a 0,27 en parafinas C3, C4, C5 (Perry, et al, 2007, p. 2.143)

Tc: Temperatura crítica de la mezcla (K)

$$T_{c_{GLP}} = \frac{0,195 \frac{m^3}{kmol} * 4\,262,390 \text{ kPa}}{(0,27) * 8,31 \frac{kPa * m^3}{K * kmol}}$$

$$T_{c_{GLP}} = 370,440 \text{ K}$$

El peso molecular del GLP (M_{GLP}) fue determinado mediante la Ecuación AV.7 (Bird, et al, 2007, p. 21; Poiling, et al, 2004, p. 9.23):

$$M_{GLP} = \sum X_i * M_i \quad [AV.7]$$

Donde:

X_i : Fracción molar de cada componente de la mezcla

M_i : Peso molecular de cada componente de la mezcla (g/mol)

$$M_{GLP} = (0,238) * \left(30,070 \frac{kg}{kmol}\right) + (0,565) * \left(44,097 \frac{kg}{kmol}\right) + (0,057) * \left(58,123 \frac{kg}{kmol}\right) + (0,125) * \left(58,123 \frac{kg}{kmol}\right) + (0,001) * \left(72,150 \frac{kg}{kmol}\right) + (0,012) * \left(56,108 \frac{kg}{kmol}\right)$$

$$M_{GLP} = 43,395 \frac{kg}{kmol}$$

La viscosidad crítica del GLP (μ_c) fue determinada mediante la Ecuación AV.8 (Bird, et al, 2007, p. 22; Poiling et al, 2004, p. 9.23; Perry, et al, 2007, p. 2.375):

$$\mu_c = 7,7 * 10^{-7} * \frac{M^{1/2} * P_C^{2/3}}{T_C^{1/6}} \quad [\text{AV.8}]$$

Donde:

μ_c : Viscosidad crítica del GLP (Pa*s)

M: Peso molecular del GLP (kg/kmol)

Pc: Presión crítica del GLP (atm)

Tc: Temperatura crítica del GLP (K)

$$\mu_c = 7,7 * 10^{-7} * \frac{(43,395 \text{ kg/kmol})^{1/2} * (42,066 \text{ atm})^{2/3}}{(370,440 \text{ K})^{1/6}}$$

$$\mu_c = 2,28 * 10^{-5} \text{ Pa} * \text{s}$$

V.3. DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES REDUCIDAS

Las propiedades reducidas fueron determinadas en la cabecera del poliducto utilizando los registros de condiciones de operación (presión de succión, presión de descarga, y temperatura del fluido) detallados en la Sección 3.1.3 (Bird, et al, 2007, p. 22).

La presión reducida del GLP ($P_{r_{GLP}}$) se determinó con la Ecuación AV.9 (Poiling et al, 2004, p. 9.23).

$$P_{r_{GLP}} = \frac{P_{d_{SH}}}{P_{c_{GLP}}} \quad [\text{AV.9}]$$

Donde:

$P_{c_{GLP}}$: Presión crítica del GLP. De la Ecuación AV.4 se obtuvo 4 262,390 kPa

$P_{d_{SH}}$: Presión de descarga del GLP en Shushufindi (kPa). En la partida No. 72 fue 1 442 psi (9 942,240 kPa) conforme al registro en campo (Tabla 3.2).

$$Pr_{GLP} = \frac{9\,942,240 \text{ kPa}}{4\,262,390 \text{ kPa}} = 2,332$$

De manera similar, la temperatura reducida del GLP (Tr_{GLP}) se determinó por medio de la Ecuación AV.10:

$$Tr_{GLP} = \frac{T_{SH}}{T_{cGLP}} \quad [AV.10]$$

Donde:

T_{cGLP} : Temperatura crítica del GLP. De la Ecuación AV.6 se obtuvo 370,440 K

T_{SH} : Temperatura del GLP registrada en Shushufindi (K). En la partida No. 72 fue 28,8 °C (302,1 K) conforme al registro en campo de la Tabla 3.3.

$$Tr_{GLP} = \frac{302,100 \text{ K}}{370,440 \text{ K}} = 0,815$$

La viscosidad reducida del GLP (μ_{rGLP}) se obtiene del nomograma de la Figura 1.2, para lo cual se traza una recta perpendicular a la temperatura reducida del GLP (abscisa) a fin de intersecar la curva correspondiente a su presión reducida. El valor de la ordenada en dicho punto corresponde a la viscosidad reducida, como se presenta en la Figura AV.1 (Bird et al, 2007, p. 23; Poiling et al, 2006, p. 9.47; Perry, et al, 2008, p. 2.374).

La viscosidad reducida del GLP es $\mu_{rGLP} = 5,0$.

