

**CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS CRITICOS DE ALTO Y BAJO
EMPAQUETAMIENTO EN UN TRAMO DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSPORTE DE GAS EN LOS LLANOS ORIENTALES MEDIANTE SIMULACIÓN**

DAVID MOSQUERA MUÑOZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2024

**CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS CRITICOS DE ALTO Y BAJO
EMPAQUETAMIENTO EN UN TRAMO DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSPORTE DE GAS EN LOS LLANOS ORIENTALES MEDIANTE SIMULACIÓN**

DAVID MOSQUERA MUÑOZ

**Monografía en la modalidad de aplicación para optar al título de Especialista en Ingeniería
del Gas**

Director

MANUEL ENRIQUE VABARCAS SIMANCAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

BOGOTÁ D.C.

2024

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	8
ABSTRACT.....	9
INTRODUCCIÓN	10
1. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS	12
1.1. ECUACIONES DE FLUJO DE GAS	12
1.1.1. Ecuación general de flujo.....	13
1.1.2. Ecuación de Colebrook – White	13
1.1.3. Ecuación modificada de Colebrook – White	13
1.1.4. Ecuación AGA (American Gas Association)	14
1.1.5. Ecuación de Weymouth	15
1.1.6. Ecuación de Panhandle A	15
1.1.7. Ecuación de Panhandle B.....	15
1.2. DISEÑO MECÁNICO DE GASODUCTOS	16
1.2.1. Descripción de la tubería	16
1.2.2. Localidades	16
1.2.3. Diseño mecánico.....	17
1.3. CRITERIOS DE OPERACIÓN DE GASODUCTOS	18
1.3.1. Manual de operación.....	18
1.3.2. Máxima presión de operación permisible	19
1.3.3. Inspecciones	20
1.3.4. Prevención de daños	20
1.3.5. Gasificación y purga de la red	20
1.4. EMPAQUETAMIENTO	21
2. DESCRIPCIÓN DEL GASODUCTO OBJETO DE ESTUDIO	22
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	22
2.2. DIAGRAMA DEL GASODUCTO	22
2.3. INFRAESTRUCTURA AUXILIZAR.....	23
2.4. PERFIL TOPOGRÁFICO	23
2.4.1. Tramo A	24
2.4.2. Tramo B	24
2.4.3. Tramo C	25

2.4.4.	Ramal 1	26
2.4.5.	Ramal 2	26
2.4.6.	Ramal 3	27
2.4.7.	Ramal 4	27
2.4.8.	Ramal 5	28
2.4.9.	Ramal 6	28
2.4.10.	Ramal 7	29
2.4.11.	Ramal 8	29
2.4.12.	Ramal 9	30
2.4.13.	Ramal 10	30
2.4.14.	Ramal 11	31
3.	BASES DE DISEÑO Y SIMULACIÓN	32
3.1.	CARACTERIZACIÓN DEL GAS	32
3.2.	LIMITES DE OPERACIÓN.....	33
3.3.	CONDICIONES DE OPERACIÓN	34
3.4.	ESTADO MECÁNICO DE LA TUBERÍA	35
4.	SIMULACIÓN DE LOS TRAMOS ESTUDIO EN ESTADO ESTABLE Y TRANSIENTE	36
4.1.	MODELAMIENTO DE LOS TRAMOS ESTUDIO	36
4.1.1.	Perfil de presión Tramo A.....	37
4.1.2.	Perfil de presión Tramo B.....	38
4.1.3.	Perfil de presión Tramo C.....	39
4.2.	SIMULACIÓN EN ESTADO TRANSIENTE.....	40
4.2.1.	Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo A	41
4.2.2.	Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo B	42
4.2.3.	Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo C	43
4.3.	CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS.....	45
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	47
5.1.	MATRIZ COMPARATIVA DE ESCENARIOS CRÍTICOS.....	47
5.1.1.	Tramo A	49
5.1.2.	Tramo B	50
5.1.3.	Tramo C	51
	CONCLUSIONES	53

RECOMENDACIONES.....	54
BIBLIOGRAFÍA	55
ANEXO 1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO Y PRESIÓN EN LAS SALIDAS DE LOS TRAMOS A Y C	56
ANEXO 2. COMPORTAMIENTO DEL FLUJO Y PRESIÓN EN LAS SALIDAS Y ENTRADAS DE LOS TRAMOS A Y C PARA LOS ESCENARIOS CRÍTICOS DE MEDIO Y BAJO EMPAQUETAMIENTO	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del gasoducto objeto de estudio.....	23
Figura 2. Perfil Altimétrico Tramo A	24
Figura 3. Perfil Altimétrico Tramo B	25
Figura 4. Perfil Altimétrico Tramo C	25
Figura 5. Perfil Altimétrico Ramal 1	26
Figura 6. Perfil Altimétrico Ramal 2	26
Figura 7. Perfil Altimétrico Ramal 3	27
Figura 8. Perfil Altimétrico Ramal 4	27
Figura 9. Perfil Altimétrico Ramal 5	28
Figura 10. Perfil Altimétrico Ramal 6	28
Figura 11. Perfil Altimétrico Ramal 7	29
Figura 12. Perfil Altimétrico Ramal 8	29
Figura 13. Perfil Altimétrico Ramal 9	30
Figura 14. Perfil Altimétrico Ramal 10	30
Figura 15. Perfil Altimétrico Ramal 10	31
Figura 16. Modelo del tramo A.....	36
Figura 17. Modelo del tramo B.....	36
Figura 18. Modelo del tramo C.....	37
Figura 19. Perfil de presión Tramo A	38
Figura 20. Perfil de presión Tramo B	39
Figura 21. Perfil de presión Tramo C	40
Figura 22. Comportamiento del flujo y presión en la Entrada.....	41
Figura 23. Comportamiento del flujo y presión Salida 1	41
Figura 24. Comportamiento del flujo y presión Salida 2.....	42
Figura 25. Comportamiento del flujo y presión Salida 3.....	42
Figura 26. Comportamiento del flujo y presión Entrada Tramo C.....	43
Figura 27. Comportamiento del flujo y presión Salida 1 Tramo C	43
Figura 28. Comportamiento del flujo y presión Salida 2 Tramo C	44

Figura 29. Comportamiento del flujo y presión Salida 3 Tramo C	44
--	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición del gas promedio.....	32
Tabla 2. Composición normalizada de gas	33
Tabla 3. Límites de operación de los tramos estudio.....	33
Tabla 4. Condiciones iniciales de operación de los tramos estudio.....	34
Tabla 5. Escenarios críticos objeto de estudio	45
Tabla 6. Matriz comparativa de escenarios críticos en estado estable.....	48
Tabla 7. Matriz comparativa de escenarios críticos en estado transiente	49

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ecuación general de flujo.....	13
Ecuación 2. Ecuación de Colebrook – White.	13
Ecuación 3. Ecuación modificada de Colebrook – White.	14
Ecuación 4. Ecuación para zona totalmente turbulenta.	14
Ecuación 6. Ecuación de Weymouth.	15
Ecuación 7. Ecuación de Panhandle A	15
Ecuación 8. Ecuación de Panhandle B.....	15
Ecuación 9. Ecuación de diseño para presión interna.....	17

RESUMEN

TÍTULO: Caracterización de escenarios críticos de alto y bajo empaquetamiento en un tramo del sistema nacional de transporte de gas en los llanos orientales mediante simulación.

El objetivo de la presente monografía es caracterizar los escenarios críticos de alto y bajo empaquetamiento en los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte de Gas. Para ello, se utilizarán datos de altimetría y condiciones operativas reales del gasoducto, así como datos de cromatografía del gas transportado. Además, con el fin de simular estos escenarios críticos, se calibrará el simulador con las correspondientes ecuaciones de flujo y, utilizando los límites de operación del gasoducto, se procederá a realizar las simulaciones. Los resultados obtenidos se presentarán en una matriz comparativa de escenarios, acompañada de su respectivo análisis y conclusiones.

Palabras clave: Empaquetamiento, simulación, gasoductos, escenarios críticos, transporte de gas.

ABSTRACT

Title: Characterization of Critical High and Low Packing Scenarios in a Section of the National Gas Transportation System in the Eastern Plains through Simulation.

The objective of this monograph is to characterize the critical high and low packing scenarios in the pipelines of the National Gas Transportation System. To achieve this, data on topography and real operational conditions of the pipeline will be used, as well as chromatographic data of the transported gas. Furthermore, to simulate these critical scenarios, the simulator will be calibrated with the corresponding flow equations, and using the pipeline's operational limits, the simulations will be conducted. The results obtained will be presented in a comparative matrix of scenarios, accompanied by their respective analysis and conclusions.

Keywords: Packing, simulation, pipelines, critical scenarios, gas transportation.

INTRODUCCIÓN

El gas natural se ha convertido en uno de los recursos más utilizados en diversas industrias como fuente de energía. Es utilizado como combustible en centrales termoeléctricas, automóviles y como fuente de calor para sistemas de aire acondicionado o estufas a gas en los hogares. Comúnmente, el gas natural, después de ser producido en los yacimientos, separado de los demás fluidos y tratado, es transportado ya sea mediante camiones cisterna en forma de gas natural licuado (GNL) o a través de redes de gasoductos (Abraham Debebe & Mohd Amin, 2010).

Durante la fase de transporte de gas, se lleva a cabo la planificación y ejecución de actividades que, en su desarrollo, pueden afectar el flujo de gas a través de la tubería y, por lo tanto, retrasar la entrega de gas a los consumidores finales y distribuidores. Por esta razón, las empresas buscan constantemente métodos que logren disminuir los tiempos no productivos mientras se realizan trabajos en estos sistemas de transporte. Para encontrar y estudiar estos métodos, las compañías suelen hacer uso de simuladores, los cuales permiten establecer escenarios que indican los diferentes comportamientos del gasoducto. Esto les permite predecir, determinar y tomar decisiones en función de los resultados obtenidos.

Para alcanzar el objetivo, es indispensable tener un modelo de simulación ajustado a las condiciones reales del sistema, incluyendo la altura, diámetros de tuberías, presión, temperatura, ecuaciones de flujo en tubería, caracterización del gas y límites de operación. Si no se realiza este ajuste, los resultados que arrojan los escenarios de estudio analizados en las simulaciones serán alejados de la realidad, lo que provocará mayor incertidumbre a la hora de tomar decisiones que puedan afectar la operación del gasoducto.

Por lo anterior, con el objetivo de caracterizar escenarios críticos de alto y bajo empaquetamiento en los tramos del sistema nacional de transporte de gas objeto de estudio, se reunirán los datos reales en los que opera el gasoducto de estudio a través de perfiles altimétricos y condiciones de operación, límites de operación y caracterización del gas que se transporta. A continuación, se consolidarán los datos y se seleccionarán las ecuaciones de flujo adecuadas. Luego, se ajustará el modelo del gasoducto objeto de estudio para evaluar finalmente los escenarios de alto y bajo empaquetamiento, comparados con el escenario inicial.

1. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS

El diseño de un gasoducto se basa fundamentalmente en el caudal, que depende principalmente de las propiedades del gas transportado, la distancia entre puntos de la tubería, la presión inicial y temperatura, y la caída de presión por fricción. A partir de estos factores, se puede estimar la caída de presión para un caudal de flujo de gas en un sistema o predecir el caudal de flujo de gas (Menon, 2005).

Para realizar varias de estas estimaciones, se utiliza la ecuación de Bernoulli a través de un balance de energía. Esta ecuación permite determinar la energía total en varios puntos de la tubería generada por la presión, velocidad de flujo, posición y elevación de la tubería por encima de un cierto datum, relacionando así variables del sistema como la temperatura del gas, las presiones de operación, propiedades del fluido, longitud de la tubería, área transversal de flujo, eficiencia del sistema y factor de fricción.

A partir de esta ecuación, varias fórmulas han sido desarrolladas para predecir el desempeño del gasoducto, con el fin de relacionar las propiedades mencionadas anteriormente.

