

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO Y GAS EN LA
ESTACIÓN DE BOMBEO Y EL OLEODUCTO DEL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

ERIC MAURICIO GONZÁLEZ FONTALVO

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

2013

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO Y GAS EN LA
ESTACIÓN DE BOMBEO Y EL OLEODUCTO DEL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

ERIC MAURICIO GONZÁLEZ FONTALVO

**Trabajo de grado en la modalidad de práctica empresarial, presentado como
requisito para optar al título de Ingeniero Químico**

Director:

Julio Andrés Pedraza Avella, Dr.

Codirector:

Emilio Guevara M., Ph.D.

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

2013

Dedicado a,

*A Dios por la vida y salud, no espero milagros sólo sé que recibo bendiciones en lo
que me propongo.*

*A mis padres por el apoyo incondicional que recibo de ellos y el estar siempre
confiados y convencidos de que quiero y hago lo que me gusta.*

*A mis hermanos y familiares por permanecer unidos siempre en cualquier
dificultad, estome permite tener confianza para afrontar nuevos retos.*

*A mi familia en Bucaramanga por estar cerca de mi formación y ser parte de todas
las madrugadas y desveladas.*

*A mis amigos, Tatiana F, Edward, Luis, Martha, Silvia, Reynel, Coconubo, Álvaro,
Tatiana B, por el apoyo académico, moral y emocional durante este proceso.*

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Julio Andrés Pedraza, por ser un amigo y colega, brindándome su asesoría y su orientación en el desarrollo de este trabajo.

Al Ingeniero Carlos Lara por su asesoría y muchos más agradecimientos por enseñarme la parte difícil de la vida laboral, mostrándome que con exigencia y compromiso se obtienen buenos resultados.

A los Ingenieros y administrativos de WEI y Campo Escuela por la oportunidad de permitirme trabajar junto a ellos.

A la Universidad por permitirme vivir unos de los mejores años de mi vida dentro de ella.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	16
1.1. Objetivo general.....	16
1.2. Objetivos específicos	16
2. DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN	17
2.1. Descripción de los sistemas de estudio	17
2.1.1. Sistema de transporte de crudo en la Estación de bombeo	17
2.1.2. Sistema de transporte de gas en la Estación de bombeo.....	18
2.1.3. Sistema de transferencia de crudo hacia la Estación 7	19
2.2. Información relativa a los fluidos y el sistema de tuberías	19
2.3. Capacidad de manejo actual.....	20
2.4. Capacidad de manejo requerida	21
2.4.1. Valores recomendados de velocidad.....	21
2.4.2. Valores recomendados de gradiente de presión	21
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	22
3.1. Propiedades de los fluidos	22
3.1.1. Propiedades del crudo	22
3.1.2. Propiedades del gas	22
3.2. Sistema de transporte de crudo en la Estación de bombeo.....	23
3.2.1. Capacidad de manejo actual	23
3.2.1.1. Separadores bifásicos.....	23
3.2.1.2. Sistema de tuberías	23
3.2.1.3. Tanques de almacenamiento.....	26
3.2.2. Capacidad de manejo requerida.....	27
3.3. Sistema de transporte de gas en la Estación de bombeo.....	27
3.3.1. Capacidad de manejo actual	27

3.3.1.1.	Separadores bifásicos.....	27
3.3.1.2.	Sistema de tuberías	28
3.3.2.	Capacidad de manejo requerida.....	29
3.4.	Sistema de transferencia de crudo hacia la Estación 7	31
3.4.1.	Capacidad de manejo actual	31
3.4.1.1.	Bomba de transferencia	31
3.4.1.2.	Sistema de tuberías	31
3.4.2.	Capacidad de manejo requerida.....	33
3.5.	Factibilidad técnica de los sistemas evaluados.....	33
3.5.1.	Capacidad máxima actual.....	33
3.5.2.	Capacidad requerida	34
4.	CONCLUSIONES.....	35
5.	RECOMENDACIONES	36
	BIBLIOGRAFÍA	37
	ANEXOS.....	37

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Campo Escuela Colorado.....	14
Figura 2. Esquema general del Campo Escuela Colorado	15
Figura 3. Sistema de transporte de crudo en la Estación de bombeo.....	17
Figura 4. Sistema de transporte de gas en la Estación de bombeo.....	18
Figura 5. Sistema de transferencia de crudo hacia la Estación 7.....	19
Figura 6. Capacidad de manejo de crudo en los separadores.....	23
Figura 7. Perfil de caída de presión para el Escenario 1.....	24
Figura 8. Perfil de caída de presión para el Escenario 2.....	24
Figura 9. Perfil de caída de presión para el Escenario 3.....	25
Figura 10. Perfil de caída de presión para el Escenario 4.....	25
Figura 11. Perfil de caída de presión para el Escenario 5.....	25
Figura 12. Perfil de caída de presión para el Escenario 6.....	26
Figura 13. Capacidad de manejo de gas en los separadores	28
Figura 14. Perfil de la línea de descarga.....	31
Figura 15. Caídas de presión para la línea de succión y de descarga.....	32
Figura 17. Carga hidrostática necesaria y disponible para el sistema	32

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del crudo CEC	23
Tabla 2. Propiedades del gas CEC	23
Tabla 3. Valores actuales en la línea de salida al <i>Scrubber</i>	28
Tabla 4. Valores actuales en la línea de seguridad hacia la Tea	28
Tabla 5. Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD en la línea de salida al <i>Scrubber</i>	29
Tabla 6. Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD con una tubería de 6 pulgadas en la línea de salida al <i>Scrubber</i>	30
Tabla 7. Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD con una tubería de 6 pulgadas en la línea de seguridad hacia la Tea	30
Tabla 8. Duración del tiempo de bombeo para un despacho de 1200 STB	33
Tabla 9. Capacidad máxima actual de los equipos en los sistemas evaluados	33
Tabla 10. Capacidad requerida para los equipos en los sistemas evaluados	34

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Propiedades de los fluidos.....	39
ANEXO B. Recopilación de información relativa al sistema de tuberías	40
ANEXO C. Principios teóricos utilizados en el cálculo de las caídas de presión	44
ANEXO D. Cálculo de las capacidades de manejo actual	50
ANEXO E. Procedimiento y resultados de las caídas de presión	54

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO Y GAS DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO Y EL OLEODUCTO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTOR: ERIC MAURICIO GONZÁLEZ FONTALVO**

PALABRAS CLAVES: crudo, gas, capacidad actual, capacidad requerida, caídas de presión, longitud equivalente, producción.

DESCRIPCIÓN: El presente trabajo es un estudio de los múltiples proyectos que se realizan en el Campo Escuela Colorado, que son importantes para evitar inconvenientes operacionales durante su meta de lograr aumento de la producción. El proyecto presenta los resultados de la evaluación al sistema de transporte de crudo y gas en la Estación de bombeo y el Oleoducto del Campo, iniciando con el cálculo de la capacidad máxima actual de los equipos y analizando las caídas de presión alcanzadas en las tuberías con los flujos volumétricos actuales. El Instituto Americano del Petróleo y la Organización Internacional de Estandarización establecen valores recomendados de velocidades como 15 pies/s para crudo y 82 pies/s para gas, y gradientes de presión de 1 psi/100 pies para líneas de gas, los cuales son tomados como referencia. Se estimaron valores de producción superiores a los 1000 barriles de crudo diario y alrededor de 1500000 de pies cúbicos de gas, los cuales sirvieron para analizar si la capacidad de los equipos y si los valores de velocidad y caída de presión superan los recomendados. Finalmente, para el Sistema de transporte de crudo solo se deben realizar cambios en la capacidad de almacenamiento, a diferencia del Sistema de transporte de gas donde se deben realizar cambios en el diámetro de tubería y en la válvula de seguridad, y además en el Sistema de transferencia donde la bomba debe ser reemplazada por una que logre transferir los pronósticos de producción en las 4 horas que destina Ecopetrol para su recepción.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Dr. Julio Andrés Pedraza Avella. Co-director PhD. Emilio Guevara M.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF TRANSPORT SYSTEM OF CRUDE AND GAS IN THE PUMPING STATION AND OIL PIPELINE OF CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTHOR: ERIC MAURICIO GONZÁLEZ FONTALVO**

KEYWORDS: Crude, gas, current capacity, required capacity, pressure drop, equivalent length, production.

DESCRIPTION: The present work is one of the many studies made in Campo Escuela Colorado, which are important to avoid operational difficulties during the goal of increased production. The project presents the results of the evaluation of the transport system of crude and gas in the pumping station and pipeline of the field, starting with the calculation of the current maximum capacity of the equipment and analyzing the pressure drops in the pipes reached with current volumetric flows. The American Petroleum Institute and the International Organization for Standardization speeds recommended values set as 15 ft/s for crude and 82 ft/s for gas and pressure gradients set as 1 psi/100 feet for gas lines, which are taken as references. Production values were estimated in excess of 1000 barrels of oil per day and about 1.5 million cubic feet of gas, which are used to analyze whether the capacity of the equipment and the values of velocity and pressure drop are exceeding recommended values. Finally, for the crude transport system is only allowed changes in the storage capacity, unlike the gas transport system where changes should be made in the pipe diameter and the safety valve, and furthermore in the System transfer where the pump should be replaced by one that achieves transfer the production forecasts in the four hours that Ecopetrol intended for reception.

*Thesis

**Faculty of Engineering physic-chemical. School of Chemical Engineering. Director Dr. Julio Andrés Pedraza Avella. Co-director PhD. Emilio Guevara M.

INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado (CEC) es un campo petrolero que extrae mediante sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico un crudo liviano (38-42°API) de excelente calidad y alto valor comercial, con tan solo un 18% de agua de producción, aunque presenta frecuentes problemas operacionales debido a la precipitación de parafinas en las tuberías. El CEC está ubicado en la vereda Los Colorados del corregimiento de Yarima en el municipio de San Vicente de Chucurí (Santander), geográficamente, se encuentra en el piedemonte occidental de la cordillera oriental, sobre la cuenca del valle medio del Río Magdalena, al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja, en el área de la antigua Concesión De Mares y al sur del Campo La Cira-Infantas de Ecopetrol (ver Figura 1) [PÉREZ, 2012].

Figura 1. Localización del Campo Escuela Colorado.

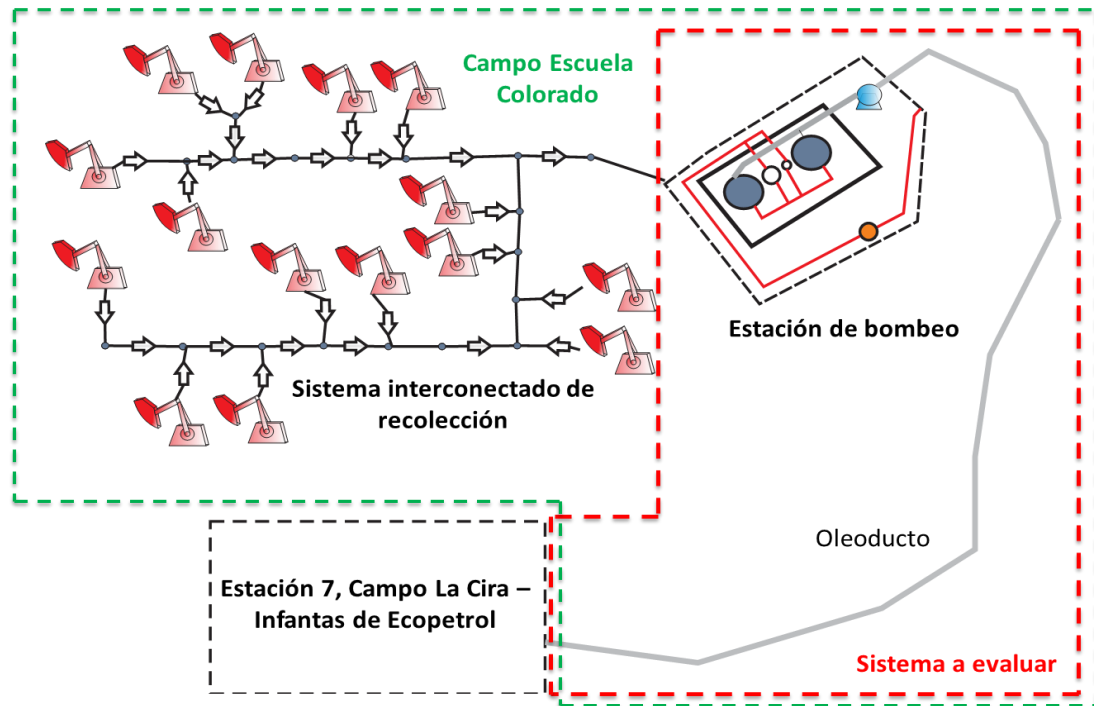


Fuente: [PÉREZ, 2012]

El CEC es operado desde 2006 por la Universidad Industrial de Santander quién trabajó en conjunto con su aliado tecnológico Worldwide Energy Investments LTD (W.E.I. LTD), en busca de promover la investigación y la formación de nuevos profesionales. La Universidad recibió el Campo en junio de 2006 con un total de 5 pozos activos y con una producción que oscilaba entre los 20 y 30 barriles de

petróleo por día (BOPD, *Barrels of Oil Per Day*). Mediante la aplicación de técnicas operacionales de estimulación, entre enero y septiembre de 2012 el Campo aumentó el número de pozos activos a 29 (15 interconectados y 14 periféricos, ver Figura 2), con una producción total promedio de 421 BOPD.