V.4. Determinación de la viscosidad cinemática del GLP

La viscosidad dinámica del GLP fue determinada mediante la Ecuación AV.11.

$$\mu_{GLP} = \mu_{rGLP} * \mu_{cGLP} \quad [AV.11]$$

Donde:

μ_{GLP} : Viscosidad dinámica del GLP (Pa*s)

μ_{cGLP} : Viscosidad crítica del GLP. De la Ecuación AV.8 se obtuvo un valor de $2,28 * 10^{-5} \text{ Pa} * \text{s}$

μ_{rGLP} : Viscosidad reducida del GLP

$$\mu_{\text{GLP}} = (5,0) * (2,28 * 10^{-5} \text{ Pa} * \text{s})$$

$$\mu_{\text{GLP}} = 1,14 * 10^{-4} \text{ Pa} * \text{s}$$

$$\mu_{\text{GLP}} = 0,114 \text{ cP}$$

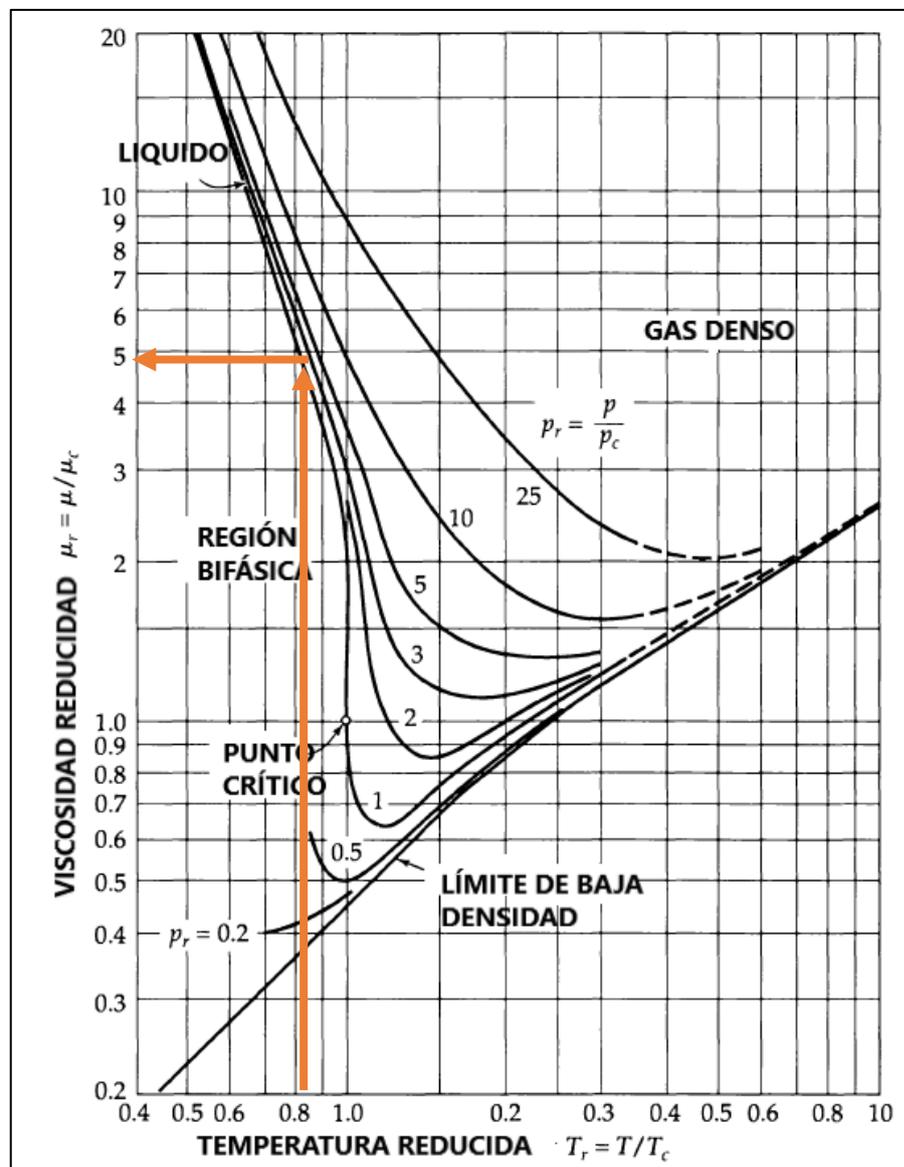


Figura AV.1. Determinación gráfica de la viscosidad reducida del GLP (Bird et al, 2007, p. 22)

La viscosidad cinemática del GLP (ϑ) se obtuvo mediante la Ecuación AV.12 (Miesner y Leffler, 2006, p. 273).