1.1. ECUACIONES DE FLUJO DE GAS

Existen varias ecuaciones que se utilizan para relacionar el caudal de flujo de gas con las variables mencionadas anteriormente. Estas ecuaciones presentan distintas limitaciones, aplicaciones y suposiciones. Es importante señalar que no todas estas ecuaciones son adecuadas para todas las condiciones de flujo, debido a la amplia gama de variaciones en variables como el factor de fricción y el número de Reynolds.

Por lo tanto, es fundamental evaluar cuidadosamente la ecuación que mejor se adapte a las condiciones de flujo específicas del sistema que se está diseñando, y utilizarla en los tramos de tubería que se van a simular.

1.1.1. Ecuación general de flujo

Es utilizada para flujo isotérmico en estado estable en el gasoducto y es la ecuación más básica para relacionar la caída de presión y el caudal de flujo de gas.

Ecuación 1. Ecuación general de flujo

$$Q = 77.54 \left(\frac{Tb}{Pb} \right) \left(\frac{P1^2 - P2^2}{G * Tf * L * Z * f} \right)^{0.5} * D^{2.5}$$

A partir de esta ecuación, diferentes autores realizaron diferentes ajustes para crear ecuaciones derivadas que se utilizan para ser aplicadas según su mejor ajuste en el sistema.

1.1.2. Ecuación de Colebrook – White

Esta ecuación relaciona el factor de fricción (f) con el número de Reynolds (Re), el espesor de la tubería ϵ y el diámetro interno (D). A partir de esta, se itera el factor de fricción para reemplazar en la ecuación general de flujo (Menon, 2005).

La ecuación es:

Ecuación 2. Ecuación de Colebrook – White.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{Log}_{10} \left(\frac{\epsilon}{3.7 * D} + \frac{2.51}{Re * \sqrt{f}} \right) \text{ para } Re > 4000$$

1.1.3. Ecuación modificada de Colebrook – White

Esta modificación da como resultado un factor de fricción mayor y por lo tanto un menor valor del factor de transmisión¹. Debido a esto se obtiene un caudal más ajustado por la mayor fricción y caída de presión (Menon, 2005). La ecuación modificada de Colebrook – White es:

Ecuación 3. Ecuación modificada de Colebrook – White.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{Log}_{10} \left(\frac{e}{3.7 * D} + \frac{2.825}{Re * \sqrt{f}} \right)$$

1.1.4. Ecuación AGA (American Gas Association)

Este método se calcula el factor de transmisión usando dos ecuaciones, una en la zona totalmente turbulenta y otra en la zona parcialmente turbulenta. Finalmente, el factor que de un menor resultado, es usado para el calculo del factor de fricción y finalmente, reemplazado en la ecuación general de flujo (Menon, 2005).

Ecuación 4. Ecuación para zona totalmente turbulenta.

$$F = 4 \text{Log}_{10} \left(\frac{3.7 * D}{e} \right)$$

Ecuación 5. Ecuación para zona parcialmente turbulenta.

$$F = 4 * Df * \text{Log}_{10} \left(\frac{Re}{1.4125 * Ft} \right)$$

¹ El factor de transmisión es lo contrario al factor de fricción, indica que tan difícil es mover cierta cantidad de gas a través de la tubería, es decir, es una medida directa de cuanto gas se puede transportar por medio de la tubería

1.1.5. Ecuación de Weymouth

Esta ecuación es usada para sistemas con presión alta, caudal de flujo de gas alto y diámetros de tubería grandes.

Ecuación 6. Ecuación de Weymouth.

$$Q = 433.5E \left(\frac{Tb}{Pb} \right) \left(\frac{P1^2 - e^S * P2^2}{G * Tf * Le * Z} \right)^{0.5} * D^{2.667}$$

1.1.6. Ecuación de Panhandle A

Esta ecuación fue desarrollada para utilizarse en sistemas de gas natural.

Ecuación 7. Ecuación de Panhandle A

$$Q = 435.87 * E \left(\frac{Tb}{Pb} \right)^{1.0788} \left(\frac{P1^2 - e^S * P2^2}{G^{0.8539} * Tf * Le * Z} \right)^{0.5394} * D^{2.6182}$$

1.1.7. Ecuación de Panhandle B

Esta ecuación es usada para sistemas con presión alta, caudal de flujo de gas alto y diámetros de tubería grandes, es acertada en números de Reynolds entre 4 y 40 millones.

Ecuación 8. Ecuación de Panhandle B

$$Q = 737 * E \left(\frac{Tb}{Pb} \right)^{1.02} \left(\frac{P1^2 - e^S * P2^2}{G^{0.961} * Tf * Le * Z} \right)^{0.51} * D^{2.53}$$

Otras ecuaciones son:

- Ecuación IGT (Institute of Gas Technology)
- Ecuación Spitzglass (utilizada para sistemas de transporte de gas combustible)
- Ecuación Mueller

- Ecuación Fritzsche (aplicada para sistemas de aire comprimido o gas) (Menon, 2005)

1.2. DISEÑO MECÁNICO DE GASODUCTOS

Con el fin de garantizar la resistencia mecánica de la tubería frente a los esfuerzos a los que está sometida, se deben tener en cuenta algunos parámetros de diseño de la tubería y su localización.

1.2.1. Descripción de la tubería

Para el diseño de la tubería se usan diferentes formas para describir los parámetros de esta, una forma puede comenzar por el material, seguido por el diámetro y el número de Schedule, espesor de la pared, proceso de fabricación, forma de los extremos y la norma, o enunciar la norma, grado, espesor de pared y forma de los extremos.

Algunos ejemplos pueden ser:

- Tubería de acero al carbón, 20”, 0,375, ERW, extremos biselados, API 5L 65
- Tubería API 5L 65, 20”, 0,375, ERW, extremos biselados

Las tuberías más utilizadas en los sistemas de transporte de gas generalmente son bajo las especificaciones API 5L y API 5LX.(Menon, 2005)

1.2.2. Localidades

Por medio de la localidad se puede evaluar el grado de exposición al daño que tendrá un sistema de transporte de gas por medio de la determinación de los índices de densidad poblacional. Para determinar estos índices se debe emplear la siguiente metodología:

Para determinar la localidad, se realiza un conteo en una sección unitaria de 1600 metros de largo a lo largo del eje del gasoducto. Dentro de esta área, se realiza un conteo de de la cantidad de edificaciones y con esto se determina un nivel de densidad poblacional(*Norma Técnica Colombiana 3728, 2018*).

Es así como, según esta metodología, las localidades se clasifican en:

- **Localidad clase 1:** Cuando en la sección de 1600 metros de longitud se tienen diez (10) o menos edificaciones destinadas a ocupación humana.
- **Localidad clase 2:** Cuando en la sección de 1600 metros de longitud se tienen más de diez (10) edificaciones, pero menos de cuarenta y seis (46) edificaciones destinadas a ocupación humana
- **Localidad clase 3:** Cuando en la sección de 1600 metros de longitud se tienen cuarenta y seis (46) o más edificaciones destinadas a ocupación humana.
- **Localidad clase 4:** Cuando en la sección de 1600 metros de longitud se tienen cuarenta y seis (46) o más edificaciones destinadas a ocupación humana y adicionalmente, estas edificaciones, tienen más de cuatro pisos, tráfico pesado y donde pueden haber redes de otros servicios(Norma Técnica Colombiana 3728, 2018).

1.2.3. Diseño mecánico

Como se menciona anteriormente, con el fin de garantizar la resistencia mecánica de la tubería frente a los esfuerzos a los que está sometida, se deben tener en cuenta algunos parámetros.

Entre estos parámetros encontramos, el espesor de pared, material de construcción, factores de seguridad², presión de diseño, presión de prueba y la máxima presión de operación permisible (MAOP), relacionados en la siguiente ecuación(Menon, 2005):

Ecuación 9. Ecuación de diseño para presión interna

$$P = \frac{2 * t * S * E * F * T}{D}$$

² Según la localidad, junta longitudinal y degradación por temperatura

Una vez se haya construido el gasoducto se debe probar previo a su entrada en operación, se debe realizar un ensayo de verificación de resistencia mecánica durante un periodo superior a 2 horas. Otros factores a tener en cuenta en el diseño y antes de poner en funcionamiento el sistema de transporte de gas, son el espaciamiento entre válvulas (el cual varía dependiendo de la localidad) y el tonelaje de las tuberías (para estimaciones económicas. (*Norma Técnica Colombiana 3728*, 2018)

1.3. CRITERIOS DE OPERACIÓN DE GASODUCTOS

Las compañías operadoras de redes y distribución de gas deben cumplir una serie de requisitos para llevar a cabo su labor, algunos ejemplos son, establecer manuales de operación de red, procedimientos de arranque, operación y parada de los equipos, contar con sistemas de medición, planes de contingencia, registro y análisis de fallas y accidentes, entre otros.

Algunos de los más importantes son:

1.3.1. Manual de operación

Toda empresa operadora debe tener un manual de operación y mantenimiento donde se registren:

- El procedimiento de cambio de la máxima presión de operación en caso de ser necesario
- Establecer inspecciones periódicas que garanticen que las presiones en las cuales opera el sistema sean las apropiadas para la clase de localidad donde está ubicado.
- Un instructivo donde se muestren las condiciones que puedan afectar la seguridad para uso del personal que realiza actividades de operación y mantenimiento.

1.3.2. Máxima presión de operación permisible

La máxima presión de operación permisible de una red de transporte o distribución de gas se halla dependiendo de las consideraciones de diseño del sistema y a las localidades que atraviesa el trazado. La presión de operación no puede exceder la máxima presión de operación permisible, por esto mismo, con el fin de operar el sistema de transporte de la mejor forma, se debe tener en cuenta los siguientes puntos a considerar como parte de la revisión de la máxima presión de operación permisible(*Norma Técnica Colombiana 3728, 2018*):

- Para todas las redes metálicas usadas para el transporte y distribución de gas, se deben adelantar estudios que permitan conocer las condiciones de la localidad por la cual pasa el trazado de la red.
- Si se requiere realizar un cambio de localidad, se debe determinar, la clase real de localidad, comparación entre el diseño original y lo requerido para la clase de localidad real, evaluar las condiciones físicas del tramo, nueva máxima presión real de operación, entre otros. Adicionalmente, estos cambios se deben ejecutar antes de los 18 meses.
- Para el incremento de la máxima presión de operación permisible, se debe tener en cuenta la presión de diseño, revisar las condiciones de construcción, pruebas de presión, materiales y equipos de la tubería, e inspeccionar la condición de la línea mediante inspección de fugas y revisión de los registros de mantenimiento(*Norma Técnica Colombiana 3728, 2018*).

1.3.3. Inspecciones

Es necesario llevar a cabo inspecciones periódicas en la tubería para poder tomar medidas adecuadas en caso de que se presenten fallas, fugas, corrosión, cambios en los requisitos de protección catódica u otras condiciones inusuales durante la operación del sistema. Además, es fundamental seguir el procedimiento establecido en caso de detectar alguna condición irregular o insatisfactoria en cualquier parte del sistema.

1.3.4. Prevención de daños

Con el fin de operar el sistema de manera satisfactoria, las compañías que realicen labores de transporte y distribución de gas, deben tener ciertas consideraciones para la prevención de daños por parte de terceros, estas son:

- Llevar un registro de las entidades que normalmente realizan trabajos de excavación en el área donde está ubicada la tubería, así como registro de la notificación de trabajos de excavación.
- Notificar a estas entidades la existencia, localización, tipo de señalización y condiciones de operación de la red
- Programa de capacitación al público

1.3.5. Gasificación y purga de la red

Primero, para realizar la gasificación de la tubería se debe inyectar un bache de gas inerte para desalojar el aire existente dentro de esta para posteriormente inyectar el gas combustible a transportar o distribuir en el sistema. Asimismo, se debe garantizar que al finalizar el procedimiento de gasificación no queden gases inertes o aire en el interior de la tubería.

La purga se realiza inyectando aire o un bache de gas inerte para desalojar la tubería, así como en la gasificación, se debe garantizar que al finalizar el procedimiento no queden los gases anteriormente mencionados.