Figura 2. Esquema general del Campo Escuela Colorado.



Fuente: Autor

En 2013 se esperaba alcanzar una producción cercana a los 1200 BOPD, mediante operaciones de recañoneo y workover en los pozos. Sin embargo, esto podía ocasionar graves problemas operativos y medioambientales (excesivas caídas de presión, daños en las facilidades de superficie, ruptura de líneas, problemas de erosión o corrosión, daños en la formación, reflujos en la producción, entre otras). Para prevenir dichos inconvenientes se planteó en el presente trabajo la evaluación técnica de los equipos y las líneas de producción actuales, con el fin de decidir si los recursos que se poseen logran satisfacer las necesidades y metas proyectadas.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el Sistema actual de transporte de crudo y gas en la Estación de bombeo y el Oleoducto del Campo Escuela Colorado y proponer las correspondientes mejoras para soportar las condiciones proyectadas.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar las caídas de presión actuales en las líneas de la Estación de bombeo y el Oleoducto.
- Evaluar la capacidad actual de la Bomba de transferencia.
- Realizar un estudio de factibilidad técnica de los sistemas evaluados (Estación de bombeo y Oleoducto) y proyectarlos a un escenario que soporte los pronósticos de producción.

2. DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN

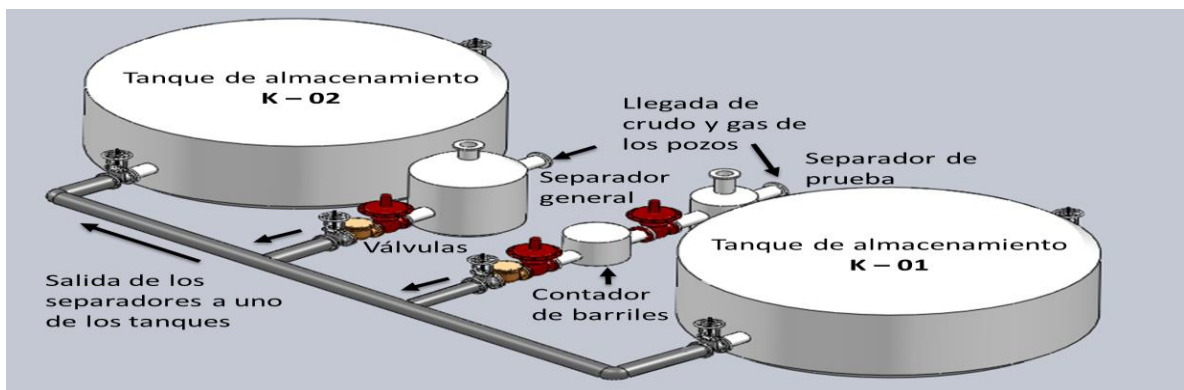
2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ESTUDIO

La Estación de bombeo recibe el crudo (petróleo/agua) y el gas producido en el Campo Escuela Colorado, los separa y los distribuye. El crudo es enviado a través del Oleoducto a la Estación 7 de Ecopetrol y el gas es enviado al Sistema quemador de gas (Tea) o a la Estación de compresión y las Plantas generadoras.

2.1.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

El Sistema de transporte de crudo se compone de: dos (2) separadores bifásicos que se encargan de retirar el gas del crudo, uno denominado General que recibe la mayor parte de la producción y otro llamado De prueba, acoplado a una válvula de control y un contador de barriles, que sirve para estimar la producción de cada pozo; dos (2) tanques de almacenamiento a condiciones ambiente; tres (3) válvulas de control, dos (2) válvulas cheque, cuatro (4) válvulas de compuerta y una red de tuberías de acero al carbón de 4 pulgadas de diámetro y cédula 40 (ver Figura 3).

Figura 3. Sistema de transporte de crudo en la Estación de bombeo.



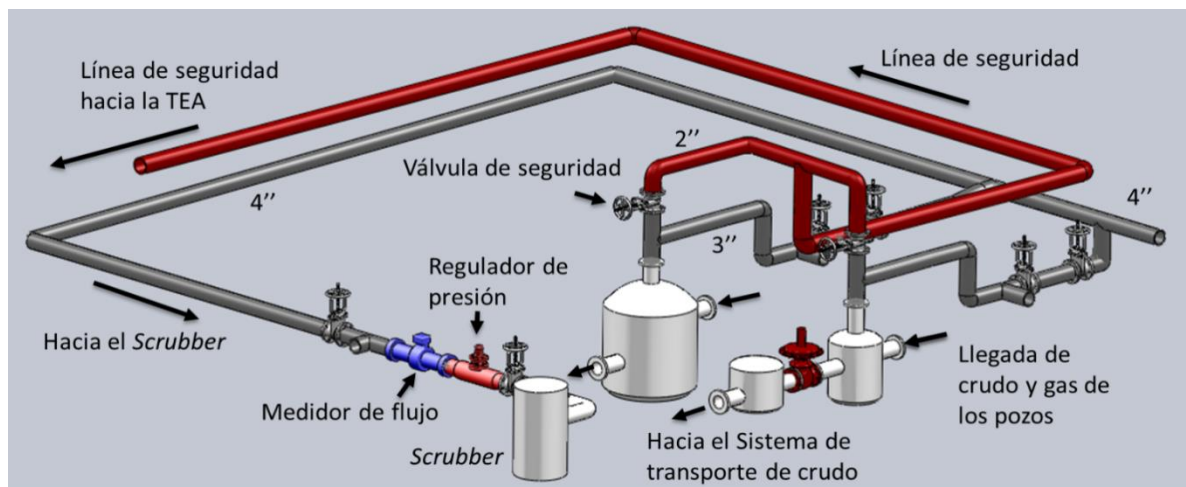
Fuente: Autor

El crudo y el gas llegan mezclados a los separadores bifásicos, que operan a 20 psig y 86°F, los cuales cuentan con un medidor de nivel conectado a una válvula de control neumática AA (aire para abrir) a la salida. La válvula de control se abre cuando el nivel del crudo en el separador alcanza los 4 pies por encima de la línea de salida. Luego, el crudo pasa por la válvula cheque y dos válvulas de compuerta hasta uno de los tanques de almacenamiento, en donde permanece antes de ser bombeado a través del Oleoducto. El manual de operaciones de la Estación de bombeo establece que sólo puede permanecer abierta la válvula de compuerta de uno de los dos tanques hasta que se alcance el aforo y posteriormente ésta debe cerrarse de manera simultánea con la apertura de la válvula de compuerta del otro tanque [REYES, 2012].

2.1.2. SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

El Sistema de transporte de gas, posterior a los separadores bifásicos, se compone de: dos (2) válvulas de seguridad, cinco (5) válvulas de compuerta, una (1) válvula reguladora de presión, un (1) medidor de flujo, un (1) *Scrubber* y una red de tuberías de acero al carbón de 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro y cédula 40(ver Figura 4).

Figura 4. Sistema de transporte de gas en la Estación de bombeo.



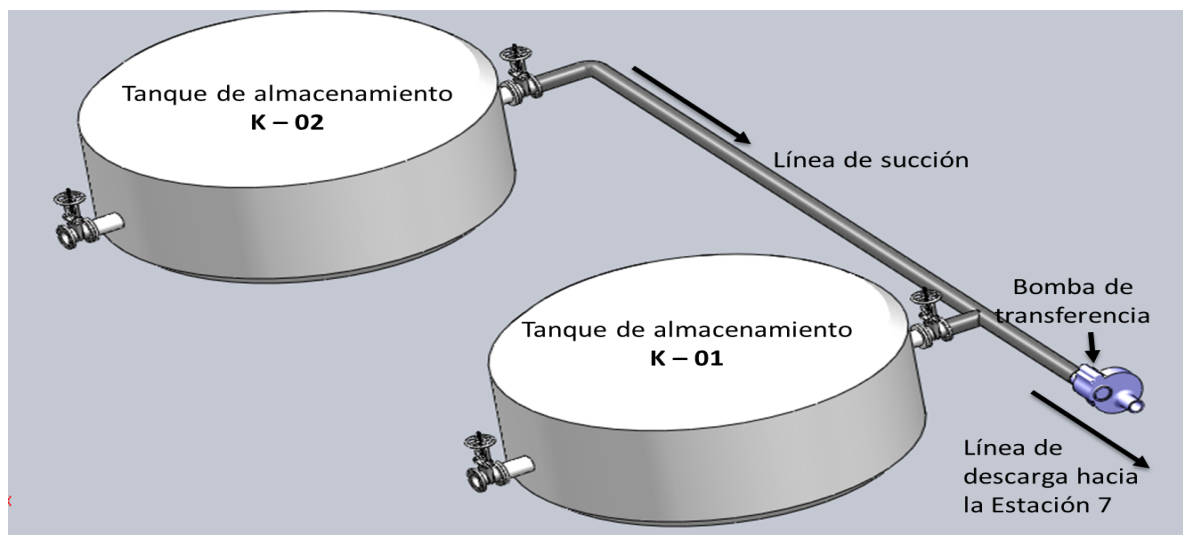
Fuente: Autor

El gas sale de cada uno de los separadores bifásicos por una línea de 3 pulgadas de diámetro y cédula 40, pasa por dos válvulas de compuerta y se conectan a una línea de 4 pulgadas de diámetro y cédula 40. Luego, pasa por un medidor de flujo y por un regulador de presión hasta llegar al *Scrubber*, que opera a 15 psig y 87°F, el cual se encarga de retirar el crudo arrastrado por el gas. Finalmente, el gas es enviado a la Tea o a la Estación de compresión. El Sistema cuenta además con una línea de seguridad de 2 pulgadas de diámetro y cédula 40, que sirve para retirar el gas del separador si este alcanza una presión de 25psig; en ese instante la válvula de seguridad se abre y el gas fluye directamente a la Tea.

2.1.3. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO HACIA LA ESTACIÓN 7

El Sistema de transferencia de crudo, posterior a los tanques de almacenamiento, consiste en un oleoducto que se compone de: dos (2) válvulas de compuerta, una (1) Bomba de transferencia y una red de tuberías (línea de succión y línea de descarga) de acero al carbón de 4 pulgadas de diámetro y cédula 40 (ver Figura 5).

Figura 5. Sistema de transferencia de crudo hacia la Estación 7.



Fuente: Autor

2.2. INFORMACIÓN RELATIVA A LOS FLUIDOS Y EL SISTEMA DE TUBERÍAS

Con el fin de determinar la caída de presión en las líneas de la Estación de bombeo y el Oleoducto, así como la capacidad de la Bomba de transferencia, fue necesario averiguar las propiedades de los fluidos, las dimensiones de la red de tuberías, el inventario de los accesorios y la capacidad máxima de paso en las válvulas.