$$\vartheta = \frac{\mu_{\text{GLP}}}{\rho} * 10^6 \quad [\text{AV.12}]$$

Donde:

ϑ : Viscosidad cinemática del GLP (cSt)

μ_{GLP} : Viscosidad dinámica del GLP (Pa*s)

ρ : Densidad del GLP registrada por el densímetro en Shushufindi (kg/m^3)

$$\vartheta = \frac{1,14 * 10^{-4} \text{ Pa*s}}{511,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}$$

$$\vartheta = 0,224 \text{ cSt}$$

ANEXO VI

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE RUGOSIDAD EN LA TUBERÍA

La rugosidad de la tubería (ε) fue determinada en los tramos Shushufindi – Quijos, Quijos – Osayacu y Osayacu – Chalpi. En el presente ejemplo se trabajó con la partida de GLP No. 72 en el tramo Shushufindi – Quijos, tal como se presenta a continuación (Amador, 2008, p. 14; Biswas, 2007, p. 441):

VI.1. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS

El régimen de flujo fue determinado mediante la Ecuación 2.3, correspondiente al número de Reynolds (Re) (Mott, 2006, p. 230; Bird et al, 2007, p. 46).

$$Re = \frac{\rho * v * d}{\mu}$$

Donde:

- ρ : Densidad del GLP registrada por el densímetro en Shushufindi (kg/m^3)
- v : Velocidad de circulación del GLP (m/s)
- d : Diámetro interior de la tubería (0,157 m)
- μ : Viscosidad dinámica del GLP ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)

$$Re = \frac{(511,890 \text{ kg/m}^3) * (0,926 \text{ m/s}) * (0,157 \text{ m})}{(1,14 * 10^{-4} \text{ Pa} * \text{s})}$$

$$Re = 652\ 803$$

Debido a que el Número de Reynolds es mayor a 4 000, se concluye que el GLP se transporta en régimen turbulento (Shashi, 2004, p. 41).

VI.2. DETERMINACIÓN DE LA CABEZA DE PRESIÓN DIFERENCIAL Y LA CABEZA DE ELEVACIÓN

La cabeza de presión diferencial en el tramo Shushufindi – Quijos fue

determinada mediante la Ecuación 2.6 (McCabe y Smith, 2003, p. 73; Morán y Saphiro, 2005, p. 158).

$$\Delta P = P_{d-SH} - P_{s-QUI}$$

Donde:

ΔP : Diferencia de presión en el tramo Shushufindi – Quijos (psi)

P_{d-SH} : Presión de descarga del GLP en la estación Shushufindi (psi), correspondiente a los registros en campo (Tabla 3.2)

P_{s-QUI} : Presión de succión del GLP en la estación Quijos (psi), correspondiente a los registros en campo (Tabla 3.2)

$$\Delta P = 1\,442 \text{ psi} - 175 \text{ psi}$$

$$\Delta P = 1\,267 \text{ psi}$$

Al transformar al sistema internacional se obtiene:

$$\Delta P = 8\,738\,196 \text{ Pa}$$

La cabeza de elevación en el tramo Shushufindi – Quijos se obtiene mediante la Ecuación 2.5.

$$\Delta z = Z_{QUI} - Z_{SH}$$

Donde:

Δz : Cabeza de elevación en el tramo Shushufindi – Quijos (m)

Z_{SH} : Altura topográfica en la estación Shushufindi (msnm) descrita en la Tabla AIII.1.

Z_{QUI} : Altura topográfica en la estación Quijos (msnm) descrita en la Tabla AIII.1.

$$\Delta z = 987 \text{ m} - 264 \text{ m}$$

$$\Delta z = 723 \text{ m}$$

VI.3. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FRICCIÓN Y COEFICIENTE DE RUGOSIDAD DE LA TUBERÍA

El factor de fricción fue calculado a partir de la relación matemática de Darcy, al despejar el factor de fricción en función de las cabezas de altura y presión, tal como se presenta en la Ecuación 2.7 (Amador, 2008, p. 14):

$$f = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\gamma} - \Delta z\right) * 2 * d * g}{L * v^2}$$

Donde:

f : Factor de fricción en el tramo Shushufindi – Quijos

ΔP : Caída de presión en el tramo Shushufindi – Quijos (Pa)

Δz : Cabeza de elevación en el tramo Shushufindi – Quijos (m)

d : Diámetro interno de la tubería (0,157 m en tuberías API 5L X)