Otros criterios a tener en cuenta a la hora de operar un sistema de transporte de gas son:

- Derivaciones en líneas de operación
- Procedimiento para interrupción y restablecimiento del servicio
- Planes de contingencia de acuerdo con la legislación vigente
- Odorización del gas a transportar y/o distribuir (*Norma Técnica Colombiana 3728, 2018*).

1.4. EMPAQUETAMIENTO

Conocido también como almacenamiento en tubería, se hace referencia a la cantidad de gas almacenada en el gasoducto. Es posible calcular este almacenamiento utilizando la presión y la temperatura, y varía según la cantidad de gas que fluya a través del gasoducto (Chongyuan et al., 2023). Sin embargo, es importante tener en cuenta que en un sistema de transporte de gas, los volúmenes transportados tienden a variar poco. Este almacenamiento se representa de manera más precisa al variar la presión del sistema.

2. DESCRIPCIÓN DEL GASODUCTO OBJETO DE ESTUDIO

Para llevar a cabo la simulación adecuada del tramo estudiado del sistema nacional de transporte de gas, es necesario contar con una descripción detallada de dicho tramo, incluyendo la infraestructura principal, la infraestructura auxiliar y el perfil topográfico. Estos factores serán abordados en el presente capítulo.

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

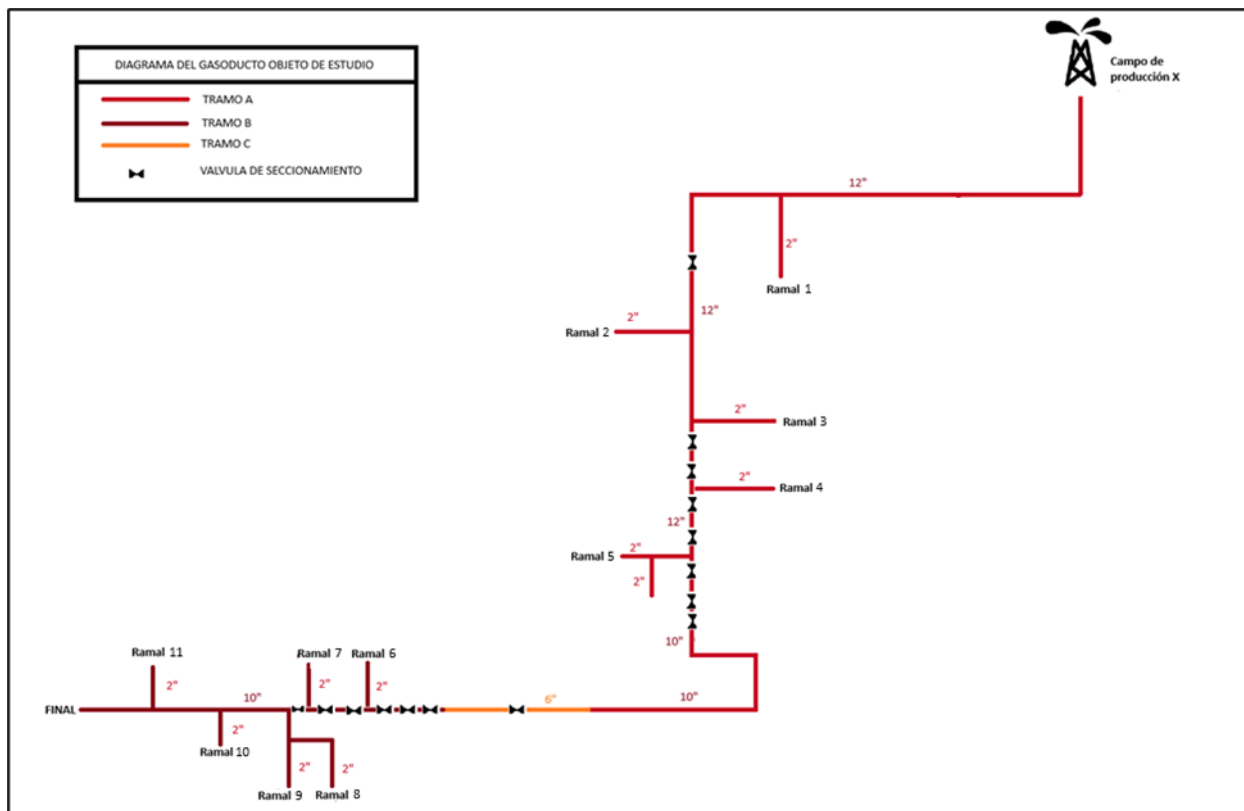
El gasoducto objeto de estudio, consiste en tres tramos de tubería, uno de 12” de diámetro y los otros dos de 10” de diámetro. Este tiene una longitud total de 268,6 kilómetros. Adicionalmente, en total cuenta con 14 ramales distribuidos en los tres tramos, todos estos con un diámetro de 2”. Este transporta el gas desde un campo de producción X, hasta un punto de entrega al final del tramo C de la tubería.

Asimismo, y con objetivo de simular adecuadamente la tubería, se considerará que esta es PIPE, SEAMLESS API 5L GR B, Schedule 80, DIMENSIONS AS PER ASME 36.10, BEVELED ENDS.

2.2. DIAGRAMA DEL GASODUCTO

La infraestructura anteriormente descrita puede ser observada en la Figura 1. Diagrama del gasoducto objeto de estudio.

Figura 1. Diagrama del gasoducto objeto de estudio.



Fuente. Elaboración propia.

2.3. INFRAESTRUCTURA AUXILIZAR

Cómo se muestra en la Figura 1, dentro del gasoducto objeto de estudio se pueden encontrar un total de 15 válvulas de seccionamiento con diámetros entre 12 y 10 pulgadas, los cuales se tomarán en cuenta para la simulación.

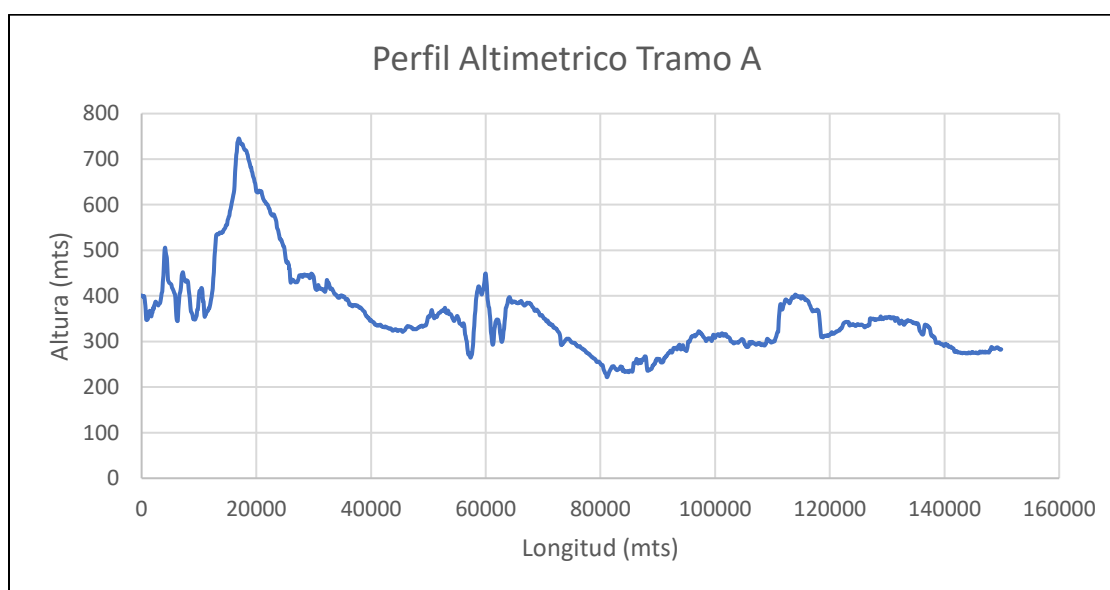
2.4. PERFIL TOPOGRÁFICO

La simulación que se va a realizar se ve afectada por los perfiles de elevación de las tuberías, los cuales son un factor importante para considerar al recopilar la información básica necesaria para establecer el modelo en estado estable del gasoducto objeto de estudio. Por esta razón, como se puede observar en las siguientes figuras, se obtuvo el perfil altimétrico de 11 ramales y 3 tramos que componen el gasoducto.

2.4.1. Tramo A

El tramo A del gasoducto, tiene una longitud de 149,9km, con elevaciones que varían desde los 220 hasta 730 metros aproximadamente.

Figura 2. Perfil Altimétrico Tramo A

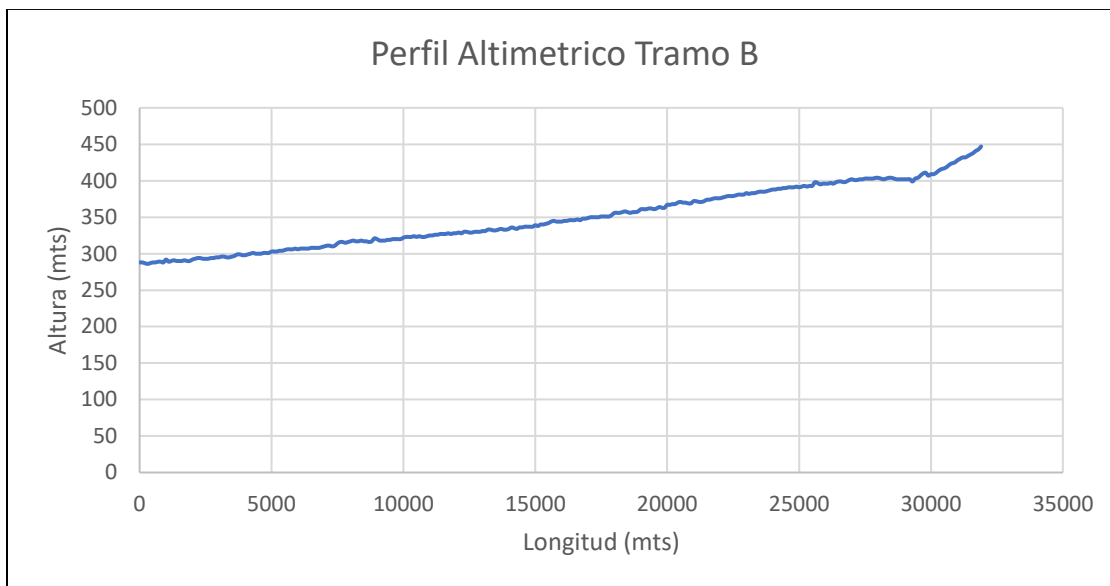


Fuente. Elaboración propia

2.4.2. Tramo B

El tramo B del gasoducto tiene una longitud de 31,9km, con elevaciones que varían desde los 290 a los 450 metros aproximadamente.

Figura 3. Perfil Altimétrico Tramo B

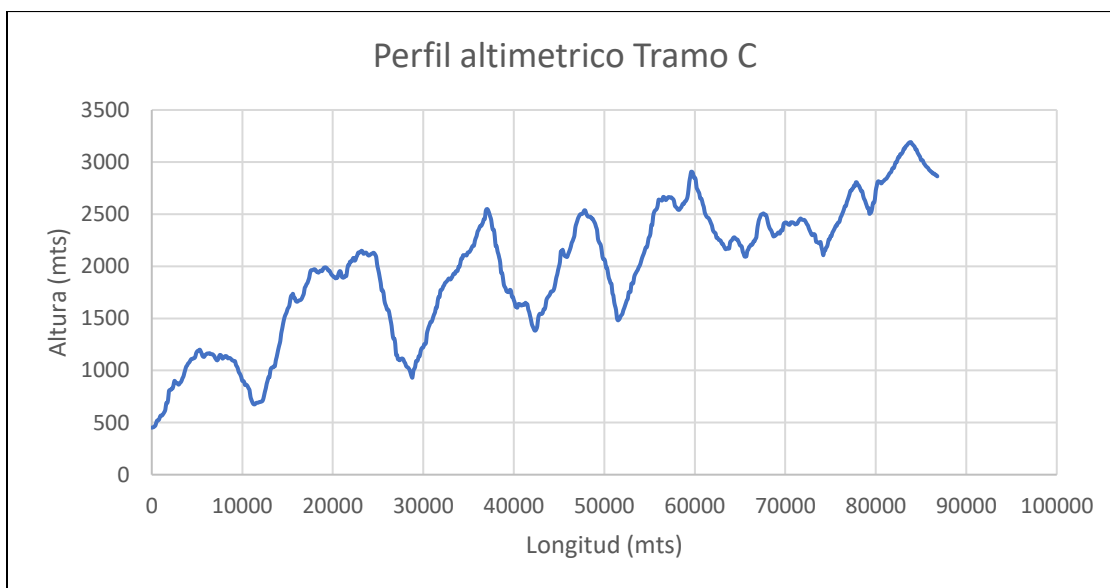


Fuente. Elaboración propia

2.4.3. Tramo C

El tramo C del gasoducto cuenta con una longitud de 86,8km, con elevaciones que varían desde los 450 a los 3150 metros aproximadamente.