Las propiedades de los fluidos se obtuvieron de trabajos anteriores y análisis de laboratorio (ver Anexo A). Las dimensiones de la red de tuberías de la Estación de bombeo fueron obtenidas de planos suministrados por la empresa operadora del pozo, pero fue necesario completar esta información con trabajo de campo. Para determinar la longitud del Oleoducto fue necesario la utilización de un dispositivo GPS con el que se siguió la trayectoria de la tubería y con los datos obtenidos se trazó un perfil de altura contra longitud. El diámetro, espesor y material de la tubería del Oleoducto fueron suministrados por el operador. El inventario de los accesorios se realizó a través de un seguimiento a todo el sistema. La capacidad máxima de paso en las válvulas fue suministrada por los proveedores (ver Anexo B).

Los principios teóricos que se utilizaron para el cálculo de la caída de presión en las tuberías que transportan tanto el crudo como el gas, así como la capacidad de la Bomba de transferencia, se presentan en el Anexo C.

2.3. CAPACIDAD DE MANEJO ACTUAL

El capacidad de manejo actual (caudal de crudo y gas) en los separadores y el sistema de tuberías se calculó a partir de la caída de presión en las tuberías. El procedimiento detallado para este cálculo se presenta en el Anexo D.

2.4. CAPACIDAD DE MANEJO REQUERIDA

Finalmente, para satisfacer los pronósticos de producción del Campose identificaron los elementos a ser reemplazados y se establecieron los sustitutos teniendo en cuenta las normas de la Organización Internacional de Estandarización (ISO) y el Instituto Americano del Petróleo (API).

2.4.1. VALORES RECOMENDADOS DE VELOCIDAD

Para transportar crudo en una fase de un recipiente presurizado a otro (por diferencia de presión), se recomienda que la velocidad máxima de flujo en la línea no exceda los 5 m/s (aprox. 15 pies/s) con el fin de minimizar el 'flasheo' en las válvulas de control. Se recomienda además que la velocidad de flujo no sea menor a 1 m/s (aprox. 3 pies/s), para minimizar depósitos de arena u otros sólidos [ISO 13703, 2000] [API RP 14E, 1990]. Se pueden utilizar otros valores de referencia, como la velocidad de erosión, dependiendo de las características del líquido (corrosivo, erosivo, viscoso, etc.) o las cantidades demandadas de producto.

Para transportar gas en una fase, se recomienda que la velocidad máxima de flujo no exceda los 25 m/s (aprox. 82 pies/s)[ISO 13703, 2000][API RP 14E, 1990].

2.4.2. VALORES RECOMENDADOS DE GRADIENTE DE PRESIÓN

Para transportar gases de yacimiento, se recomienda que la caída de presión no excedan los 1 psi/100 pies, con el fin de crear condiciones de servicio adecuadas para las tuberías y otros instrumentos [Gallegos, 2011].

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

3.1.1. PROPIEDADES DEL CRUDO

En la Tabla 1 se resumen las propiedades más importantes del crudo extraído en el CEC.

Tabla 1. Propiedades del crudo CEC.

Corte de agua [%]	17,57*
Gravedad específica del petróleo	0,8268
Gravedad API @60°F [°]	39,63**
Viscosidad del crudo @86°F [cp]	2,851

* Promedio de los datos de producción de los actuales pozos activos (ver Anexo A).

** Promedio de los análisis del Laboratorio de calidad de crudo, entrega para el año 2012.

3.1.2. PROPIEDADES DEL GAS

En la Tabla 2 se resumen las propiedades más importantes del gas producido en el CEC, según el reporte de resultados del Laboratorio de análisis ambiental y geoquímica Antek S.A., septiembre 3 de 2010 (ver Anexo A).

Tabla 2. Propiedades del gas CEC.

Gravedad específica del gas	0,64
Viscosidad del gas @86°F [cp]	0,01
Peso molecular del gas [g/gmol]	18,541
Factor de compresibilidad	0,94

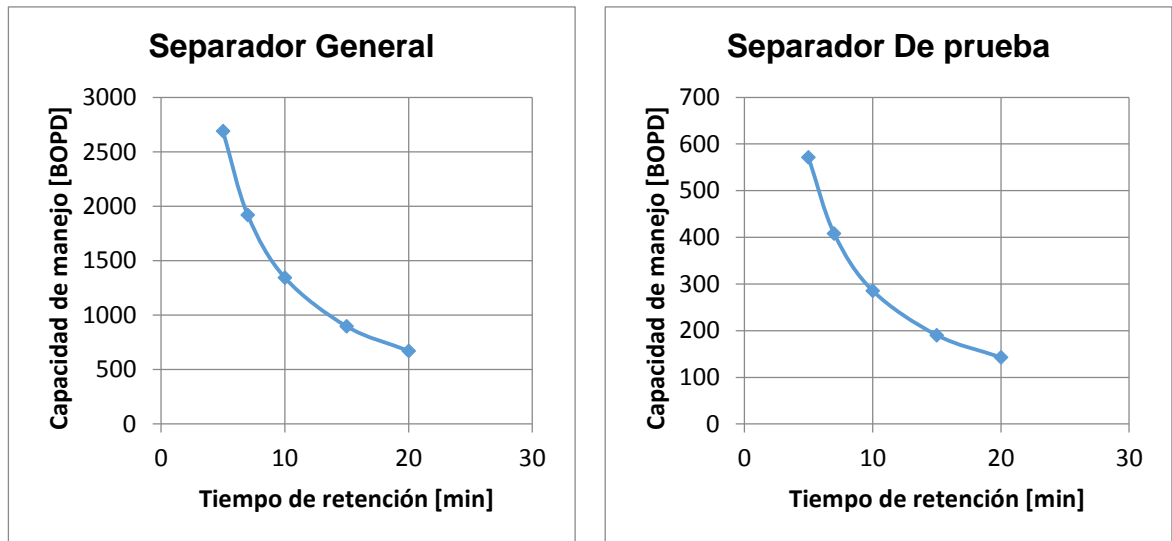
3.2. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

3.2.1. CAPACIDAD DE MANEJO ACTUAL

3.2.1.1. SEPARADORES BIFÁSICOS

En la Figura 6 se muestra la capacidad de manejo de crudo (BOPD) en función del tiempo de retención (min) para los separadores General y De prueba.

Figura 6. Capacidad de manejo de crudo en los separadores.



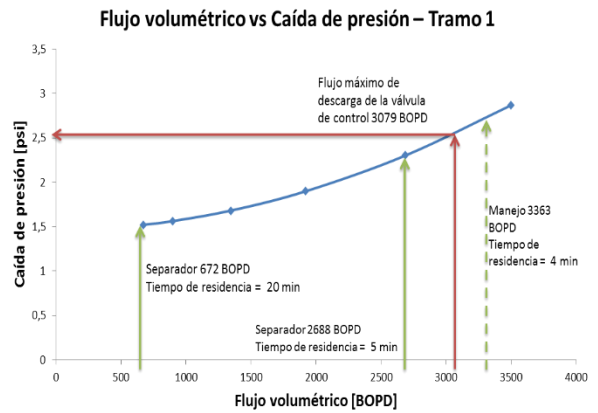
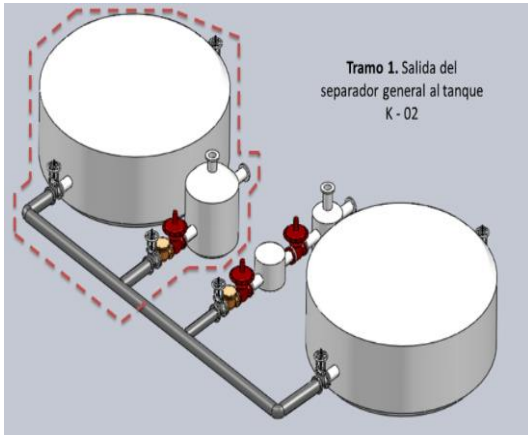
Fuente: Autor

La capacidad de manejo de crudo en los separadores bifásicos varía de manera inversa con el tiempo de retención del crudo. Cabe señalar que altas capacidades requerirían de tiempos de retención muy pequeños los cuales afectarían el rendimiento de la separación. Actualmente, no es posible manejar capacidades mayores a 3079 BOPD porque ésta es la capacidad máxima de paso de la válvula de control a la salida de los separadores (ver Anexo B).

3.2.1.2. SISTEMA DE TUBERÍAS

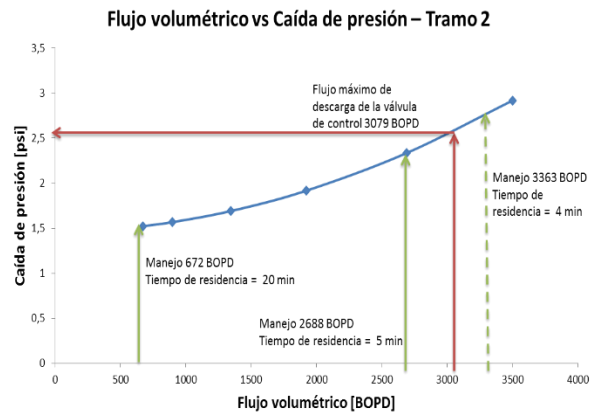
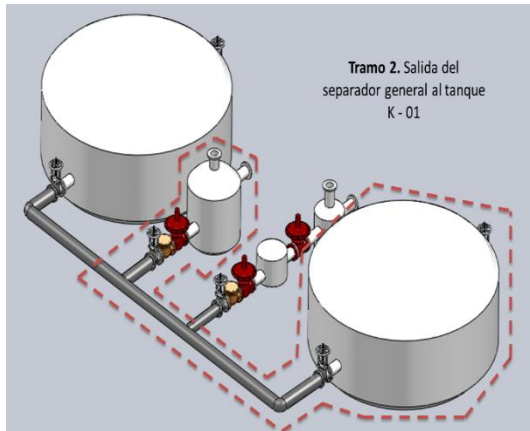
De acuerdo con las operaciones que se realizan en este sistema, se determinó el perfil de caída de presión contra el flujo volumétrico para seis (6) escenarios posibles. Los resultados se presentan en las figuras 7-12.

Figura 7. Perfil de caída de presión para el Escenario 1.



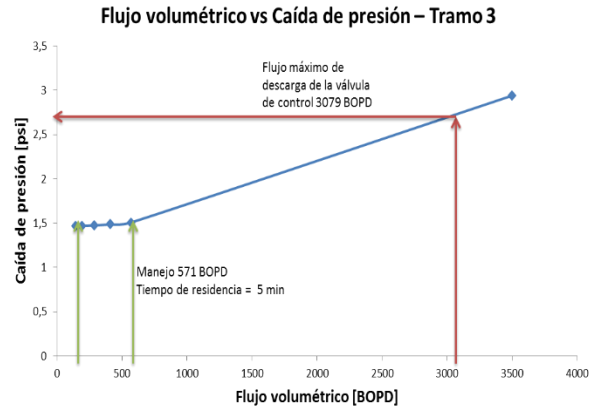
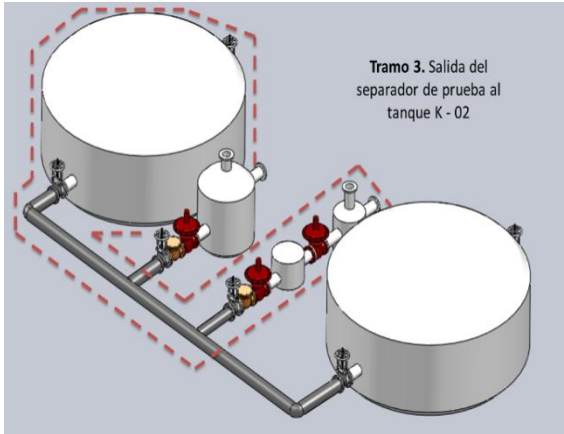
Fuente: Autor

Figura 8. Perfil de caída de presión para el Escenario 2.