L : Longitud de la tubería (m). En el tramo Shushufindi – Quijos es 121 878 m

v : Velocidad de flujo del GLP (m/s)

$$f = \frac{\left(\frac{8\,738\,196\text{ Pa}}{5016,522\frac{\text{N}}{\text{m}^3}} - 723\text{ m}\right) * 2 * (0,157\text{ m}) * \left(9,8\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right)}{(121\,878\text{ m}) * \left(0,926\frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}$$

$$f = 0,0300$$

La rugosidad absoluta se obtuvo a partir de la relación matemática de Colebrook, presentada en la Ecuación 2.8 (Mott, 2006, p. 242).

$$\varepsilon = 3,7 * d * \left\{ 10^{\sqrt{\frac{0,25}{f}}} - \frac{5,74}{\text{Re}^{0,9}} \right\}$$

Donde:

ε : Rugosidad absoluta de la tubería en el tramo Shushufindi – Quijos (m)

f : Factor de fricción de la tubería

$$\varepsilon = 3,7 * (0,157 \text{ m}) * \left\{ 10^{\sqrt{\frac{0,25}{0,0300}}} - \frac{5,74}{652 803^{0,9}} \right\}$$

Al ser una ecuación con raíz cuadrada se obtienen dos resultados:

$$\varepsilon_1 = 7,3 \times 10^{-4} \text{ m}$$

$$\varepsilon_2 = 447,561 \text{ m}$$

Se descarta el resultado ε_2 debido a su incongruencia con la definición de rugosidad absoluta. Por lo tanto, la rugosidad en el tramo Shushufindi – Quijos es $7,3 \times 10^{-4} \text{ m}$.

El procedimiento experimental fue repetido con las 10 partidas de GLP, obteniéndose 10 coeficientes de rugosidad por cada tramo del poliducto. Los resultados se muestran en la Tabla AVI.1. La rugosidad utilizada en los cálculos del balance de energía corresponde al promedio de rugosidades de cada segmento.

Tabla AVI.1. Coeficiente de rugosidad experimental de las 10 partidas de GLP analizadas

Partida	Coeficiente ε ($\times 10^{-4} \text{ m}$)		
	Shushufindi-Quijos	Quijos-Osayacu	Osayacu-Chalpi
2	6,6	5,8	5,9
4	4,5	5,3	5,9
6	5,6	6,8	5,0
14	4,3	4,4	3,4
16	3,0	5,1	9,4
18	4,2	4,8	5,0
26	6,5	7,1	8,4
72	7,3	6,7	8,2
82	5,3	8,0	5,0
94	3,5	3,4	6,7
Promedio	5,1	5,7	6,3

ANEXO VII

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL GLP EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO

El ejemplo de cálculo de las pérdidas energéticas del GLP en el poliducto se desarrolló con la partida de GLP No. 72 en el tramo Shushufindi – Quijos. A continuación, se presentan los pasos respectivos (Shashi, 2004, p. 29):

VII.1. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REYNOLDS

Similar a la determinación del coeficiente de rugosidad de la tubería, el desarrollo matemático de las pérdidas energéticas del GLP en el poliducto Shushufindi – Quito inició con la determinación del número de Reynolds (calculado en el ANEXO VI mediante la Ecuación 2.3) (Mott, 2006, p. 230).

$$Re = 652\,803$$

El GLP se transporta por la tubería Shushufindi – Quijos en régimen turbulento.

VII.2. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FRICCIÓN

El factor de fricción en régimen turbulento se determinó mediante la Ecuación 2.9. Se trabajó con dos escenarios: tubería nueva ($\varepsilon = 4,6 * 10^{-5}$ m) y tubería desgastada ($\varepsilon = 5,1 * 10^{-4}$ m). En el presente ejemplo se muestra el desarrollo matemático para el primer caso (Mott, 2006, p. 242; Shashi, 2015, p. 207).

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(\frac{1}{3,7 * \frac{d}{\varepsilon}} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right]^2}$$

Donde:

f : Factor de fricción de la tubería en el tramo Shushufindi – Quijos

ε : Coeficiente de rugosidad de la tubería (m)

d : Diámetro interior de la tubería correspondiente a 0,157 m en tuberías API

5L: X52

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(\frac{1}{3,7 * \frac{0,157 \text{ m}}{4,6 * 10^{-5} \text{ m}}} + \frac{5,74}{652 \ 803^{0,9}} \right) \right]^2}$$

$$f = 0,0160$$

VII.3. DETERMINACIÓN DE LA CABEZA DE PRESIÓN RESIDUAL

La cabeza de presión residual en el tramo Shushufindi-Quijos se obtuvo a partir de la relación entre la presión de succión del GLP en la estación Quijos (P_{s-QUI}) y su correspondiente peso específico (γ) descrita en la Ecuación 2.11 (McCabe y Smith, 2003, p. 73; Morán y Saphiro, 2005, p. 158).

$$\frac{P_s}{\gamma}$$

Donde:

P_s : Presión de succión registrada en la estación Quijos. Para la partida No. 72 fue 175 psi (1 206,582 kPa) conforme a los registros de la Tabla 3.2.