Figura 4. Perfil Altimétrico Tramo C

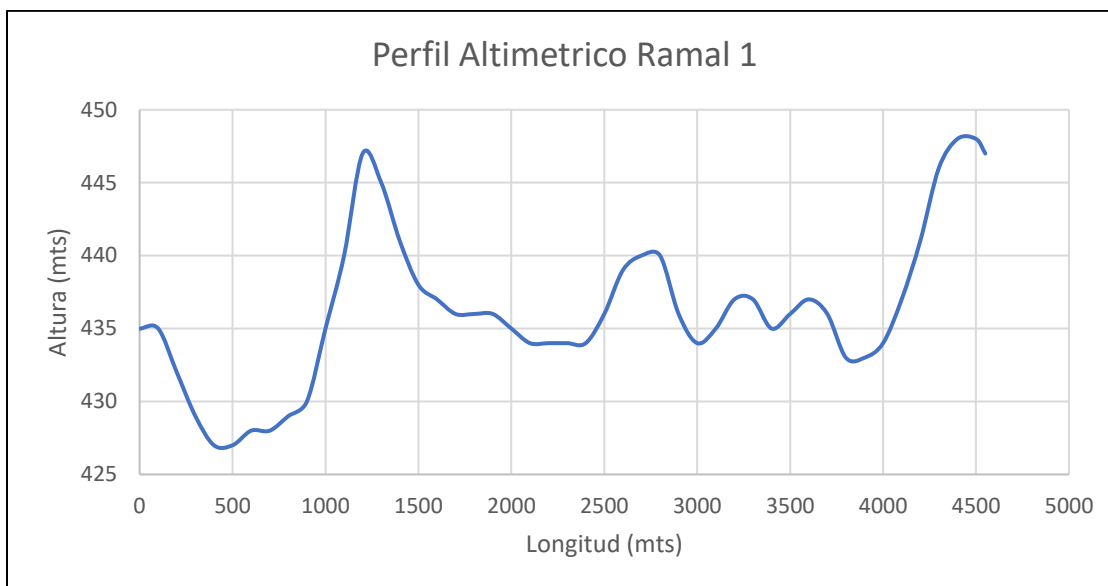


Fuente. Elaboración propia

2.4.4. Ramal 1

Con una longitud de 4,5km, tiene un promedio de elevación de 436 metros

Figura 5. Perfil Altimétrico Ramal 1

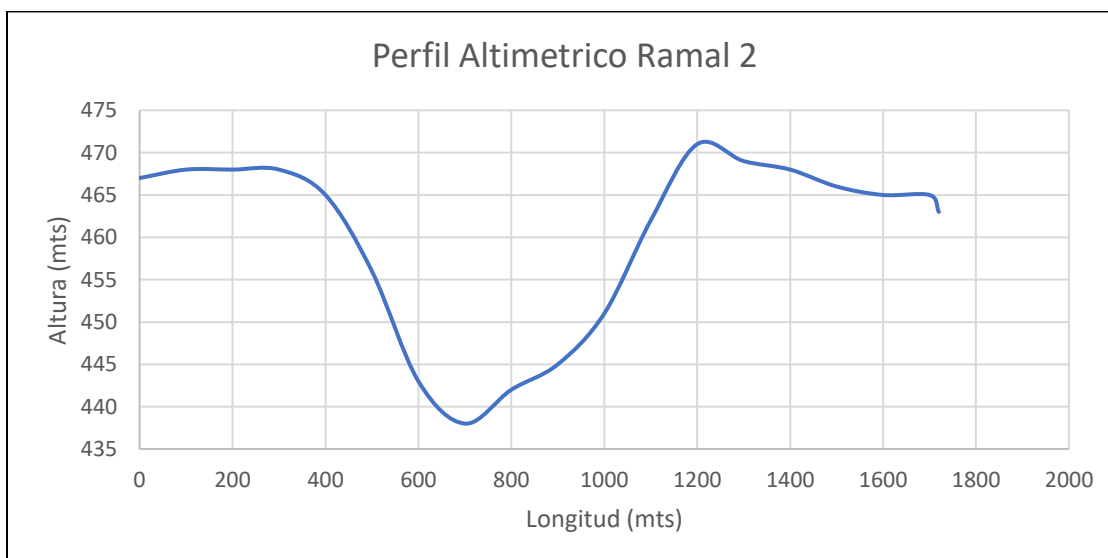


Fuente. Elaboración propia

2.4.5. Ramal 2

Con una longitud de 1,7km, tiene un promedio de elevación de 460 metros.

Figura 6. Perfil Altimétrico Ramal 2

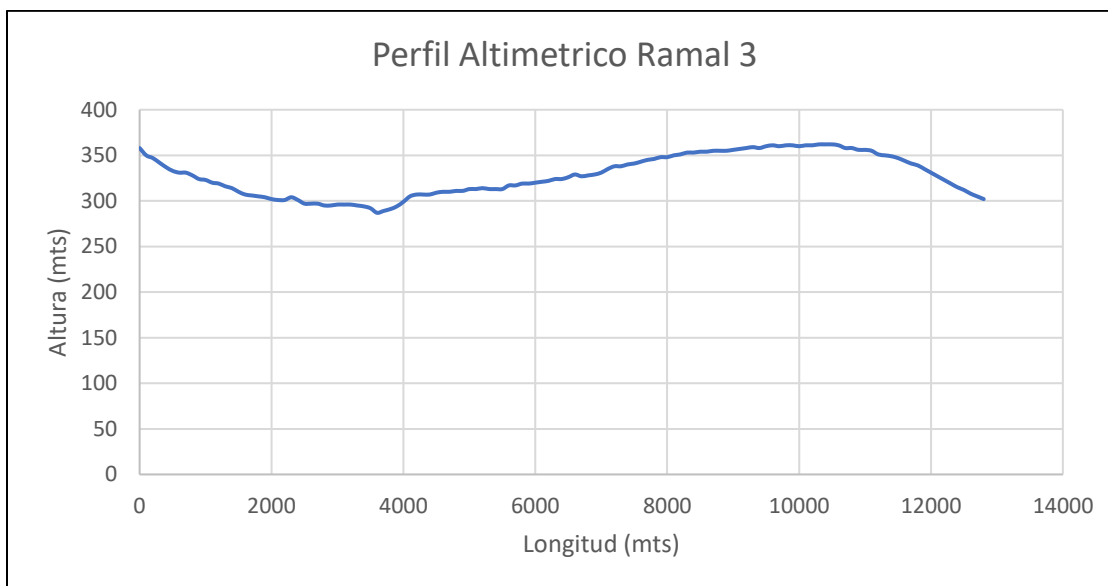


Fuente. Elaboración propia

2.4.6. Ramal 3

Con una longitud de 12,8km, tiene un promedio de elevación de 328 metros.

Figura 7. Perfil Altimétrico Ramal 3

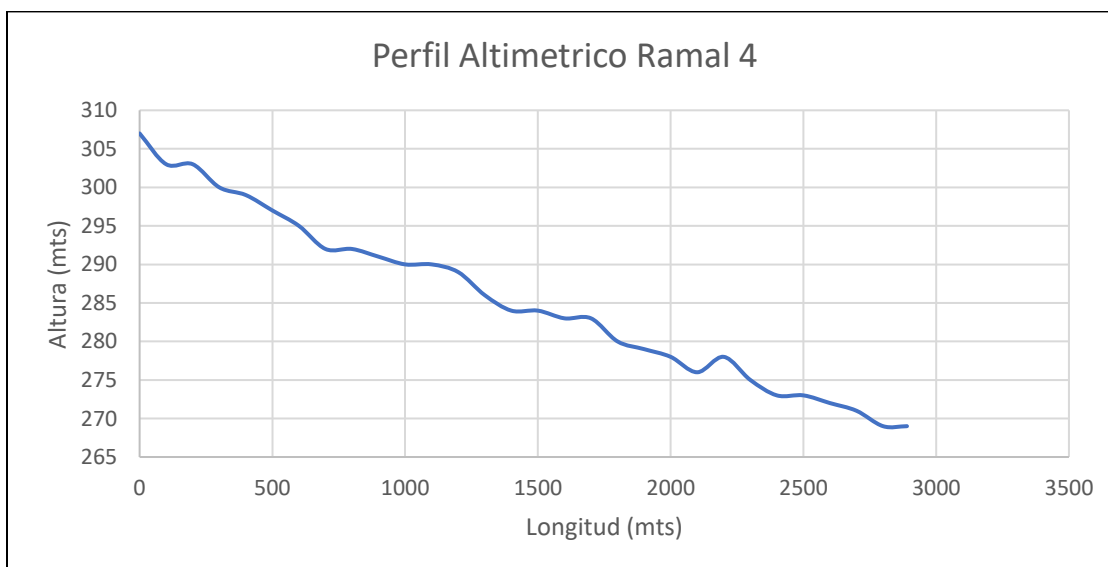


Fuente. Elaboración propia

2.4.7. Ramal 4

Con una longitud de 2,8km, tiene un promedio de elevación de 285 metros.

Figura 8. Perfil Altimétrico Ramal 4

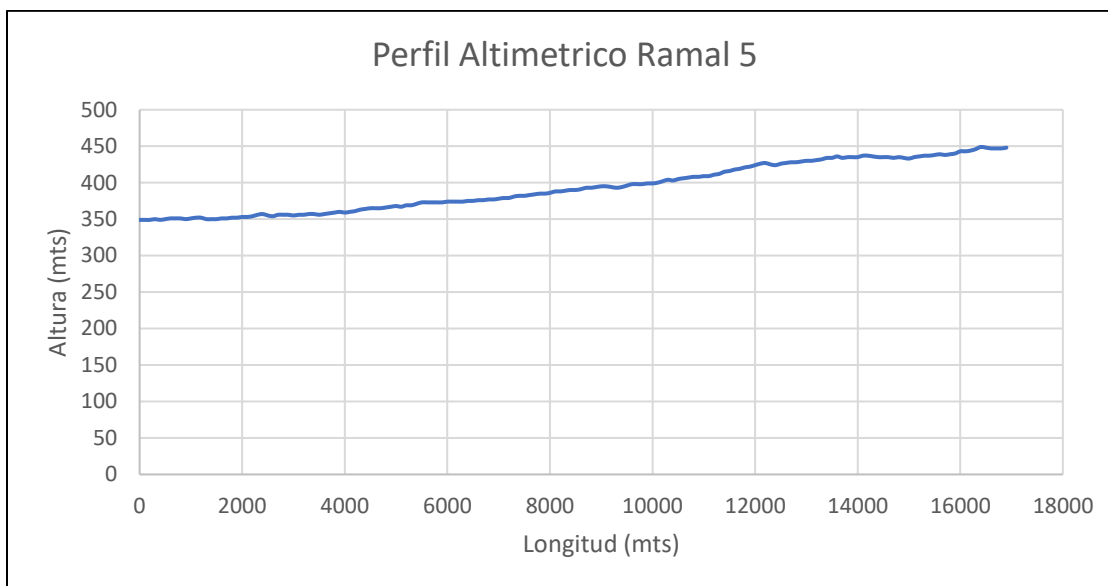


Fuente. Elaboración propia

2.4.8. Ramal 5

Con una longitud de 16,9km, tiene un promedio de elevación de 393 metros.