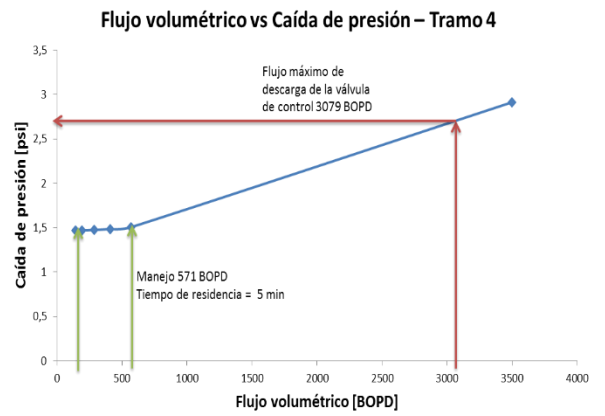
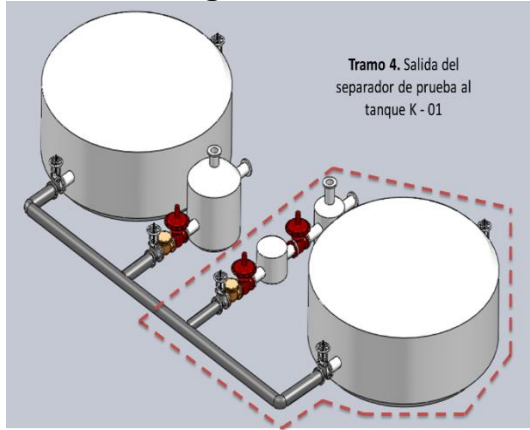
Fuente: Autor

Figura 9. Perfil de caída de presión para el Escenario 3.



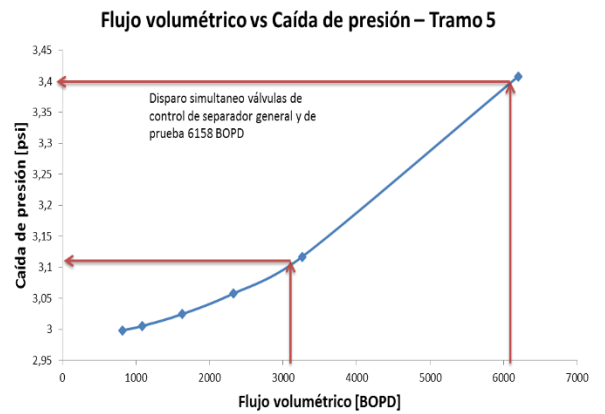
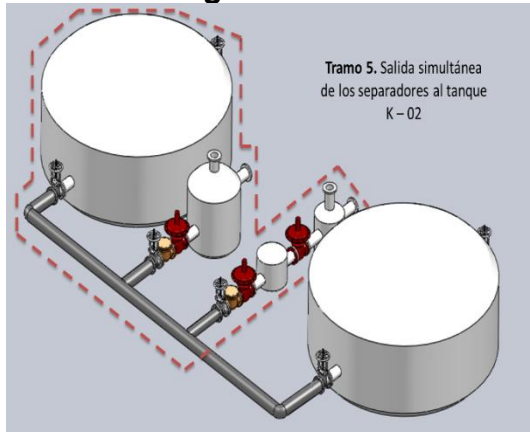
Fuente: Autor

Figura 10. Perfil de caída de presión para el Escenario 4.



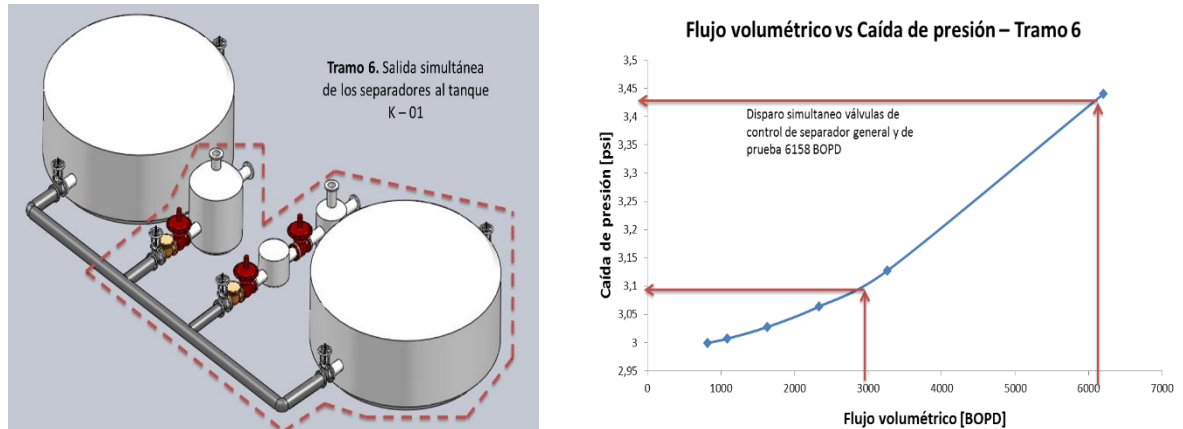
Fuente: Autor

Figura 11. Perfil de caída de presión para el Escenario 5.



Fuente: Autor

Figura 12. Perfil de caída de presión para el Escenario 6.



Fuente: Autor

En todos los escenarios, el tiempo de residencia mínimo del crudo en el(los) separador(es) fue de 5 min y estuvo limitada por la capacidad máxima de paso en la válvula de control. Las velocidades alcanzadas en la tubería no superan los valores recomendados. La caída de presión en todos los casos fue menor a 3,45 psi, lo cual no representa un valor significativo en el Sistema actual de transporte de crudo. La presión de operación del separador menos la caída de presión, son mayores a la presión ejercida por la columna de líquido en el tanque de almacenamiento más la presión atmosférica, asegurando la continuidad de la operación (ver Anexo E).

3.2.1.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Actualmente existen dos (2) tanques de almacenamiento, cada uno con una capacidad de 500 STB (*Stock Tank Barrel*), que resultan suficientes para manejar la producción actual del CEC (421 BOPD). Cabe señalar que la recepción, el almacenamiento y el despacho involucran la operación alternada de los dos tanques.

3.2.2. CAPACIDAD DE MANEJO REQUERIDA

Para el Sistema de transporte de crudo en la Estación de bombeo no se requieren cambios en los separadores, ni en el sistema de tuberías pues el pronóstico (1200 BOPD) no supera la capacidad actual instalada (3079 BOPD). Sin embargo, la capacidad actual de almacenamiento (1000 STB) resultaría insuficiente en el futuro. Se recomienda reemplazar los dos tanques existentes (500 STB c/u) por otros de mayor capacidad (1000 STB c/u).

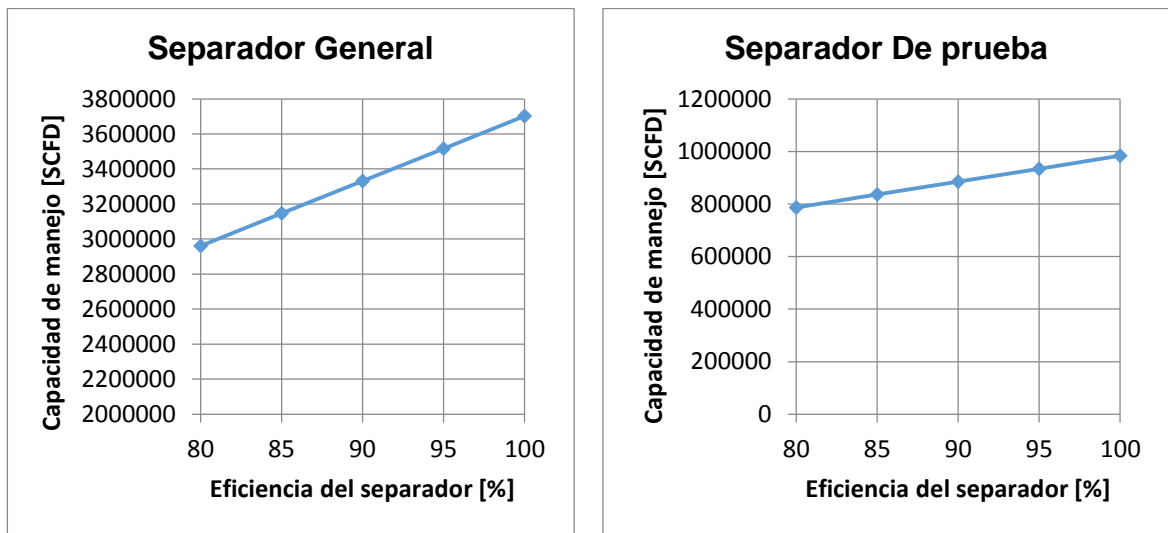
3.3. SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

3.3.1. CAPACIDAD DE MANEJO ACTUAL

3.3.1.1. SEPARADORES BIFÁSICOS

En la Figura 13 se muestra la capacidad de manejo de gas (SCFD, *Standard Cubic Feet per Day*) en función de la eficiencia (%) para los separadores General y De prueba.

Figura 13. Capacidad de manejo de gas en los separadores.



Fuente: Autor

La capacidad de manejo de gas en los separadores bifásicos es directamente proporcional a la eficiencia. Cabe señalar que una buena operación requiere una eficiencia mayor al 80% y no existen limitaciones por la capacidad máxima de paso (4736570 SCFD) por la válvula reguladora de presión (ver Anexo B).

3.3.1.2. SISTEMA DE TUBERÍAS

En cuanto al Sistema de transporte de gas en la Estación de bombeo se estudiaron: la línea que lleva el fluido de los separadores al *Scrubber* y la línea de seguridad que es la encargada de conducir el gas hasta la Tea (ver Figura 4).

En las tablas 3 y 4 se presentan los valores de caída de presión, gradiente de presión, velocidad del fluido y velocidad de erosión calculados con base en una razón de flujo de 337000 SCFD que corresponde al valor promedio de la liquidación del gas del CECentre el 22 de julio de 2011 y el 30 de septiembre de 2012 (ver Anexo E).

Tabla 3. Valores actuales en la línea de salida al *Scrubber*.

Tramo	Longitud total [pies]	Diámetro interno [pulgadas]	Caída de presión [psi]	Gradiente de presión [psi/100 pies]		Velocidad del gas [pies/s]		Velocidad de erosión [pies/s]
				Límite	Actual	Límite	Actual	
1	76,263	3,067	0,101	<1	0,132	82	33,73	271,39
2	162,58	4,0275	1,054	<1	0,648	82	19,59	271,39
3	70,96	4,0275	0,024	<1	0,034	82	19,61	271,39

Tabla 4. Valores actuales en la línea de seguridad hacia la Tea.

Tramo	Longitud total [pies]	Diámetro interno [pulgadas]	Caída de presión [psi]	Gradiente de presión [psi/100 pies]		Velocidad del gas [pies/s]		Velocidad de erosión [pies/s]
				Límite	Actual	Límite	Actual	
4	242,86	2,067	2,962	<1	1,220	82	80,63	282,75
5	361,19	2,067	5,04	<1	1,395	82	80,63	282,75

La Tabla 3 muestra que en la línea hacia el *Scrubber* los valores para el gradiente de presión y la velocidad del gas no exceden los límites recomendados. En contraste, la Tabla 4 muestra que en la línea de seguridad hacia la Tea el valor para el gradiente de presión excede el límite recomendado y la velocidad del gas es muy próxima a la máxima recomendada para el transporte seguro de gases. En ambas líneas la velocidad en que podría presentarse erosión resulta mucho mayor que la velocidad real del gas y por lo tanto se descartan problemas de este tipo.

3.3.2. CAPACIDAD DE MANEJO REQUERIDA

Considerando un valor estimado de 1500000 SCFD como posible liquidación del gas del CEC después de los trabajos de workover y recañoneo, se calcularon los valores de caída de presión, gradiente de presión, velocidad del gas y velocidad de erosión para la línea de salida al *Scrubber*. Los resultados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD en la línea de salida al *Scrubber*.

Tramo	Longitud [pies]	Diámetro interno [pulgadas]	Caída de presión [psi]	Gradiente de presión [psi/100 pies]		Velocidad del gas [pies/s]		Velocidad de erosión [pies/s]
				Límite	Actual	Límite	Actual	
1	76,263	3,067	2,256	<1	2,958	82	160,11	280,24
2	162,58	4,0275	1,177	<1	0,724	82	96,576	280,24
3	70,96	4,0275	0,528	<1	0,744	82	98,241	280,24

Los valores de velocidad del gas y gradiente de presión exceden los recomendados, por lo tanto la línea debe ser sustituida por una de mayor diámetro con el fin de reducir estos valores. En la Tabla 6 se presentan los valores calculados utilizando una tubería de 6 pulgadas de diámetro.

Tabla 6. Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD con una tubería de 6 pulgadas en la línea de salidaal *Scrubber*.