γ : Peso específico del GLP

$$\gamma = 9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 511,890 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 5 \ 016,522 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}$$

Por lo tanto, la cabeza de presión residual es:

$$\frac{P_{s-QUI}}{\gamma} = \frac{1 \ 206 \ 582 \ \text{Pa}}{5016,522 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}}$$

$$\frac{P_{s-QUI}}{\gamma} = 240,521 \text{ m}$$

VII.4. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS PRIMARIAS

Las pérdidas energéticas primarias del GLP en el tramo Shushufindi – Quijos se obtuvieron mediante la Ecuación 2.12 (Biswas, 2007, p. 449; Mott, 2006, p. 233).

$$h_f = f * \frac{L}{d} * \frac{v^2}{2 * g}$$

Donde:

- h_f : Cabeza de fricción en el tramo Shushufindi – Quijos (m)
- f : Factor de fricción
- L : Longitud de la tubería (m)
- v : Velocidad de flujo del GLP (m/s)

$$h_f = (0,0160) * \frac{121\ 878 \text{ m}}{0,157 \text{ m}} * \frac{(0,926 \text{ m/s})^2}{2 * 9,8 \text{ m/s}^2}$$

$$h_f = 543,389 \text{ m}$$

VII.5. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS SECUNDARIAS

Según Afif (2004, p. 110) las pérdidas energéticas secundarias (por válvulas y accesorios) son representativas cuando la longitud de tubería es inferior a 1 000 diámetros. En la Tabla AVII.1 se presenta la relación longitud – diámetro en los diferentes tramos del poliducto Shushufindi – Quito.

En todos los tramos de análisis la longitud de tubería es considerablemente superior a 1 000 diámetros, y en consecuencia las pérdidas energéticas secundarias no fueron evaluadas. Sin embargo, en el ANEXO VIII donde se trabaja en subtramos de 1 km de longitud se presenta un ejemplo de cálculo de las pérdidas energéticas secundarias.

Tabla AVII.1. Relación entre la longitud y el diámetro de tubería en el poliducto Shushufindi-Quito para evaluar la relevancia de las pérdidas energéticas secundarias

Parámetro	Tramo			
	Shushufindi- Quijos	Quijos- Osayacu	Osayacu- Chalpi	Chalpi- Oyambaro
Longitud (m)	121 878	86 650	34 361	14 188
Diámetro interno (m)	0,15	0,15	0,15	0,15
1 000 diámetros (m)	157,1	157,1	157,1	157,1
Condición	$L \gg 1\,000\,D$	$L \gg 1\,000\,D$	$L \gg 1\,000\,D$	$L \gg 1\,000\,D$

VII.6. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS TOTALES

Las pérdidas energéticas totales se determinaron mediante la Ecuación 2.12 (Mott, 2006, p. 233; McCabe y Smith, 2003, p. 78):

$$\Delta H = h_f + \Delta_z$$

Donde:

ΔH : Cabeza total en el tramo Shushufindi – Quijos (m)

h_f : Cabeza de pérdidas por fricción (m)

Δ_z : Diferencia de alturas topográficas entre Shushufindi y Quijos (m)

$$\Delta H = 543,389 \text{ m} + (987,000 \text{ m} - 264,000 \text{ m})$$

$$\Delta H = 1\,266,389 \text{ m}$$

La caída de presión total (tramo Shushufindi – Quijos) se determinó al multiplicar la cabeza total por el peso específico del GLP (McCabe y Smith, 2003, p. 79):

$$\Delta P = h * \gamma$$

$$\Delta P = 1\,266,389 \text{ m} * 5016,522 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}$$

$$\Delta P = 6\,352\,868 \text{ Pa}$$

$$\Delta P = 921 \text{ psi}$$

ANEXO VIII

EJEMPLO DE LA DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL GLP EN EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI – QUITO

La determinación gráfica de las pérdidas energéticas fue desarrollada en tramos y subtramos (1 km) del poliducto. En el presente ejemplo se trabajó con la partida de GLP No. 72 en la sección Shushufindi – Quijos.