Figura 9. Perfil Altimétrico Ramal 5

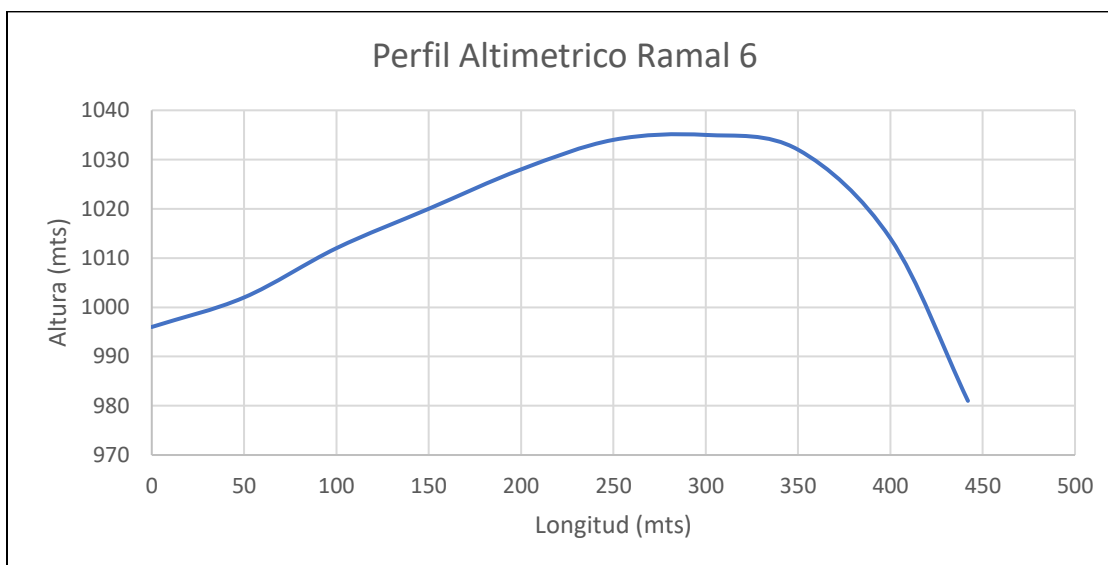


Fuente. Elaboración propia

2.4.9. Ramal 6

Con una longitud de 0,442km, tiene una elevación promedio de 1015 metros.

Figura 10. Perfil Altimétrico Ramal 6

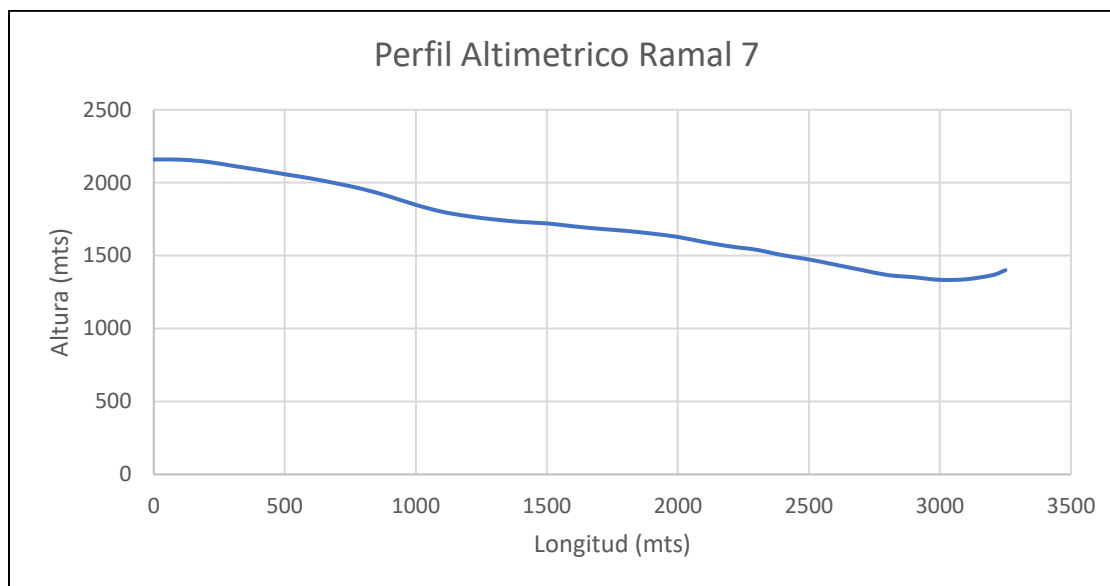


Fuente. Elaboración propia

2.4.10. Ramal 7

Con una longitud de 3,2km, tiene una elevación que varia desde los 2159 a los 1400 metros.

Figura 11. Perfil Altimétrico Ramal 7

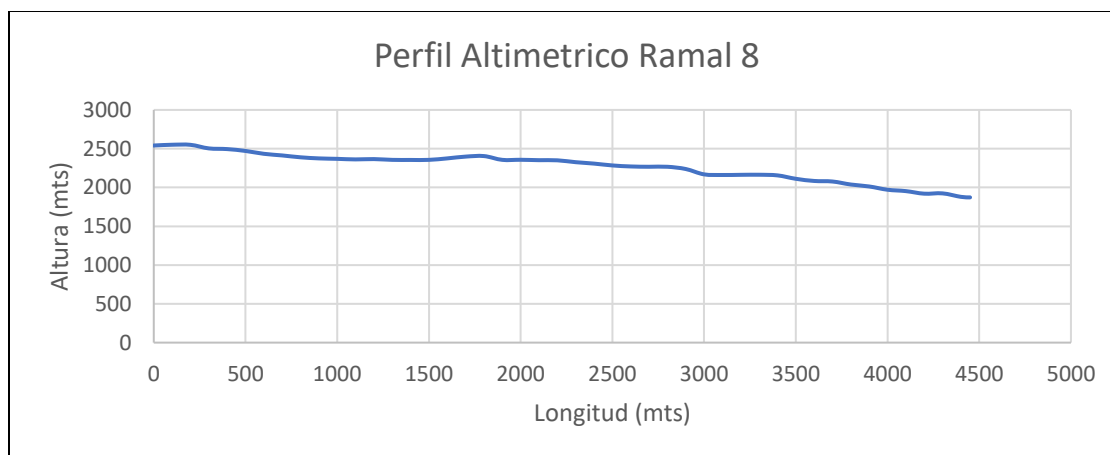


Fuente. Elaboración propia

2.4.11. Ramal 8

Con una longitud de 4,4km, tiene una elevación que varia desde los 2540 a los 1870 metros aproximadamente.

Figura 12. Perfil Altimétrico Ramal 8

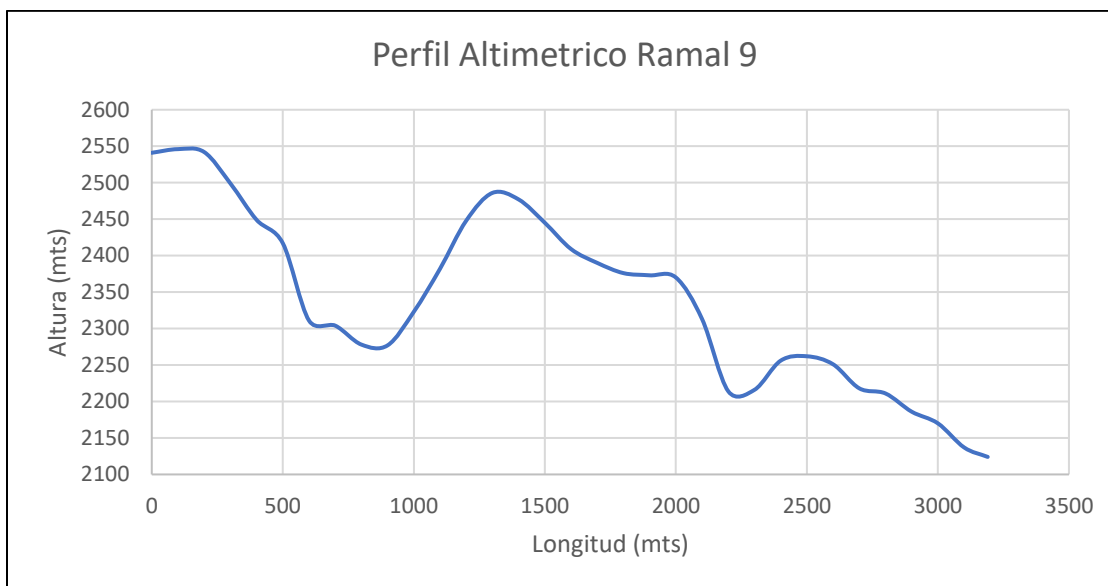


Fuente. Elaboración propia

2.4.12. Ramal 9

Con una longitud de 3,1km, tiene una elevación que varia desde los 2540 a los 2120 metros.

Figura 13. Perfil Altimétrico Ramal 9

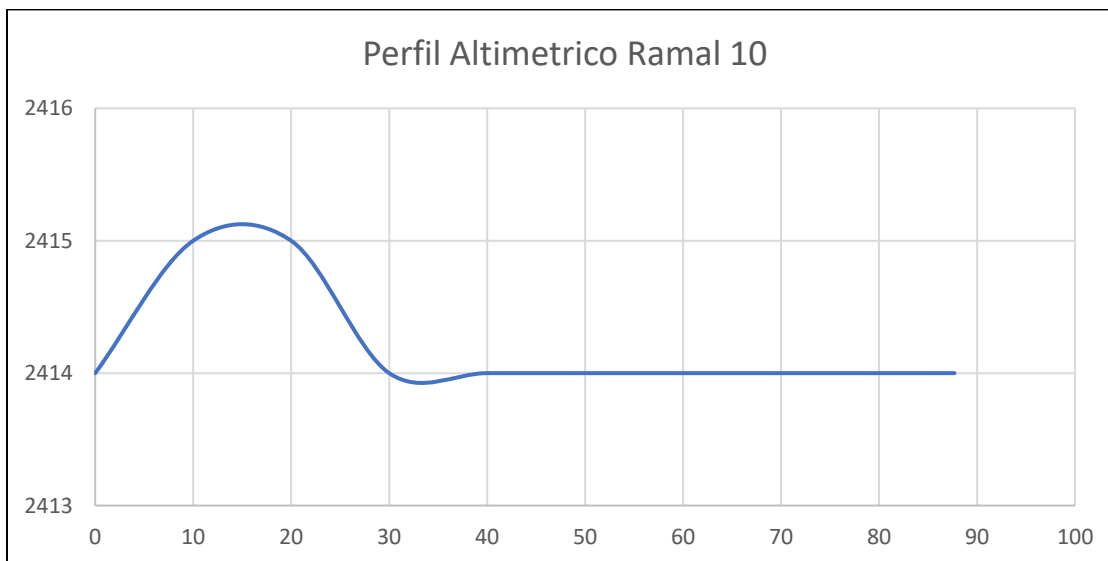


Fuente. Elaboración propia

2.4.13. Ramal 10

Con una longitud de 88 metros, tiene una elevación promedio de 2414 metros.