Tramo	Longitud [pies]	Diámetro interno [pulgadas]	Caída de presión [psi]	Gradiente de presión [psi/100 pies]		Velocidad del fluido [pies/s]		Velocidad de erosión [pies/s]
				Límite	Actual	Límite	Actual	
1	76,263	6,067	0,049	<1	0,064	60	38,31	271,16
2	162,58	6,067	0,121	<1	0,074	60	38,31	271,16
3	70,96	6,067	0,052	<1	0,073	60	38,31	271,16

Considerando que la línea de seguridad hacia la Tea ya presentaba limitaciones, los valores requeridos se estimaron directamente con una tubería de 6 pulgadas de diámetro.

Tabla 7.Valores estimados para un flujo de 1500000 SCFD con una tubería de 6 pulgadas en la línea de seguridad hacia la Tea.

Tramo	Longitud [pies]	Diámetro interno [pulgadas]	Caída de presión [psi]	Gradiente de presión [psi/100 pies]		Velocidad del gas [pies/s]		Velocidad de erosión [pies/s]
				Límite	Actual	Límite	Actual	
4	242,86	6,067	0,169	<1	0,070	60	38,44	271,64
5	361,19	6,067	0,273	<1	0,076	60	38,44	271,64

La Tabla 7 muestra que en la línea de seguridad hacia la Tea, los valores para el gradiente de presión y la velocidad del gas no excederán los límites recomendados si se reemplaza la línea a seguridad a una tubería de 6 pulgadas de diámetro.

Además, la válvula de seguridad también deberá ser reemplazada puesto que su capacidad máxima de paso actual (382752 SCFD), valor que muy inferior a la liquidación proyectada (1500000 SCFD).

3.4. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO HACIA LA ESTACIÓN 7

3.4.1. CAPACIDAD DE MANEJO ACTUAL

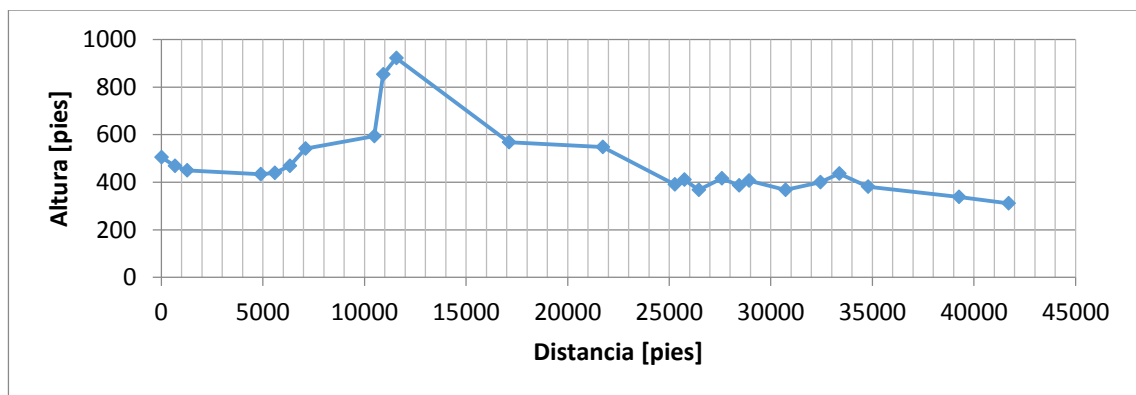
3.4.1.1. BOMBA DE TRANSFERENCIA

La bomba que se utiliza actualmente en el CEC transfiere 152 BPH(*Barrels Per Hour*) a la Estación 7 y tiene una capacidad máxima de 285 BPH, suficientes para transferir la producción actual del Campo (421 BOPD) en las 4 horas que destina la Estación 7 para su recepción.

3.4.1.2. SISTEMA DE TUBERÍAS

El perfil de altura contra distancia de la red de tuberías desde la Bomba de transferencia hasta la Estación 7 se presenta en la Figura 14.

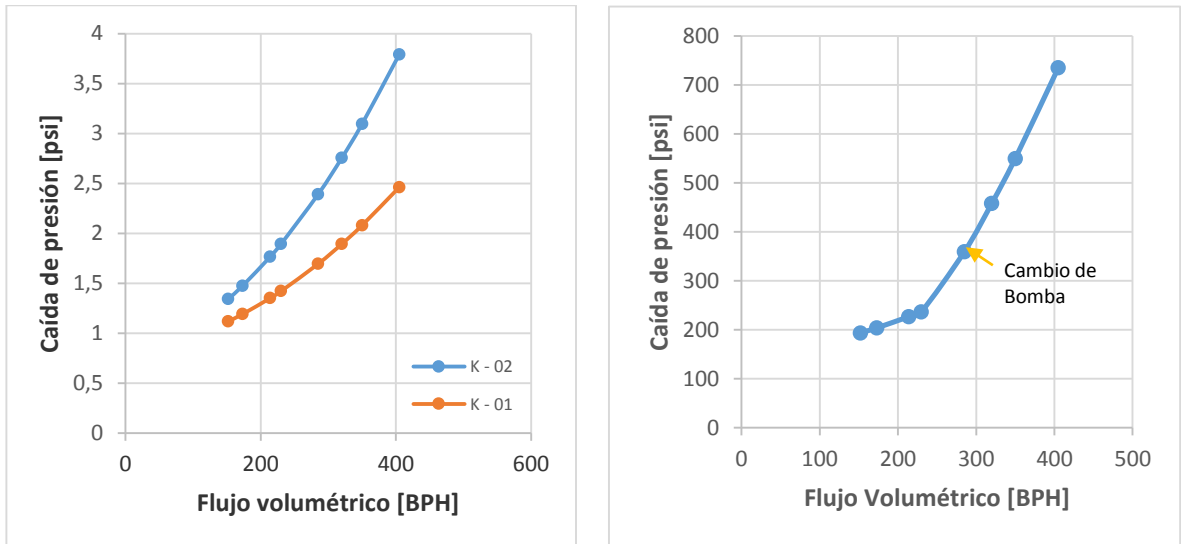
Figura 14. Perfil de la línea de descarga.



Fuente: Autor

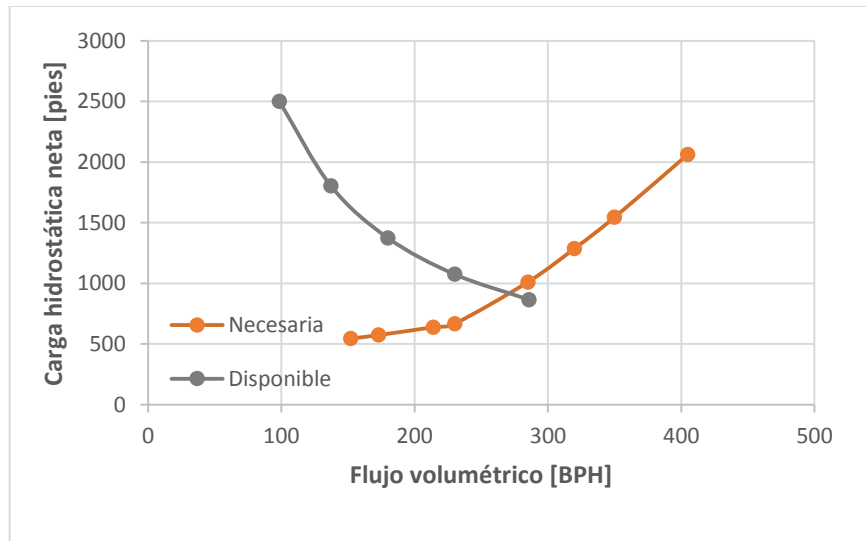
La caída de presión en la línea de succión y en la línea de descarga, así como la carga hidrostática neta necesaria para la Bomba de transferencia, se calcularon mediante los principios teóricos mostrados en el Anexo C. Los resultados se muestran en las figuras 15 y 16.

Figura 15. Caídas de presión para la línea de succión y de descarga.



Fuente: Autor

Figura 16. Carga hidrostática neta necesaria y disponible para el sistema.



Fuente: Autor

No se presentan actualmente problemas operacionales de la bomba durante la transferencia de crudo a la Estación 7, puesto que el un flujo actual (152 BPH), la carga hidrostática neta necesaria (545 pies) es menor que la carga hidrostática neta disponible (1567 pies).

3.4.2. CAPACIDAD DE MANEJO REQUERIDA

En la Tabla 8 se muestran los cálculos del tiempo de bombeo para un despacho de 1200 STB a diferentes flujos.

Tabla 8. Duración del tiempo de bombeo para un despacho de 1200 barriles

FLUJO [BPH]	PRODUCCIÓN [STB]	TIEMPO DE BOMBEO [HORAS]	OBSERVACIONES
152	1200	7,89	Operación actual de la bomba
285	1200	4,21	Máxima capacidad de la bomba actual
300	1200	4,00	Flujo mínimo requerido

Si se quieren transportar los 1200 STB en las 4 horas que destina Ecopetrol para la recepción del crudo proveniente del CEC, se debe sustituir la bomba actual con una de capacidad mayor a 300 BPH. Se recomienda adquirir una bomba de 435 BPH para que el tiempo de bombeo sea equivalente al actual de 2,76 horas.

3.5. FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LOS SISTEMAS EVALUADOS

3.5.1. CAPACIDAD MÁXIMA ACTUAL

Tabla 9. Capacidad máxima actual de los equipos en los sistemas evaluados

Separador General	
Capacidad de manejo de líquido [BOPD]	2688
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	2961
Separador De prueba	
Capacidad de manejo de líquido [BOPD]	571
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	787
Válvula de control INVALCO 4"	
Capacidad de manejo de líquido (completamente abierta) [BOPD]	3079
Tanque de almacenamiento K – 01	
Capacidad de almacenamiento [STB]	500

Tanque de almacenamiento K – 02	
Capacidad de almacenamiento [STB]	500
Tubería de acero comercial (Diámetro Nominal 4’')	
Capacidad transporte de líquido [BOPD]	3079
Bomba de transferencia	
Flujo máximo (Recubrimiento de 5 pulgadas) [BPH]	285
Regulador de presión BP	
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	4736
Tubería de acero comercial (Diámetro Nominal 3’')	
Capacidad de transporte de gas [MSCFD]	832
Válvula de seguridad	
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	383
Tubería de acero comercial (Diámetro Nominal 2’')	
Capacidad de transporte de gas [MSCFD]	370

3.5.2. CAPACIDAD REQUERIDA

Tabla 10. Capacidad requerida para los equipos en los sistemas evaluados

Separador General	
Capacidad de manejo de líquido [BOPD]	2688
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	2961
Separador De prueba	
Capacidad de manejo de líquido [BOPD]	571
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	787
Válvula de control	
Capacidad de manejo de líquido (completamente abierta) [BOPD]	3079
Tanque de almacenamiento K – 01	
Capacidad de almacenamiento [STB]	1000
Tanque de almacenamiento K – 02	
Capacidad de almacenamiento [STB]	1000
Tubería de acero comercial (Diámetro Nominal 4’')	
Capacidad transporte de líquido [BOPD]	3079
Bomba de transferencia	
Flujo volumétrico [BPH]	>300
Regulador de presión	
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	4736
Tubería de acero comercial (Diámetro Nominal 6’')	
Capacidad de transporte de gas [MSCFD]	3328
Válvula de seguridad	
Capacidad de manejo de gas [MSCFD]	>1500

4. CONCLUSIONES

- Para el Sistema de transporte de crudo no deben realizarse cambios en la tubería que se tiene, puesto que las velocidades alcanzadas y las caídas de presión en el sistema de tuberías no son significativas e inferiores a las recomendadas. Sin embargo, los tanques de almacenamiento actuales poseen capacidad de 500 STB, los cuales son insuficientes a la hora de almacenar las producciones de crudo previstas.
- El sistema de tuberías del transporte de gas en la Estación de bombeo, presenta problemas para transportar de forma segura y eficiente los pronósticos de producción de 1500 MSCFD. Es necesario una tubería de 6 pulgadas para la salida de los separadores hacia el *Scrubber* y la línea de seguridad, puesto que con el diámetro de tubería actual los valores alcanzados de gradiente de presión son elevados. Para el mismo sistema, la válvula de seguridad para el control de presión en los separadores sólo permite un paso máximo de aproximadamente 383 MSCFD de gas, valor muy por debajo de la liquidación proyectada.
- En el Sistema de transferencia de crudo, si se desean transportar los 1200 STB en las 4 horas diarias de recepción destinadas por Ecopetrol para el crudo proveniente del Campo Escuela Colorado, se necesita de una capacidad de desplazamiento mayor a 300 BPH. La bomba que se utiliza puede transportar un flujo máximo de 285 BPH por lo tanto no logra satisfacer los objetivos requeridos.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio de integridad a las líneas que no van a ser reemplazadas con el objetivo de evitar que se encuentren presentes problemas de corrosión y de deposición de compuestos parafínicos, evitando problemas operacionales.
- Es importante la puesta en funcionamiento de medidores de flujo que permitan registrar de forma más exacta las cantidades bombeadas a la Estación 7 de Ecopetrol.
- Se recomienda el cambio de las válvulas de control INVALCO ubicadas a la salida de los separadores de funcionamiento AA (Aire para abrir) a AC (Aire para cerrar), puesto que cualquier falla en el suministro de aire puede provocar un aumento excesivo del nivel de líquido del separador, siendo más seguro, el paso directo del crudo y gas a los tanques.
- Se recomiendan realizar un estudio para el cálculo de la presión de vapor del crudo puesto que es de importancia conocer el NPSH disponible del sistema para realizar cambio de la Bomba de transferencia. Además, solo una bomba se encarga de transferir y recircular, por eso, es conveniente un segundo equipo con el fin de evitar suspender operaciones por alguna posible falla.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 14 E: Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping Systems. Fifth Edition. 1991.