VIII.1. DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS (TRAMOS DE TUBERÍA)

Se determinó la columna total del GLP en el tramo Shushufindi – Quijos mediante la Ecuación AVIII.1 (Kayode, 2007, p. 133; Larock, et al, 2000, p. 9):

$$H = h + \frac{P_{s-QUI}}{\gamma} \quad [AVIII.1]$$

Donde:

H: Columna total del GLP en el tramo Shushufindi – Quijos (m)

h: Cabeza total del GLP en el tramo Shushufindi – Quijos, determinada en el ANEXO VII (m)

$\frac{P_{s-QUI}}{\gamma}$: Cabeza de presión residual determinada en el ANEXO VII, con un valor de 240,521 m.

$$H = (1\,266,389 \text{ m}) + (240,521 \text{ m})$$

$$H = 1\,506,91 \text{ m}$$

La pendiente (m) de la línea de gradiente hidráulico LGH fue determinada mediante la Ecuación 2.13 (Larock, et al, 2000, p. 9; Zevallos, 2010, p. 21):

$$m = \frac{H_{S-QUI} - H_{d-SH}}{L_{QUI} - L_{SH}}$$

Donde:

H_{S-QUI} : Columna total del GLP referente a la altura topográfica en Quijos (m)

H_{d-SH} : Columna total del GLP referente a la altura topográfica en Shushufindi (m)

L_{SH} : Longitud del poliducto en la estación Shushufindi (0 km)

L_{QUI} : Longitud del poliducto en la estación Quijos (121,878 km)

$$H_{S-QUI} = 240,521 \text{ m} + 987 \text{ m} = 1\,227,521 \text{ m}$$

$$H_{d-SH} = 1\,506,91 \text{ m} + 264 \text{ m} = 1\,770,910 \text{ m}$$

$$m = \frac{1\,227,521 \text{ m} - 1\,770,910 \text{ m}}{121,878 \text{ km} - 0,000 \text{ km}} = -4,45 \text{ m/km}$$

El valor de la ordenada (b) de LGH corresponde al punto de partida en Shushufindi ($L_{SH}; H_{d-SH}$), por lo tanto:

$$b = 1\,770,45 \text{ m.}$$

En consecuencia, la ecuación de la recta para una tubería nueva ($\epsilon = 4,6 * 10^{-5} \text{ m}$) en el tramo Shushufindi – Quijos es: $y = -4,45 * x + 1\,770,45$; la cual se representa mediante la gráfica cabeza de presión vs longitud de tubería (Mott, 2006, p. 242)

La máxima altura de operación permisible (MAOP) se determinó mediante la Ecuación 2.14 (Escoc, 2006, p. 9; Larock et al, 2000, p. 9):

$$MAOP = \frac{2 * (0,72 * E * S_y) * t}{d_e}$$

Donde:

- t : Espesor de la tubería (m)
 E : Factor de soldadura
 S_y : Mínimo límite elástico
 d_e : Diámetro exterior de la tubería (m)

$$MAOP = \frac{2 * 0,72 * (1) * (358 * 10^6 \text{ Pa}) * (5,562 * 10^{-3} \text{ m})}{(0,157 \text{ m})}$$

$$MAOP = 1,826 * 10^7 \text{ Pa}$$

Transformando a unidades de cabeza se obtiene:

$$MAOP = \frac{1,826 * 10^7 \text{ Pa}}{5016,522 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}}$$

$$MAOP = 3\ 640 \text{ m}$$

VIII.2. DETERMINACIÓN GRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS (SUBTRAMOS DE TUBERÍA)

La caída de presión del GLP fue determinada en segmentos de tubería de 1 km de longitud (subtramo) con la finalidad de evaluar las zonas del poliducto en las que se genera una mayor despresurización del GLP (Bahadori, 2017, p. 5).

Para tal efecto se evaluaron tres tipos de pérdidas energéticas: pérdidas energéticas por fricción, pérdidas energéticas por válvulas, y pérdidas energéticas por diferencia de alturas. En el presente ejemplo se utilizó el subtramo comprendido entre el kilómetro 0 (pK-000) y kilómetro 1 (pK-001), perteneciente al tramo Shushufindi – Quijos (Miesner y Leffler, 2006, p. 288; Shashi, 2015, p. 264).

El valor de la longitud L en la Ecuación 2.12 fue sustituido por la variable x a fin de obtener una relación matemática que permita determinar la cabeza de pérdidas en cualquier punto del poliducto (Zevallos, 2010, p.14):

$$h_{f_x} = f * \frac{x}{d} * \frac{V^2}{2 * g}$$

$$h_{f_x} = (0,0160) * \frac{x}{0,157 \text{ m}} * \frac{(0,926 \text{ m/s})^2}{2 * 9,8 \text{ m/s}^2}$$

$$h_{f_x} = 0,00445 x$$

Para el subtramo de análisis se tiene:

$$h_{f-pK 001} = 0,00445 * (1 000 \text{ m})$$

$$h_{f-pK 001} = 4,450 \text{ m}$$

Las pérdidas energéticas secundarias fueron calculadas en los puntos exactos del poliducto donde se localizan las válvulas, tal como se presenta en la Tabla AVIII.1 correspondiente a los registros técnicos de EP Petroecuador. El poliducto Shushufindi – Quito opera con 3 tipos de válvulas: válvula de bloqueo (B), válvula de venteo (V), válvula check (CH).