Figura 14. Perfil Altimétrico Ramal 10

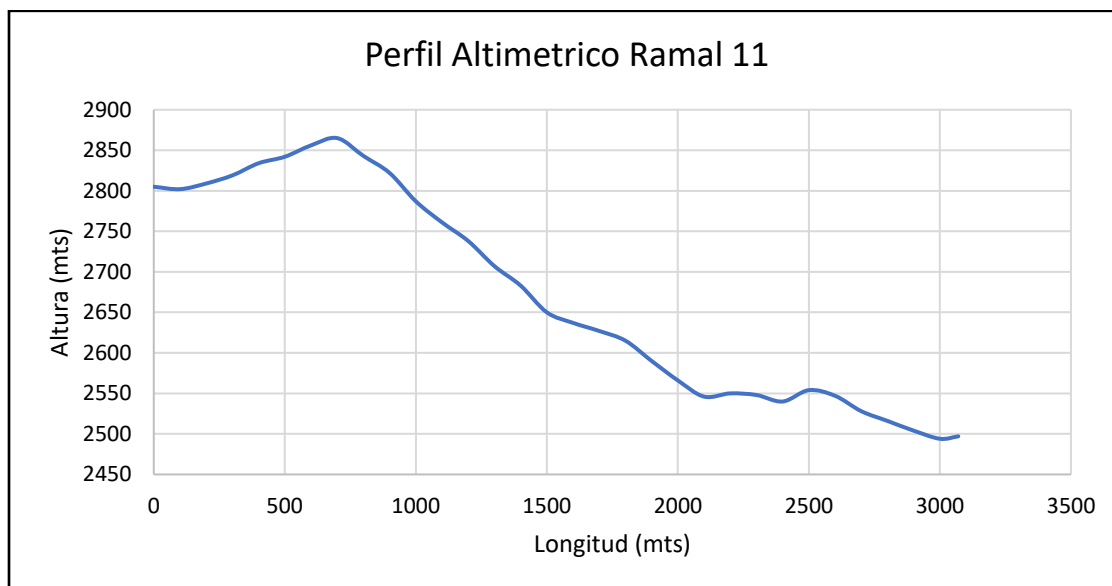


Fuente. Elaboración propia

2.4.14. Ramal 11

Con una longitud de 3,07km, tiene una elevación que varía entre 2805 metros y 2497 metros.

Figura 15. Perfil Altimétrico Ramal 10



Fuente. Elaboración propia

3. BASES DE DISEÑO Y SIMULACIÓN.

Con estos parámetros definidos, otro factor crucial al momento de simular el sistema en estado estable son las características del fluido a transportar, las condiciones operativas y los límites de operación, los cuales se definirán en el presente capítulo.

3.1. CARACTERIZACIÓN DEL GAS

Para realizar una simulación precisa del gasoducto objeto de estudio, es necesario incorporar al simulador como base de diseño las características del gas, en este caso, obtenidas mediante cromatografía.

Según la información recopilada de los últimos seis meses (hasta septiembre de 2023), se calcula un promedio de la cromatografía, y se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 1. Composición del gas promedio

Componente	Porcentaje
C1	81,949
C2	11,183
C3	3,417
nC4	0,440
iC4	0,469
nC5	0,049
iC5	0,098
C6	0,010
N2	0,499
CO2	1,885

Posteriormente, estos valores son ingresados al simulador y normalizados para obtener el siguiente resultado:

Tabla 2. Composición normalizada de gas

Componente	Porcentaje
C1	81,950
C2	11,183
C3	3,417
nC4	0,440
iC4	0,469
nC5	0,049
iC5	0,098
C6	0,010
N2	0,499
CO2	1,885

3.2. LIMITES DE OPERACIÓN

Para los tramos del gasoducto objeto de estudio se van a tener en cuenta los siguientes valores de presión y flujo de gas en miles de pies cúbicos día a través de la tubería:

Tabla 3. Límites de operación de los tramos estudio

Tramo A	
Presión máxima de operación (psig)	1200
Capacidad máxima de mediano plazo (MPCD)	70.569
Tramo B	
Presión máxima de operación (psig)	1400
Capacidad máxima de mediano plazo (MPCD)	18.197

Tramo C	
Presión máxima de operación (psig)	1400
Capacidad máxima de mediano plazo (MPCD)	18.197

3.3. CONDICIONES DE OPERACIÓN

Para los tres (3) tramos de tubería se establecieron los siguientes valores de caudal, con respecto a la presión, será encontrada al correr la primera simulación:

Tabla 4. Condiciones iniciales de operación de los tramos estudio.

Salida	Caudal (MMSCFD)	Presión máxima (psig)
Tramo A		
Entrada	49	1400
Salida 1	0,124	-
Salida 2	0,11	-
Salida 3	0	-
Salida 4	0,154	-
Salida 5	2,642	-
Salida 6	0,006	-
Salida 7	0,02	-
Salida 8	0,033	-
Salida 9	0,002	-
Salida 10	0,148	-
Salida 11	0,334	-
Salida 12	45	-
Tramo B		

Entrada	2	1400
Salida	2	-
Tramo C		
Entrada	18,197	1400
Salida 1	0,018	-
Salida 2	0,028	-
Salida 3	0,062	-
Salida 4	0,01	-
Salida 5	0,024	-
Salida 6	0,032	-
Salida 7	3,541	-

3.4. ESTADO MECÁNICO DE LA TUBERÍA

Para el estado mecánico de la tubería se asumirán las establecidas para tuberías API 5L X65 grado B SCHEDULE 80, con una rugosidad de 0,0018 pulgadas, una eficiencia del 90%, factor de arrastre 0,96.

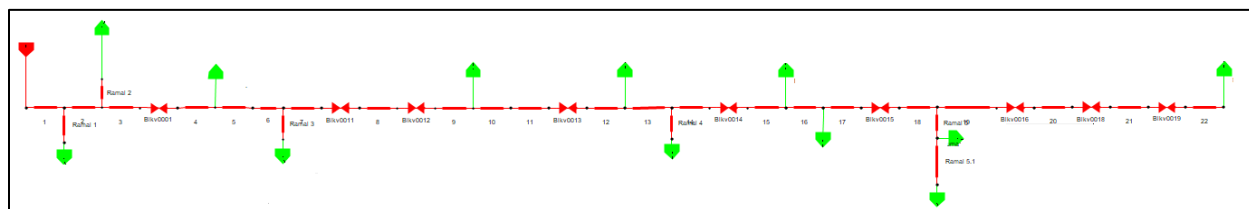
4. SIMULACIÓN DE LOS TRAMOS ESTUDIO EN ESTADO ESTABLE Y TRANSIENTE

Una vez determinadas las bases de diseño para la simulación, se procede a realizar el modelamiento de los tramos estudio.

4.1. MODELAMIENTO DE LOS TRAMOS ESTUDIO

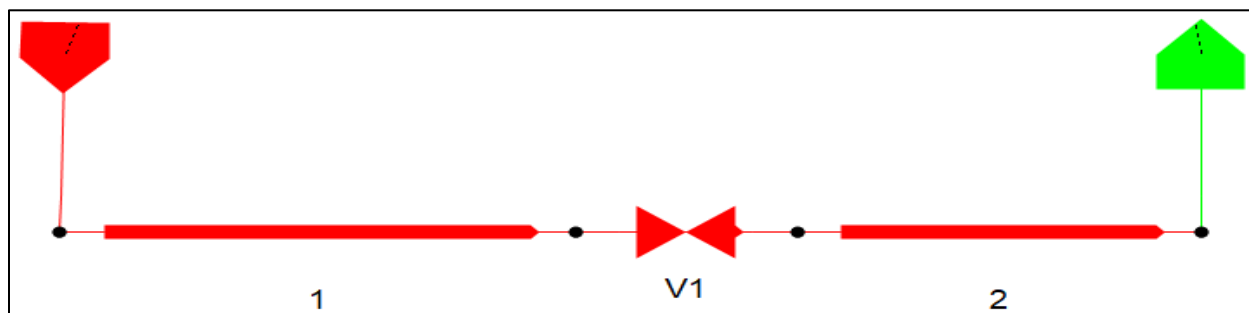
Teniendo en cuenta el diagrama inicial del gasoducto (Figura 1), se separó en tres tramos y se modelaron por aparte, teniendo en cuenta que los mismos tienen flujos distintos como se muestra en la tabla 4. El resultado de dicho modelamiento, teniendo en cuenta los distintos tramos estudio, los modelos obtenidos fueron los siguientes:

Figura 16. Modelo del tramo A



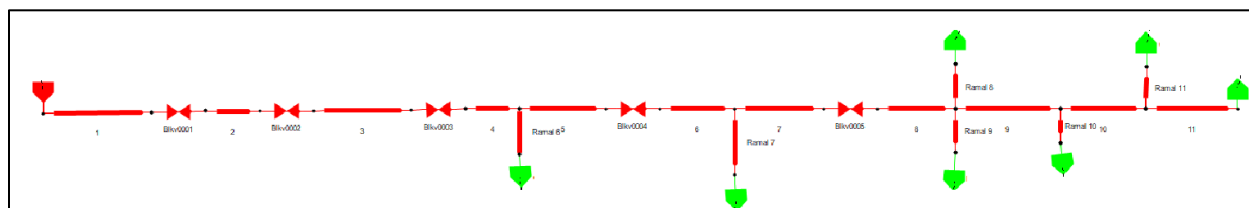
Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 17. Modelo del tramo B



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 18. Modelo del tramo C



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Para el ajuste de los modelos, y consecuentemente con la validación y compilación de los modelos, se definió la ecuación de fijó Panhandle (B), toda vez que se manejan presiones entre 1200 y 1400psig a la entrada de los tramos.

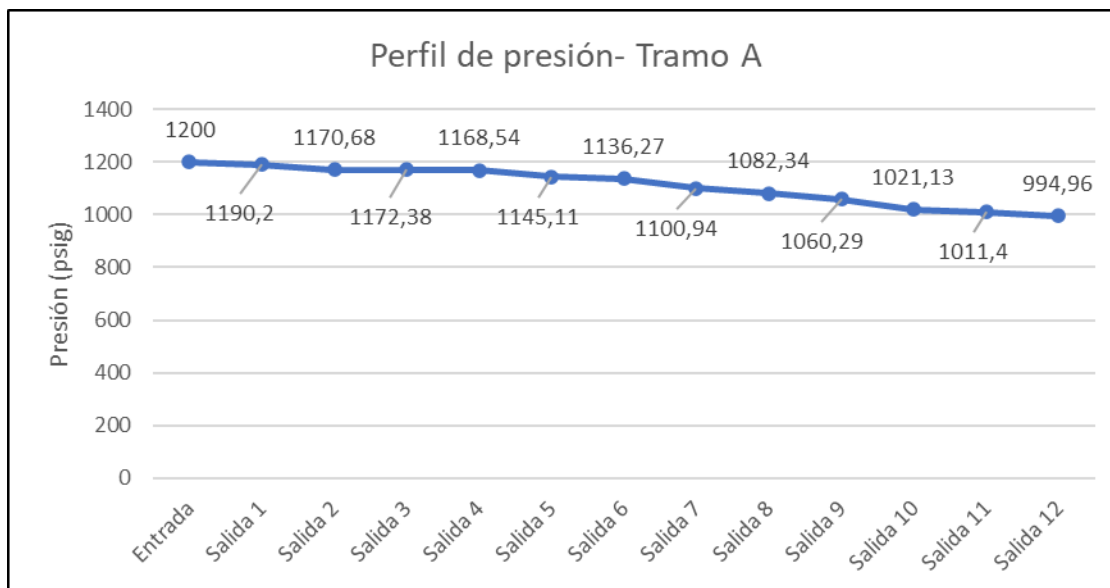
Además, es importante considerar que, para la simulación en estado estable, se ajusta el modelo de modo que se busque mantener la presión máxima en los puntos de entrada (uno en cada tramo en este caso) y mantener el caudal máximo en las salidas.