ARAMENDIZ, J.J.; VÉLASQUEZ M.A. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros aplicación al Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander.

AZEVEDO, J.M.; FERNÁNDEZ, M.; ARAUJO, R. EIJI, A. Manual de hidráulica. Universidad de Sao Paulo. 1998. pp. 127.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones P.V.T. Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones petroleras. Maracaibo. 1996. pp. 118 – 120.

ÇENGEL, Y.A.; CIMBALA, J.M. Flujo en tuberías. En: Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill, México, 2006. pp. 321-398.

GALLEGOS, L. Programa para el cálculo de tuberías y bombas centrífugas en procesos de refinación. Tesis de pregrado. Universidad del Istmo. México. 2011.

GARDNER DENVER. FG-FXG DUPLEX POWER PUMP. Consultado el 18 de Abril de 2013. Disponible online: <http://www.gardnerdenverproducts.com/pumps/downloads.aspx>

HINCAPIE, B. Estudio y diseño de separadores horizontales y verticales de dos y tres fases. Tesis de pregrado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1987.

INVALCO. SERIES 455. Consultado el 18 de Abril de 2013. Disponible online: <http://www.natcoparts.com/files/products/pdf/0d4ee1acca84e19b02bc6d4f95e70c5d.pdf>

KIMRAY INC. Consultado el 18 de Abril de 2013. Disponible online: <http://www.kimray.com/>

MANNING, F.S.; THOMPSON R. Transportation of Crude Oil. En: Oilfield Processing, Volume 2: Crude Oil. Pennwell Comp., Oklahoma, 1995. pp. 269 – 292.

MARTINEZ, J.A.; PINTO, D.F. Revisión del sistema actual de manejo del crudo producido en el campo escuela colorado y desarrollo de la ingeniería conceptual para las condiciones futuras. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011

ORGANIZATION INTERNATIONAL OF STANDARDIZATION. ISO 13703:2000: Design and installation of offshore production platform piping Systems. First Edition. 2000.

PÉREZ, C.A. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del Campo Colorado. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2012.

REYES, D.P. Manual técnico de las actividades de producción efectuadas en el Campo Escuela Colorado. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2012.

ANEXOS

ANEXO A. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Tabla A1. Condiciones de producción de los pozos activos [PÉREZ, 2012]

Pozo	° API	Wcut [%]	Razón de líquido [BOPD]	GOR [SCFD/BOPD]
C37	39	22,2	9	962
C55	36,5	23,8	42	3421
C56	39	14,3	7	4000
C75	40	12,5	8	1115
C36	36,9	25	16	6110
C74	40	0	33	4700
C58	39	25	20	1266
C59	39	8	24	1354
C42	39,2	55	11	1464
C44	38	17	47	2500
C35	35	8,3	12	6450
C69	40	75	4	759
C33	40	0	20	6131
C03	37,2	7,3	41	3241
C40	31,2	22,9	48	993
C67	40	23,1	91	1795
C45	39,4	9,1	22	885

$$\text{Cálculo del corte de agua promedio } Wcut_{prom} = \frac{\sum(Wcut \cdot BOPD)}{\sum(BOPD)}$$

Tabla A2. Resultados Laboratorios Antek S.A.

PARÁMETROS	UNIDADES	RESULTADOS
Gravedad específica	Air=1 @ 14.73 psia & 60F	0,64
Peso molar	g/gmol	18,59
Densidad gas ideal	kg/m3 @ 14.65 psia 60 F	0,78
Valor calorífico ideal neto	BTU/pies3 @ 14.65 psia	1017
Presión pseudocrítica	Psia	660
Temperatura pseudocrítica	Rankine	370
Factor de compresibilidad del gas	@ 14.65 psia & 60F	0,94

ANEXO B. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN RELATIVA AL SISTEMA DE TUBERÍAS

B.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

B.1.1. SISTEMA DE TUBERÍAS

Tabla B1. Inventario de accesorios del Escenario 1.

	Accesorios y pérdidas locales			Tubería recta
	N°	Tipo	L _{equi} [pies]	
Salida del separador general hasta Tanque de almacenamiento K – 02 (Diferencia altura en niveles 1,2 m)	1	Entrada tubería	5,22	32,94 pies (Acero al carbón, Diámetro nominal 4" y cédula 40)
	1	Válvula de control INVALCO	-	
	1	Válvula retención	22,28	
	2	Válvula de compuerta	2*1,94	
	3	Curvas de 90°	3*3,38	
	1	Té giro de 90°	17,95	
	1	Salida de tubería	8,46	

Tabla B2. Inventario de accesorios del Escenario 2.

	Accesorios y pérdidas locales			Tubería recta
	N°	Tipo	L _{equi} [pies]	
Salida del separador general hasta Tanque de almacenamiento K – 01 (Diferencia altura 1,2 m)	1	Entrada tubería	5,22	43,70 pies (Acero al carbón, Diámetro nominal 4" y cédula 40)
	1	Válvula de control INVALCO	-	
	1	Válvula retención	22,28	
	2	Válvula de compuerta	2*1,94	
	3	Curvas de 90°	3*3,38	
	1	Té giro de 90°	17,95	
	1	Te paso directo	5,87	
	1	Salida de tubería	8,46	

Tabla B3. Inventario de accesorios del Escenario 3.

	Accesorios y pérdidas locales			Tubería recta
	N°	Tipo	L _{equi} [pies]	
Salida del Separador De prueba hasta Tanque de almacenamiento K – 02 (Diferencia altura 1,2 m)	1	Entrada tubería	5,22	36,47pies (Acero comercial, Diámetro nominal 4’’ y cédula 40)
	1	Válvula de control INVALCO	-	
	1	Válvula retención	22,28	
	2	Válvula de compuerta	2*1,94	
	2	Curvas de 90°	2*3,38	
	2	Té giro de 90°	2*17,95	
	1	Te paso directo	5,87	
	1	Salida de tubería	8,46	

Tabla B4. Inventario de accesorios del Escenario 4.

	Accesorios y pérdidas locales			Tubería recta
	N°	Tipo	L _{equi} [pies]	
Salida del Separador De prueba hasta Tanque de almacenamiento K – 01 (Diferencia altura 1,2 m)	1	Entrada tubería	5,22	33,45 pies (Acero al carbón, Diámetro nominal 4’’ y cédula 40)
	1	Válvula de control INVALCO	-	
	1	Válvula retención	22,28	
	2	Válvula de compuerta	2*1,94	
	2	Curvas de 90°	2*3,38	
	2	Té giro de 90°	2*17,95	
	1	Salida de tubería	8,46	

B.1.2. ESPECÍFICACIONES DE LAS VÁLVULAS

Tabla B5. Especificaciones de la válvula de control.

TIPO	MARCA	ESPECÍFICACIONES
Válvula de control	Invalco	Modelo: DFG 401 455 Tamaño: 4 pulgadas Presión máxima de trabajo: 275 psi @ -20°F a 150°F 150 psi @ 250°F Límites temperatura: -20°F a 250°F Capacidad máxima: 3079 [BOPD]

B.2. SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

B.2.1. SISTEMA DE TUBERÍAS

Tabla B6. Inventario de accesorios para la línea de salida al Scrubber.

	Accesorios presentes		Tubería recta
	N°	Tipo	
Salida del separador general hasta el Scrubber	4	Válvula de compuerta	238,78 pies (Diámetro de 3" y 4")
	1	Regulador de presión KIMRAY	
	5	Curvas de 90°	
	1	Te desviado 90°	
	5	Te paso directo	

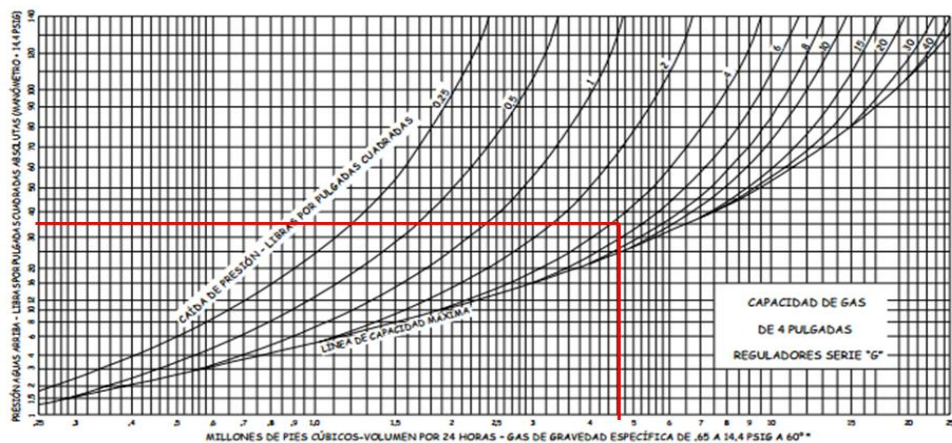
Tabla B9. Inventario de accesorios para la línea de seguridad hacia la Tea.

	Línea de seguridad		211,91 pies (Diámetro 2")
	N°	Tipo	
Salida de seguridad separador general hasta la TEA	1	Válvula de seguridad	
	2	Te desvío 90°	
	3	Curvas de 90°	

B.2.2. ESPECIFICACIONES DE LAS VÁLVULAS

La capacidad de manejo de gas del regulador de presión se calcula mediante manual proporcionado por el proveedor KIMRAY.

Figura 1C. Capacidad de gas de 4 pulgadas reguladores serie "G" KIMRAY.



Fuente: Kimray Inc.

El Regulador de presión Kimray 412 FGT BP puede manejar un caudal de 4700 KPCD, este valor se corrige con la gravedad específica del gas multiplicando por $\sqrt{0,65/G_f}$ quedando un manejo de **4736,57 miles de pies cúbicos por día**.

Tabla B7. Especificaciones de las válvulas en la línea de gas.

TIPO	MARCA	ESPECIFICACIONES
Válvula de seguridad	CONSOLIDATED	Modelo: 1905 FC Presión de disparo: 25 PSIG Capacidad máxima: 382752 [SCFD]
Regulador de presión	KIMRAY	Modelo: 4" FGT 412 BP REG Material: Hierro fundido Presión operación: 125 psi Capacidad máxima: 4736570 [SCFD]

B.3. SISTEMA DE TRANSFERENCIA HACIA LA ESTACIÓN 7.

B.3.1. SISTEMA DE TUBERÍAS

Tabla B8. Longitud del Oleoducto.