La Ecuación AVIII.2 permitió estimar la cabeza correspondiente a la presencia de válvulas y accesorios en el poliducto Shushufindi – Quito (Mott, 2006, p. 281):

$$h_K = K * \frac{(v)^2}{2 * g} \quad \text{[AVIII.2]}$$

Donde:

h_K : Cabeza de fricción debido a la presencia de válvulas en el poliducto (m)

K : Coeficiente de resistencia de la válvula

v : Velocidad de circulación del GLP (m/s)

El valor del coeficiente de resistencia (K) es función de la dimensión y tipo de válvula, tal como se presenta en la Ecuación AVIII.3 (Kayode, 2007, p. 157; Shashi, 2015, p. 449).

$$K = \frac{L_e}{d} * f_T \quad \text{[AVIII.3]}$$

Tabla AVIII.1. Lista de válvulas en el poliducto Shushufindi-Quito

No.	ABSISAS	SECTOR	TIPOS	CÓDIGO
1	00+000	EST. SHUSHUFINDI (SALIDA)	B	M-303
2	11+100	UNIÓN MANABITA	V-B-V	M-303
3	23+900	PROYECTO	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
4	36+700	EL ENO	V-B-V	M-303
5	37+400	EL ENO	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
6	50+500	RÍO AGUARICO # 02	V-B	M-303
7	51+260	RÍO AGUARICO # 02	V-CH-B-V	M35-6H90 Y M-303
8	65+050	SANTA CECILIA (CAJA SUBT.)	V-B-V	RF97665
9	77+400	JAMBELI	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
10	90+600	CASCALES	V-B-CH-V	A350LF.2.M-291316
11	100+100	RÍO PUCHUCHOA	V-B-V	M-303
12	103+700	RÍO AGUARICO # 01 (CAJA SUBT.)	V-B-V	M-303
13	104+842	RÍO AGUARICO # 01	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
14	121+878	EST. QUIJOS (ENTRADA ELÉCT.)	B	M-303
15	121+961	EST. QUIJOS (SALIDA)	B	M-303
16	134+750	REVENTADOR	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
17	143+970	RÍO AZUELA	V	Sin código
18	150+150	PIEDRA FINA	V-B-V	M-303
19	153+000	PIEDRA FINA	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
20	166+700	EL SALADO	V-B-V	M-303
21	168+260	RÍO SALADO	V-B-V	M-303
22	169+100	RÍO SALADO	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
23	182+540	TRES CRUCES	V	Sin código
24	186+530	SANTA ROSA	V-B	M-303
25	186+740	SANTA ROSA	CH-V	M35-6H90
26	195+600	EL CHACO (CAJA SUBT.)	V-B-V	RF97665
27	207+611	EST. OSAYACU (ENTRADA ELÉCT.)	B	M-303
28	207+776	EST. OSAYACU (SALIDA)	B	M-303
29	222+600	EL LAUREL	V-B	RF97665
30	222+700	EL LAUREL	V	Sin código
31	228+000	CEDROPAMBA	V-B-V	M-303
32	229+100	RÍO VICTORIA	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
33	242+137	EST. CHALPI (ENTRADA ELÉCT.)	B	M-303
34	242+432	EST. CHALPI (SALIDA)	B	M-303
35	248+930	LA LAGUNA	V-B-CH-V	M-303 Y M35-6H90
36	256+620	LA VIRGEN	V	Sin código
37	265+976	LOS CORRALES	V	Sin código
38	267+450	EL TABLÓN	V	Sin código
39	275+550	INGA ALTO	V	Sin código
40	278+300	OYAMBARO	B - B	M-303 Y C-303

(B: Válvula de bloqueo, V: Válvula de venteo, CH: Válvula check)
(EP Petroecuador, 2018)

Donde:

K: Coeficiente de resistencia de la válvula

L_e : Longitud equivalente. Para válvulas de bloqueo, check y venteo corresponde a 8 m, 50 m y 75 m, respectivamente (Kayode, 2007, p. 158).

d : Diámetro interno de la tubería (0,157 m)

f_T : Factor de fricción de la válvula. Para una tubería de acero con diámetro nominal 6 in con turbulencia completamente desarrollada, el factor de fricción es 0,015 (Mott, 2006, p. 297; Kayode, 2007, p. 158).