Por lo tanto, teniendo en cuenta estas consideraciones previas, se procedió a realizar la simulación en estado estable para el caso base, obteniendo los siguientes resultados en cuanto al comportamiento de la presión del sistema:

4.1.1. Perfil de presión Tramo A

Como resultado de la simulación en estado estable del caso base utilizado, se produjo el siguiente perfil de presión teniendo en cuenta la presión en los puntos de salida del tramo:

Figura 19. Perfil de presión Tramo A



Fuente. Elaboración propia

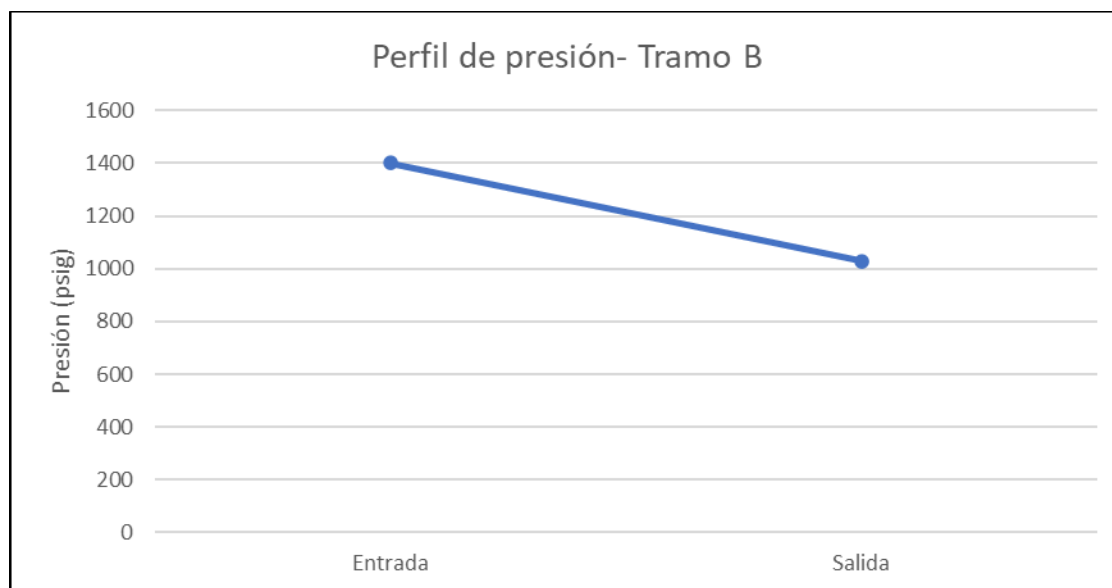
Como se puede ver demostrado en la gráfica, la presión disminuye de manera constante hasta alcanzar la última salida del tramo, en la cual la presión es de 994,96psig. Esto es un comportamiento que puede considerarse normal, teniendo en cuenta que el gas recorre una distancia aproximada de 150 kilómetros, sin embargo, no es una caída de presión significativa como para buscar realizar algún otro tipo de ajuste en el modelo.

4.1.2. Perfil de presión Tramo B

Teniendo en cuenta, que el tramo B solo corresponde a una entrada y una salida, el perfil de presión en este tramo representa la depleción de la presión en la distancia entre la entrada y la salida, teniendo en cuenta el cambio de diámetro de la tubería (6 a 2 pulgadas), resultando en una pérdida de presión de aproximadamente 370,26 psig.

El perfil resultado se muestra en la siguiente figura:

Figura 20. Perfil de presión Tramo B



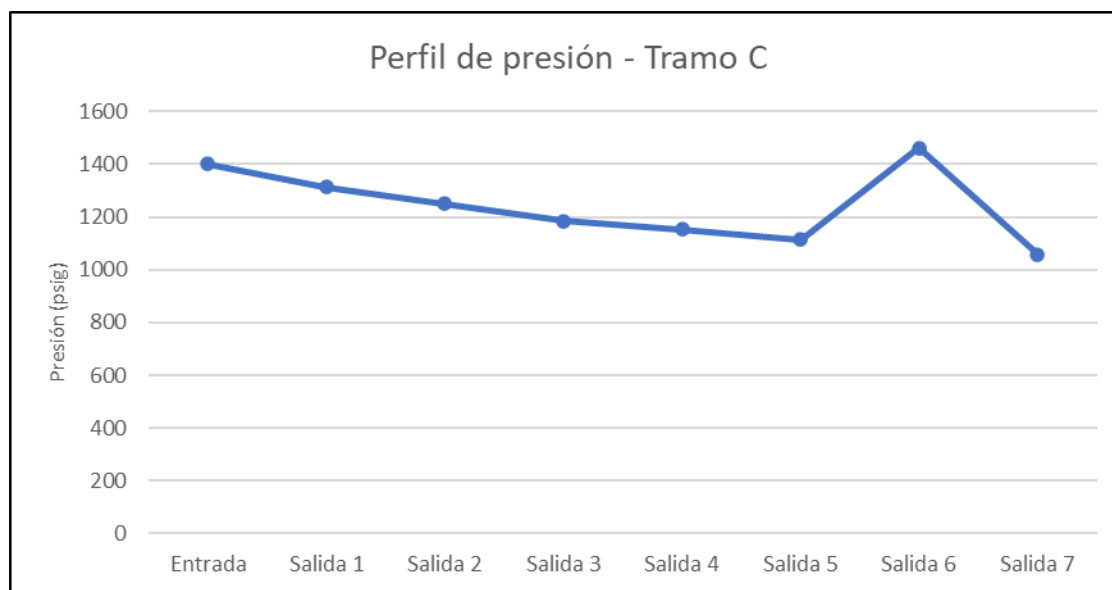
Fuente. Elaboración propia

4.1.3. Perfil de presión Tramo C

Cuando se realiza la simulación en estado estable del tramo C, se puede obtener el siguiente resultado, una vez más, demostrando la depleción de la presión a lo largo del ramo estudio. En este caso la presión presenta una caída de aproximadamente 341,77psig en un tramo de aproximadamente 86,8km y siete (7) salidas.

Esto se puede ver representado en la siguiente gráfica:

Figura 21. Perfil de presión Tramo C



Fuente. Elaboración propia

4.2. SIMULACIÓN EN ESTADO TRANSIENTE

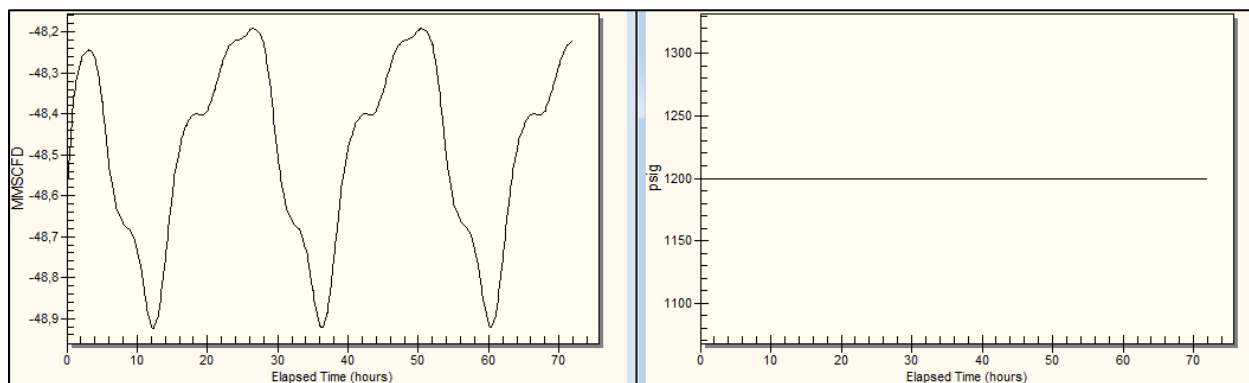
Para realizar la simulación en estado transiente de los tres tramos, se tomó la variación aproximada con el flujo inicial establecido para las entradas y salidas del sistema, y se varió en un plazo de 72 horas, representando así el flujo de gas a través del tiempo acercándose a la realidad actual del gasoducto. Asimismo, con este tipo de simulación, es posible medir el inventario total en el gasoducto, permitiendo así el cálculo del empaquetamiento para cada tramo (exceptuando el tramo B) y para cada escenario crítico definido, así como la velocidad de flujo.

Teniendo en cuenta lo anterior se obtuvieron los siguientes comportamientos de presión y caudal a través de un lapso de 72 horas en los diferentes tramos:

4.2.1. Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo A

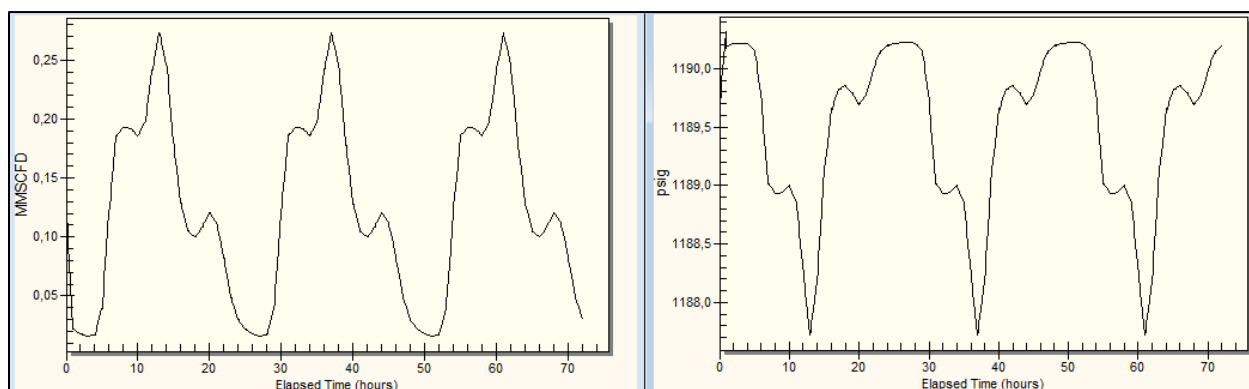
Para el caso base, la simulación en estado transiente arrojó el siguiente comportamiento para la presión y caudal a través del lapso de 72 horas para cada una de las entradas y salidas del sistema, esto se puede ver representado en las siguientes salidas y entrada del tramo (para ver el comportamiento presentado por las salidas 3 a 12 remitirse al Anexo 1).

Figura 22. Comportamiento del flujo y presión en la Entrada



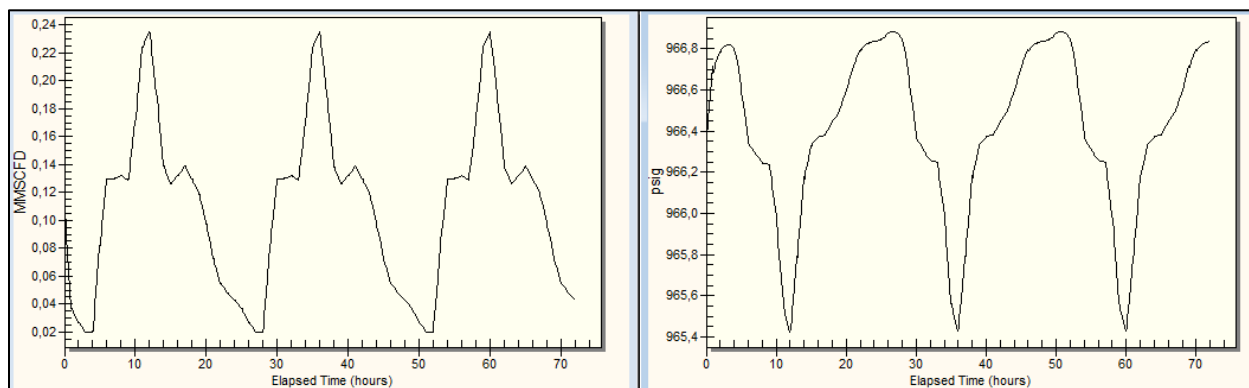
Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 23. Comportamiento del flujo y presión Salida 1



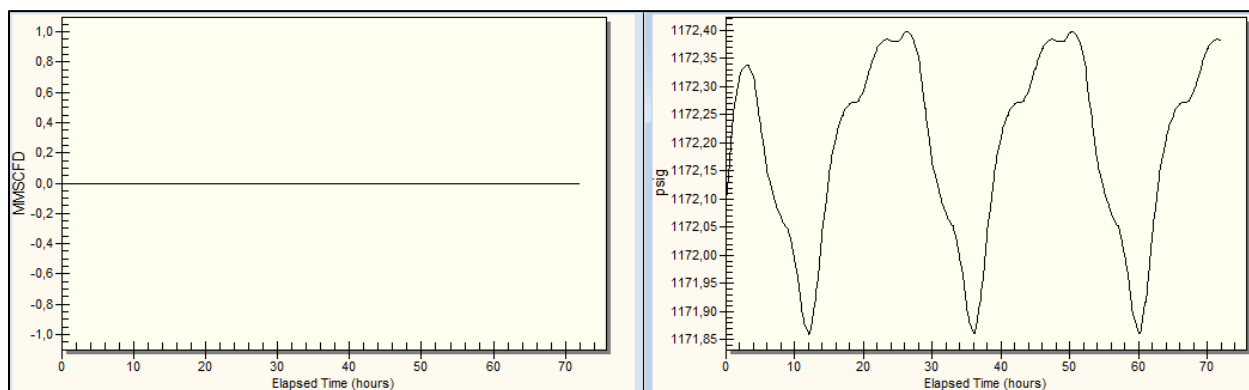
Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 24. Comportamiento del flujo y presión Salida 2