Longitud de la línea de succión [pies]		Longitud de la línea de descarga [pies]
Desde el tanque K-01	Desde el tanque K-02	41762
91,46	161,92	

B.2.3.2. BOMBA DE TRANSFERENCIA

Figura B1. Operación de la Bomba de transferencia Gardner Denver Reciprocante

FXG DUPLEX INDUSTRIAL PUMP for Oil Line, Mining and Industrial Service																
Model	Stroke	Liner Size Diameter		Normal Operation					** Maximum Recommended Operation				*** Maximum Working Pressure		Maximum Piston Load	
				Displacement		Max Pump RPM	Jack-shaft RPM	Input HP at Max. Speed	Displacement		Max Pump RPM	Jack-shaft RPM	Input HP at Max. Speed	psi		kg/cm2
		in.	mm	gpm	lpm				gpm	lpm						
FXG(*)	6" (152 mm)	5	127.0	150	568	75	354	32	200	757	100	472	42.5	310	21	6,122 lbs. (2,777 kg)
		4 ½	114.3	121	458				161	609				385	27	
		4	101.6	95	359				126	477				492	34	
		3 ½	88.9	72	272				96	363				646	45	
		3	76.2	52	197				69	262				895	62	

Fuente: Gardner Denver Products

ANEXO C. PRINCIPIOS TEÓRICOS UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN

C.1. DENSIDAD DE MEZCLAS LÍQUIDAS [BÁNZER, 1996]

Para una mezcla de líquidos en el caso petróleo – agua, la densidad promedio de la mezcla (ρ_{mezcla}) se puede calcular:

$$\rho_{mezcla} = \rho_{oil} * X_{oil} + \rho_{agua} * X_{agua}$$

X_{oil} = Fracción de aceite en la mezcla

X_{agua} = Fracción de agua en la mezcla

C.2. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA PARA FLUJOS INCOMPRESIBLES [CENGEL Y CIMBALA, 2006]

Realmente son pérdidas de energía expresadas en cambios de presión (ΔP), ocasionadas por efectos viscosos del fluido a través de la tubería. Estas pérdidas se consideran irreversibles puesto que la energía es disipada en forma de calor por la fricción. Las caídas de presión en un tramo de tubería serían cero si la fricción fuera cero.

Otra forma de expresar estas pérdidas de energía son mediante pérdidas de carga h_L , dimensionadas en longitud, puesto que representan la altura adicional que el fluido necesita para elevarse por medio de una bomba con la finalidad de superar las pérdidas por fricción de la tubería.

Cuando un fluido se transporta a través de un tubo, ducto o conducto experimenta caídas de presión que se pueden clasificar en **pérdidas mayores** y **pérdidas menores** de presión o carga.

Cuando hablamos de las pérdidas mayores en un tramo de tubería nos referimos a las ocasionadas por la fricción, que como su nombre lo indican son las generalmente mayores, aunque no siempre.

$$\Delta P_L = f \frac{L}{D} \frac{\rho V_{prom}^2}{2} \qquad h_L = \frac{\Delta P}{\rho g}$$

Como observamos, el diámetro y la longitud de la tubería L , la densidad del fluido ρ , la velocidad promedio V_{prom}^2 , y el factor de fricción de Darcy f ; son elementos que inciden en las pérdidas de presión por fricción.

El símbolo f se denomina factor de fricción de Darcy y es un valor que relaciona las pérdidas de presión dependiendo del régimen de flujo del sistema:

Para sistemas monofásicos se calcula el régimen de acuerdo al valor adimensional del número de Reynolds y se clasifica como:

$Re = \frac{\rho D V_{prom}}{\mu}$	Laminar	$Re \leq 2300$
	Turbulento	$Re \geq 4000$
	Transición	$2300 < Re < 4000$

$\rho =$ Densidad de fluido
 $D =$ Diámetro de la tubería

$V_{prom} =$ Velocidad promedio del fluido
 $\mu =$ Viscosidad del fluido

Laminar: El factor de fricción sólo depende del número de Reynolds Re .	$f = \frac{64}{Re}$
Turbulento/transición: El factor de	Ecuación de Colebrook

fricción depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería ε/D .

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2,0 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right)$$

$$V_{prom} = \frac{0,012 * \dot{V}}{D_i^2}$$

$\dot{V} = Flujo\ volumétrico [STB/d]$

$D_i = Diámetro\ interno [in]$

$V_{prom} = Velocidad\ promedio [ft/s]$

Para determinar las pérdidas en el tramo por diferencias de altura se calcula:

$$\frac{\Delta P}{\gamma} = Z_1 - Z_2 \quad \text{donde } \gamma \equiv \text{peso específico}$$

La pérdida total de carga en sistemas mediante la ecuación de Bernoulli, queda:

$$\frac{P_1 - P_2}{\gamma} = (Z_1 - Z_2) + h_L h_L = \left(f \frac{L}{D} + \sum K_L \right) \frac{V^2}{2g}$$

C.3. CAÍDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS PARA FLUIDOS COMPRESIBLES [API RP 14 E, 1991]

C.3.1. ECUACIÓN DE WEYMOUTH

La ecuación de Weymouth sobrestima la predicción del valor de la caída de presión y a pesar de tener menor grado de exactitud en relación a las otras ecuaciones empíricas es el más frecuentemente utilizado para el diseño de sistemas de redes, ya que proporciona un criterio seguridad en la predicción de la caída de presión.

$$Q_g = 1,11 d^{2,67} * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right]^{1/2}$$

$Q_g =$ Razón de flujo [MMSCFD]

$L =$ Longitud de la tubería [ft]

$d =$ Diámetro interno [in]

P_1 y $P_2 =$ Presión en los puntos 1 y 2 [psia]

$Z =$ Factor de compresibilidad

$S =$ Gravedad específica a C.E.

$\mu =$ Viscosidad del fluido

$T_1 =$ Temperatura del gas en la entrada

- Es adecuado para el diseño de sistemas redes de tuberías, tales como: colectores de gas de alta presión y sistemas de aire comprimido.
- Es adecuado para longitudes cortas de tubería sometidos a altas caída de presión y por lo tanto a cambios significativos de densidad

Las otras correlaciones como **Panhandle A** y **Panhandle B** son adecuadas para tuberías de diámetro de 6 pulgadas a 24, número de Reynolds 5E6 a 14E6 y la de **Spitzglass** es recomendada para flujo de gases a condiciones estándar sometidas a baja presión menores o iguales a 1psig.

C.4. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

C.4.1. BOMBAS [GALLEGOS, 2011]

Las bombas son equipos mecánicos que sirven para elevar los líquidos y conducirlos de un lugar a otro, o lo que es lo mismo, comunicarles cierta cantidad de energía (carga) que les permita vencer la resistencia de las tuberías a la circulación, así como, la carga que representa la diferencia de nivel entre el lugar de donde se toma el líquido y el lugar adonde se pretende llevar.

La Carga de bombeo o carga dinámica total, es la carga total contra la cual debe operar una bomba, o sea, la energía por unidad de peso de líquido que debe suministrarle la bomba al mismo para que pueda realizar el trabajo que se

pretende. Como sabemos, el movimiento del líquido a través de la tubería da origen a fricción, que resulta en una pérdida de energía, por consiguiente dicha fricción tiene que ser vencida por la bomba, además de la carga estática representada por la diferencia de nivel. Por consiguiente, la carga dinámica total se obtiene sumando los cuatro factores siguientes:

- a) La diferencia de nivel, que se conoce como carga estática o carga a elevación.
- b) Las pérdidas de carga debidas a la fricción en las tuberías y accesorios.
- c) La carga a velocidad.
- d) La carga a presión

Potencia hidráulica: La potencia hidráulica es la cantidad de energía hidráulica que recibe un líquido a la salida de la bomba para ser transportado de una zona de menor presión o altitud a otra de mayor presión o altitud, esta se calcula del mismo modo para todos los tipos de bombas y básicamente se originan a partir de un balance de energía mecánica entre los puntos de succión y descarga de la bomba.

$$HP = \frac{P_{dif} \cdot Q}{3960}$$

$$P_{dif} = P_{descarga} - P_{succión}$$

HP = potencia hidráulica entregada por la bomba [hp]

P_{dif} = presión diferencial de la bomba (P_{des} - P_{succ}), [psi]

Q = Flujo volumétrico del líquido, [gpm]

Presión de succión: La presión de succión es la cantidad de energía ejercida por la bomba para transportar un líquido que se encuentra almacenado desde un recipiente hasta el centro del impulsor.

Presión de descarga: La presión de descarga es la cantidad de energía ejercida por la bomba para transportar y descargar un líquido en un recipiente a una determinada altura.

Potencia al freno BHP: Se define como la cantidad de energía mecánica necesaria para transformar una cierta cantidad de fluido en energía de presión. Este valor generalmente suele ser proporcionado por el fabricante a través de las curvas características de la bomba o puede ser obtenido midiéndose directamente con un dinamómetro.

Eficiencia total de la bomba: La eficiencia total de una bomba se define como el consumo mínimo de energía necesaria para bombear un líquido a presión a través de toda la trayectoria del sistema de descarga, este valor total incluye las eficiencias mecánica, hidráulica y volumétrica y se relaciona entre la potencia entregada al fluido y la potencia recibida en el eje del motor de la bomba.

$$\eta = \frac{\text{Potencia hidráulica}}{\text{Potencia suministrada}} = \left(\frac{HP}{BHP} \right) \cdot 100\%$$

$$\eta = \text{eficiencia total de la bomba, \%}$$

ANEXO D. CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES DE MANEJO ACTUAL

1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO

1.1. SEPARADORES DE FASE [HINCAPIÉ, 1987]

Tabla D1. Dimensiones del Separador General

SEPARADOR DE GENERAL	
DIMENSIONES	
Altura	10,17 pies
Diámetro	4,0718 pies
Diámetro de entrada de crudo	4 pulgadas
Diámetro de salida de crudo	4 pulgadas
Diámetro de salida de gas	3 pulgadas
Espesor de lámina cuerpo	10,74 mm
Espesor de lámina tapa	11,73 mm

Tabla D2. Dimensiones del Separador de prueba

SEPARADOR DE PRUEBA	
DIMENSIONES	
Altura	8,038 pies
Diámetro	2,066 pies
Diámetro de entrada de crudo	4 pulgadas
Diámetro de salida de crudo	4 pulgadas
Diámetro de salida de gas	3 pulgadas
Espesor de lámina cuerpo	12,20 mm
Espesor de lámina tapa	11,42 mm

$$qsl = 201,42 * \frac{D^2 h}{4 * Bo * tr} \left[\frac{\text{Barriles}}{\text{día}} \right]$$

qsl = Caudal del líquido a través del separador

Bo = Factor volumétrico

tr = tiempo de residencia en el separador [min]

D = Diámetro del separador [pies]

h = altura del nivel del líquido [pies]

Tabla D3. Cálculo de la capacidad de manejo de líquido del separador general

Separador General					
Cálculo de la capacidad de manejo de crudo					
Diámetro del Separador [pies]	4,072	4,072	4,072	4,072	4,072
Nivel de líquido en el separador [pies]	4,101	4,101	4,101	4,101	4,101
Factor volumétrico del crudo a Pf y Tf	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019
Tiempo de retención [min]	5	7	10	15	20
Constante de la ecuación	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42
Altura del separador [pies]	10	10	10	10	10
Capacidad de manejo de crudo del separador [BOPD]	2688	1920	1344	896	672

Tabla D4. Cálculo de la capacidad de manejo de líquido del separador de prueba

Separador De prueba					
Cálculo de la capacidad de tratamiento de crudo					
Diámetro del Separador [pies]	2,099	2,099	2,099	2,099	2,099
Nivel de líquido en el separador [pies]	3,2808	3,2808	3,2808	3,2808	3,2808
Factor volumétrico de crudo a Pf y Tf	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019
Tiempo de retención [min]	5	7	10	15	20
Constante de la ecuación	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42
Altura del separador [pies]	10	10	10	10	10
Capacidad de manejo de crudo del separador [BOPD]	571	408	286	190	143

2. SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS

2.1. SEPARADORES DE FASE

$$q_{sg} = 4,5E6 * \frac{P_f * dp^2 * (\rho_o - \rho_g) * D^2}{Z * T_f * \mu_g}$$

$$q_{sg} = \text{Manejo de gas a } P_f \text{ y } T_f [\text{PCD}]$$

$$\rho_g = \text{Densidad del gas a } P_f \text{ y } T_f \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$P_f = \text{Presión en el separador [psia]}$$

$$D = \text{Diámetro interno del separador [ft]}$$

$$d_p = \text{Diámetro de una gota de líquido [pies]}$$

$$Z = \text{Factor de compresibilidad}$$

$$\rho_o = \text{Densidad de las gotas del líquido} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$\mu_g = \text{Viscosidad del gas a } T_f \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft} * \text{seg}} \right]$$