En el subtramo de análisis (pK 001) existe 1 válvula de bloqueo, y en consecuencia el valor de K es:

$$K = \frac{(8 \text{ m})}{(0,150 \text{ m})} * (0,015)$$

$$K = 0,800$$

La pérdida energética debido a la presencia de la válvula de bloqueo en el pK 001 es:

$$h_{k-pK 001} = 0,800 * \frac{\left(0,926 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2 * \left(9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right)}$$

$$h_{k-pK 001} = 0,034 \text{ m}$$

Las pérdidas energéticas por diferencia de alturas en el pK 001 del tramo Shushufindi – Quijos es igual a:

$$\Delta z_{pK 001} = z_{pk-001} - z_{pk-000}$$

$$\Delta z_{pK 001} = 265 \text{ m} - 264 \text{ m}$$

$$\Delta z_{pK 001} = 1 \text{ m}$$

En consecuencia, se determinó la cabeza total de pérdidas (incluyendo las pérdidas secundarias) por medio de la Ecuación AVIII.4, y el porcentaje de

pérdidas por categoría hasta dicho punto.

$$\Delta H_T = h_{f-pK} + h_{k-pK} + \Delta z_{pK} \quad [\text{AVIII.4}]$$

Donde:

ΔH_T : Cabeza total de pérdidas energéticas en un subtramo de análisis (m)

h_{f-pK} : Cabeza de pérdidas por fricción en 1 km de tubería

h_{k-pK} : Cabeza de pérdidas por la presencia de válvulas

Δz_{pK} : Cabeza de elevación entre dos puntos en segmentos de 1 km de tubería

$$\Delta H_T = 4,450 \text{ m} + 0,034 \text{ m} + 1,000 \text{ m}$$

$$\Delta H_T = 5,484 \text{ m}$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas primarias} = \frac{4,450 \text{ m}}{5,484 \text{ m}} * 100 = 81,15 \%$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas secundarias} = \frac{0,034 \text{ m}}{5,484 \text{ m}} * 100 = 0,61 \%$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas por altura} = \frac{1,000 \text{ m}}{5,484 \text{ m}} * 100 = 18,24 \%$$

ANEXO IX

TABLAS DE CABEZA DE PRESIÓN Y EFICIENCIA DE LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS TIPO GUINARD

En las Tablas AIX.1 y AIX.2 se presentan la altura de presión y eficiencia de las bombas centrífugas tipo GUINARD: bomba DVMX-3.4.9-H-14e (Shushufindi y Quijos) y bomba DVMX-3.4.9-NHH-10e (Osayacu y Chalpi).

Tabla AIX.1. Altura de presión y eficiencia de la bomba GUINARD DVMX-3.4.9-H-14e a una velocidad de 3 000 rpm

Velocidad: 3 000 rpm		
Caudal (m³/h)	Altura (m)	Eficiencia (%)
20	1 000	40
30	990	50
40	975	57
47	960	62
50	950	64
60	915	68
70	880	72
80	840	75
90	790	75

(GUINARD, 2018, pp. 2-4)

Tabla AIX.2. Altura de presión y eficiencia de la bomba GUINARD DVMX-3.4.9-NHH-10e a una velocidad de 3 400 rpm

Velocidad: 3 400 rpm		
Caudal (m³/h)	Altura (m)	Eficiencia (%)
28	1426	34
56	1401	54
80	1355	63
99	1302	68
129	1182	70
173	858	59
207	488	37

(GUINARD, 2018, pp. 2-4)

ANEXO X

RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS FÍSICOS DEL GLP

En la Tabla X.1 se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio del CIS de las principales propiedades físicas del GLP con las 10 muestras de estudio.

Tabla X.1 Resultados de las principales propiedades físicas del GLP con las 10 muestras analizadas

Análisis	Presión de vapor a 37,8 °C (kPa)	Temperatura al 95 % de evaporación (°C)	Densidad relativa en Shushufindi	Densidad relativa en Oyambaro
Norma	INEN 676	INEN 677	INEN 684	INEN 684
Rango permisible *	máx. 1 434	máx. 2,2	0,510-0,570	0,510-0,570
Partida 2	1 170	1,8	0,537	0,532
Partida 4	1 240	1,8	0,531	0,531
Partida 6	1 115	1,8	0,535	0,531
Partida 14	1 170	1,6	0,535	0,533
Partida 16	1 205	1,8	0,533	0,531
Partida 18	1 240	1,7	0,534	0,531
Partida 26	1 195	1,7	0,533	0,531
Partida 72	1 115	1,7	0,535	0,532
Partida 82	1 060	2,2	0,537	0,532
Partida 94	1 030	0,6	0,535	0,532
Promedio	1 154	1,7	0,534	0,531

*(INEN 675, 2017, pp. 2-3)