Tabla D5. Cálculo de la capacidad de manejo de gas del separador general

Separador General			
Cálculo de la capacidad de tratamiento de gas			
Diámetro de una gota de líquido. (micras)	100	Const. universal de los gases [pies ³ -psia/°R-lbmol]	10,73
Pf= presión de operación del Separador (psia)	34,7	Peso molecular del aire	28,97
Tf= temperatura de operación del separador (°R)	545,67	Peso molecular del gas	18,54
Diámetro del Separador (pies)	4,072	Constante x para la correlación de lee	5,492
Factor de compresibilidad	0,94	Constante y para la correlación de lee	1,301
Densidad especifica del gas	0,64	Constante k para la correlación de lee	112,5
Densidad del gas a Pf y Tf (lbm/pies ³)	0,11688	Gravedad API del crudo	39,63
Densidad del gas a Pf y Tf (g/cm ³)	0,00187		
Viscosidad del gas [lbm/pies-seg]	7,57e-06		
Densidad de las gotas de líquido (lbm/pies ³)	51,6346		
Capacidad de manejo de gas del Separador (SCFD). Eficiencia 100%		3701451,87	
Capacidad de manejo de gas del Separador (SCFD). Eficiencia de 80 %		2961161,494	

Tabla D6. Cálculo de la capacidad de manejo de gas del separador general

Separador De prueba			
Cálculo de la capacidad de tratamiento de gas			
Diámetro de una gota de líquido. (micras)	100	Const. universal de los gases [pies ³ *psia/r*lbmol]	10,73
Pf= Presión de operación del separador (psia)	34,7	Peso molecular del aire	28,97
Tf= Temperatura de operación del separador (°R)	545,67	Peso molecular del gas	18,54
Diámetro del separador (pies)	2,099	Constante x para la correlación de lee	5,492
Factor de compresibilidad	0,94	Constante y para la correlación de lee	1,301
Densidad específica del gas	0,64	Constante k para la correlación de lee	112,5
Densidad del gas a Pf y Tf (lbm/pies ³)	0,11687	Gravedad API del crudo	39,63
Densidad del gas a Pf y Tf (g/cm ³)	0,00187		
Viscosidad del gas [lbm/pies-s]	7,57e-06		
Densidad de las gotas de líquido (lbm/pies ³)	51,6346		
capacidad de manejo de gas del separador (SCFD)		983516,03	
capacidad de manejo de gas del separador (SCFD) eficiencia de 80 %		786812,8278	

ANEXO E. PROCEDIMIENTO Y RESULTADO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN

E.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

a) Balance de energía entre puntos $\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^{prom}}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 V_2^{prom}}{2g} + z_1 + h_{L,total}$

b) Perdidas de carga totales $h_{L,total} = \frac{\Delta P_{total}}{\rho * g}$

c) Longitudes equivalentes para accesorios. Las longitudes equivalentes expresan en la literatura (AZEVEDO et al, 1997), en distancias de tuberías de hierro fundido de 4 pulgadas de diámetro, existe un factor de corrección para diferentes materiales y los años de uso $FC = (C_{material}/100)^{1,85}$.

Tabla E1. Contante C de Hazen-Williams. [AZEVEDO et al, 1997]

Tubos	Nuevos	Usados ± 10 años	Usados ± 20 años
Acero corrugado	60	-	-
Acero galvanizado	125	100	-
Acero soldado, común	125	110	90
Cobre	140	135	130
Concreto, acabado liso	130	-	-
Concreto, acabado común	130	120	110
Hierro fundido	140	130	120
Vidrio	140	140	140
Plástico	140	135	130

Tabla E2. Longitudes equivalentes de accesorios a tubería de acero soldado.

Tipo	Material	C _{material}	Diámetro [pulgadas]	Longitud equivalente [pies]
Válvula de compuerta	Acero Soldado	90	4,0275	0,59
Válvula de retención	Acero Soldado	90	4,0275	6,79
Curva de 90°	Acero Soldado	90	4,0275	1,03
Te de paso directo	Acero Soldado	90	4,0275	1,79
Te giro de 90°	Acero Soldado	90	4,0275	5,47
Entrada	Acero Soldado	90	4,0275	1,59
Salida	Acero Soldado	90	4,0275	2,58
Curva de 45°	Acero Soldado	90	4,0275	0,65

d) Las velocidades y los regímenes de flujo alcanzados en la tubería.

Tabla E3. Valores de velocidad y factor de fricción para diferentes flujos volumétricos en la tubería actual de 4 pulgadas

Flujo Volumétrico [STB/d]	Velocidad promedio [pies/s]	Reynolds		Factor de fricción	
672	0,50	4661	Turbulento	0,0386	Ec. Colebrook
896	0,66	6215	Turbulento	0,0357	Ec. Colebrook
1344	0,99	9322	Turbulento	0,0321	Ec. Colebrook
1920	1,42	13317	Turbulento	0,0294	Ec. Colebrook
2688	1,99	18644	Turbulento	0,0272	Ec. Colebrook
3500	2,59	24276	Turbulento	0,0257	Ec. Colebrook

e) Presión ejercida por la columna de líquido. En este caso, la altura máxima alcanzada por los tanques de almacenamiento es de 2,45m, con esto, se calcula la presión ejercida por la columna de líquido en el caso de que el tanque esté completamente lleno y se le suma la presión atmosférica.

$$P_T = \rho gh + P_{atm}$$

$$P_T = 53,518 \text{ [lbm/ft}^3\text{]} * 32,2 \text{ [ft/s}^2\text{]} * 8,038 \text{ [ft]} * \frac{1 \text{ [lbf]}}{32,2 \text{ [lbm * ft/s}^2\text{]}}$$

$$* \frac{0,00694 \text{ [psi]}}{1 \text{ [lbf/ft}^2\text{]}} + 14,7 \text{ [psi]}$$

$$P_T = 17,69 \text{ [psia]}$$

- f) Caídas de presión por fricción y pérdidas menores $\Delta P_{Total} = \Delta P_{Linea\ recta} + \Delta P_{accesorios} + \Delta P_{altura}$

Tabla E4. Valores de la caída de presión en el Escenario 1.

Flujo volumétrico [BOPD]	Velocidad promedio [pies/s]	$\Delta P_{tubería}^*$ [psi]	$L_{equivalente\ accesorios}^{**}$ [pies]	$\Delta P_{Accesorios}$ [psi]	ΔP_{Altura} [psi]	ΔP_{Total} [psi]
672	0,50	0,0054	316,47	0,0520	1,4632	1,5206
896	0,66	0,0089	336,94	0,0909	1,4632	1,5630
1344	0,99	0,0180	366,93	0,2003	1,4632	1,6815
1920	1,42	0,0337	394,19	0,4025	1,4632	1,8994
2688	1,99	0,0611	420,41	0,7788	1,4632	2,3031
3500	2,59	0,0978	441,14	1,3086	1,4632	2,8695

Tabla E5. Pérdidas de presión en el Escenario 2.

Flujo volumétrico [BOPD]	Velocidad promedio [pies/s]	$\Delta P_{tubería}^*$ [psi]	$L_{equivalente\ accesorios}^{**}$ [pies]	$\Delta P_{Accesorios}$ [psi]	ΔP_{Altura} [psi]	ΔP_{Total} [psi]
672	4661	0,0072	98,25	0,0529	1,4632	1,5233
896	6215	0,0118	104,49	0,0924	1,4632	1,5674
1344	9322	0,0239	113,63	0,2035	1,4632	1,6906
1920	13317	0,0446	121,94	0,4085	1,4632	1,9163
2688	18644	0,0810	129,93	0,7897	1,4632	2,3339
3500	24276	0,1297	136,25	1,3260	1,4632	2,9189

Tabla E6. Pérdidas de presión en el Escenario 3.

Flujo volumétrico [BOPD]	Velocidad promedio [pies/s]	$\Delta P_{tubería}^*$ [psi]	$L_{equivalente\ accesorios}^{**}$ [pies]	$\Delta P_{Accesorios}$ [psi]	ΔP_{Altura} [psi]	ΔP_{Total} [psi]
672	4661	0,0072	98,25	0,0529	1,4632	1,5233
896	6215	0,0118	104,49	0,0924	1,4632	1,5674
1344	9322	0,0239	113,63	0,2035	1,4632	1,6906
1920	13317	0,0446	121,94	0,4085	1,4632	1,9163
2688	18644	0,0810	129,93	0,7897	1,4632	2,3339
3500	24276	0,1297	136,25	1,3260	1,4632	2,9189

Tabla E7. Pérdidas de presión en el Escenario 4.

Flujo volumétrico [BOPD]	Velocidad promedio [pies/s]	$\Delta P_{tubería}^*$ [psi]	$L_{equivalente\ accesorios}^{**}$ [pies]	$\Delta P_{Accesorios}$ [psi]	ΔP_{Altura} [psi]	ΔP_{Total} [psi]
143	992	0,0005	72,30	0,0029	1,4632	1,4666
190	1318	0,0006	87,20	0,0047	1,4632	1,4685
286	1984	0,0009	117,66	0,0096	1,4632	1,4737
408	2830	0,0026	92,42	0,0212	1,4632	1,4870
571	3961	0,0045	99,26	0,0404	1,4632	1,5082
3500	24276	0,1083	140,70	1,3693	1,4632	2,9408

Tabla E8. Pérdidas de presión en el Escenario 5.

Flujo separador general [BOPD]	Flujo del separador de prueba [BOPD]	Flujo volumétrico [BOPD]	Reynolds	ΔP Línea de confluencia [psi]	ΔP Salida Separador General [psi]	ΔP Salida Separador prueba [psi]
672	143	815	5653	2,9983	-1,47	-1,521
896	190	1086	8323	3,0055	-1,43	-1,519
1344	286	1630	17340	3,0246	-1,33	-1,515
1920	408	2328	27744	3,0580	-1,13	-1,506
2688	571	3259	42713	3,1170	-0,76	-1,491
3100	3100	6200	45085	3,4081	-0,52	-0,634

Tabla E9. Pérdidas de presión en el Escenario 6.

Flujo separador general [BOPD]	Flujo del separador de prueba [BOPD]	Flujo volumétrico [BOPD]	Reynolds	ΔP Línea de confluencia [psi]	ΔP Salida Separador General [psi]	ΔP Salida Separador prueba [psi]
672	143	815	5653	2,9992	-1,473	-1,521
896	190	1086	8323	3,0069	-1,434	-1,520
1344	286	1630	17340	3,0276	-1,326	-1,515
1920	408	2328	27744	3,0635	-1,125	-1,507
2688	571	3259	42713	3,1271	-0,751	-1,491
3100	3100	6200	45085	3,4403	-0,501	-0,637

E.2. SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO

a) Cálculo de la velocidad del gas V_g alcanzada en una tubería.

[API RP 14E, 1991] $V_g = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d_i^2 * P}$, donde Z es el factor de compresibilidad,

Q_g el flujo de gas, T es la Temperatura, d_i el diámetro interno de la tubería y P la presión.

b) Cálculo de las pérdidas de presión utilizando la ecuación de Weymouth, que se muestra en el Anexo C.

E.3. SISTEMA DE TRANSFERENCIA HACIA LA ESTACIÓN 7

a) Cálculo de la caída de presión utilizando la ecuación de Darcy para las pérdidas de presión y la ecuación de Colebrook para el factor de fricción mostrado en el Anexo C.

Tabla 10E. Valores de caída de presión en el Sistema de transferencia (Oleoducto)

Línea de succión				Línea de descarga	
Desde el tanque K-01		Desde el tanque K-02			
Flujo [BPH]	Caída de presión [psi]	Flujo [BPH]	Caída de presión [psi]	Flujo [BPH]	Caída de presión [psi]
152	1,1194	152	1,3432	152	194
173	1,1905	173	1,4729	173	204
214	1,3508	214	1,7652	214	227
230	1,4209	230	1,8931	230	237
285	1,6941	285	2,3914	285	360
320	1,8936	320	2,7551	320	458
350	2,0801	350	3,0954	350	550
405	2,4619	405	3,7916	405	735