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 25. Comportamiento del flujo y presión Salida 3



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

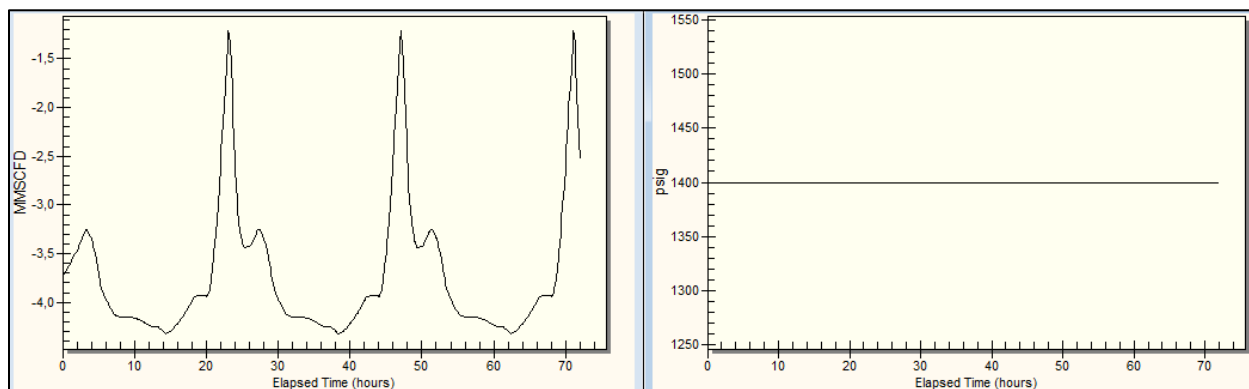
4.2.2. Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo B

Actualmente no se está produciendo un flujo a través del tramo B del sistema, por lo tanto los resultados serán analizados desde lo obtenido en la simulación en estado estable de los escenarios de alto, medio y bajo empaque.

4.2.3. Perfil de presión y flujo en estado transiente para el tramo C

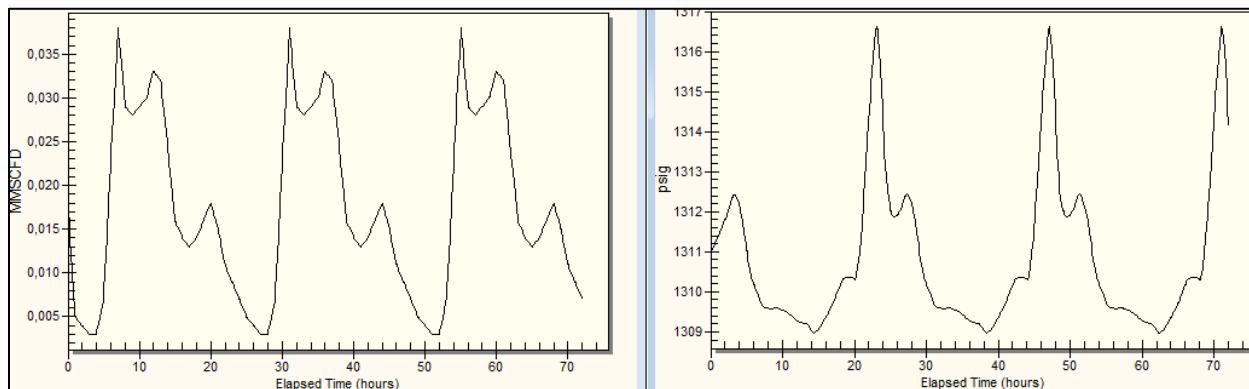
Para el caso base, la simulación en estado transiente arrojó el siguiente comportamiento para la presión y caudal a través del lapso de 72 horas para cada una de las entradas y salidas del sistema, esto se puede ver representado en las siguientes salidas y entrada del tramo (para ver el comportamiento presentado por las salidas 4 a 7 remitirse al Anexo 1).

Figura 26. Comportamiento del flujo y presión Entrada Tramo C



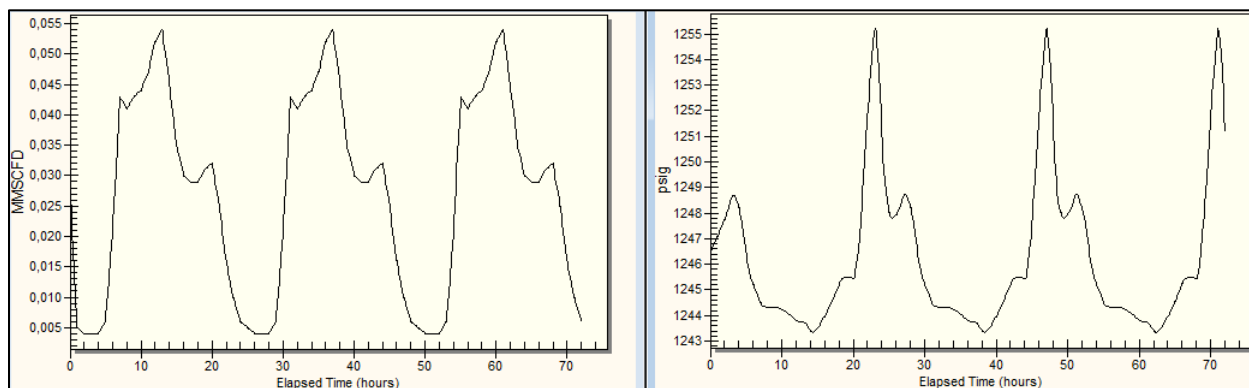
Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 27. Comportamiento del flujo y presión Salida 1 Tramo C



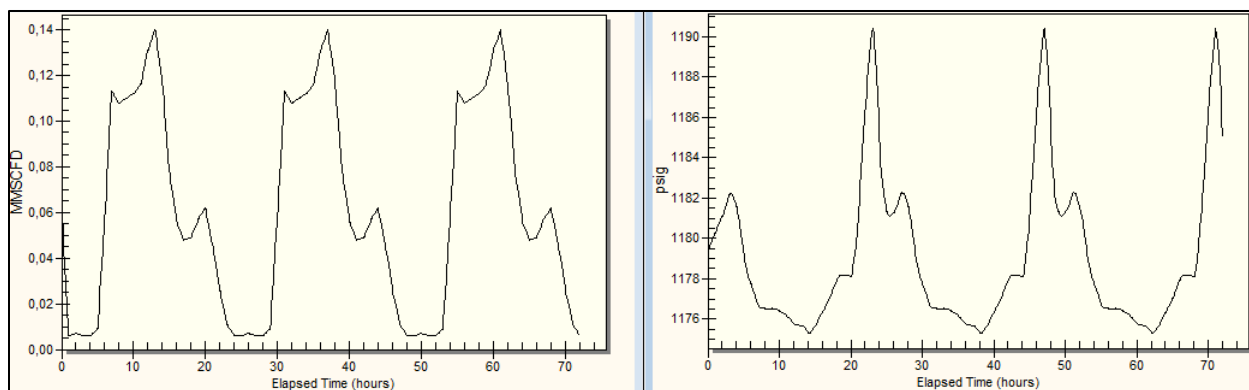
Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 28. Comportamiento del flujo y presión Salida 2 Tramo C



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Figura 29. Comportamiento del flujo y presión Salida 3 Tramo C



Fuente. Elaboración propia, software Pipeline Studio

Teniendo en cuenta los resultados presentados en las graficas 22 a 29, se puede apreciar cómo, en las horas donde hay un mayor caudal de gas se presenta también las zonas de menor presión, este comportamiento se puede ver explicado en la ecuación general de flujo, donde se muestra como el caudal es inversamente proporcional a la presión del sistema.

Adicionalmente, se puede apreciar como en los puntos de entrada a los tramos objeto de estudio y por el ajuste realizado en el simulador, el flujo vario mientras la presión se mantiene constante.

4.3. CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS

Para caracterizar los escenarios críticos de los tramos estudio, se tuvo en cuenta que, la cantidad de gas a transportar en este sistema es constante y por lo tanto, el empaquetamiento del sistema varía conforme la presión. Es por esto es por lo que ara los escenarios se establecieron los siguientes escenarios:

Tabla 5. Escenarios críticos objeto de estudio

TRAMO A	
# ESCENARIO	PRESIÓN (psig)
Alto empaque	1200
Empaque medio	1000
Bajo empaque	800
TRAMO B	
# ESCENARIO	PRESIÓN (psig)
Alto empaque	1400
Empaque medio	1100
Bajo empaque	800
TRAMO C	
# ESCENARIO	PRESIÓN (psig)
Alto empaque	1400
Empaque medio	1100
Bajo empaque	800

Teniendo en cuenta los escenarios dispuestos, se procede a realizar la simulación en estado tanto estable como transiente del gasoducto para el cálculo del inventario, dando con resultado los datos mostrados en el capítulo 4, análisis de resultados.

Cabe resaltar que, las gráficas correspondientes a la simulación en estado transiente de los escenarios de medio y bajo empaque de los tramos estudio se encuentran dispuestos en el Anexo 2, del presente proyecto.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el análisis de resultados obtenidos en la simulación en estado estable y transiente de los escenarios críticos en los tramos objeto estudio, primeramente, se realizará una matriz comparativa con los resultados obtenidos para posteriormente ser analizados en conjunto.

5.1. MATRIZ COMPARATIVA DE ESCENARIOS CRÍTICOS

Para el análisis de los escenarios críticos se diseñó una matriz que muestra el comportamiento de la presión cuando la simulación se encuentra estado estable, y el resultado del inventario total y la velocidad de flujo en tubería usando la simulación transiente de los tramos, desde donde se analizará el empaquetamiento y el flujo en cada uno de los escenarios críticos.

Cabe aclarar que, para el cálculo de los inventarios totales y velocidades promedio de flujo para los tramos A y C, se tomo la hora donde se presenta un mayor inventario en el tramo, que para estos casos es en la hora 26 y 23 respectivamente, así como la hora donde se tiene un menor inventario, siendo la hora 24 y 12 respectivamente. Estas horas coinciden con los momentos en los que fluye la menor cantidad de gas por las salidas y se registra la mayor presión en los tramos. También son las horas en las que se observa el mayor flujo de entrada a los tramos.

Tabla 6. Matriz comparativa de escenarios críticos en estado estable

TRAMO A				
CAUDAL (MMSCFD)	PUNTO	Alto Empaque (Caso Base)	Empaque Medio	Bajo Empaque
49	Presión Entrada (psig)	1200	1000	800
0,124	Presión Salida 1 (psig)	1190,2	990,5	790,19
0,11	Presión Salida 2 (psig)	1170,68	966,83	759,76
0	Presión Salida 3 (psig)	1172,38	965,92	755,55
0,154	Presión Salida 4 (psig)	1168,54	953,75	731,91
2,642	Presión Salida 5 (psig)	1145,11	933,15	712,98
0,006	Presión Salida 6 (psig)	1136,27	907,8	663,16
0,02	Presión Salida 7 (psig)	1100,94	862,31	596,98
0,033	Presión Salida 8 (psig)	1082,34	838,81	562,11
0,002	Presión Salida 9 (psig)	1060,29	815,3	531,73
0,148	Presión Salida 10 (psig)	1021,13	760,71	436,85
0,334	Presión Salida 11 (psig)	1011,4	751,38	425,2
45	Presión Salida 12 (psig)	994,96	713,51	325,45
TRAMO B				
CAUDAL (MMSCFD)	PUNTO	Alto Empaque (Caso Base)	Empaque Medio	Bajo Empaque
2	Presión Entrada (psig)	1400	1100	800
2	Presión Salida (psig)	1029,74	526,3	234,43
TRAMO C				
CAUDAL (MMSCFD)	PUNTO	Alto Empaque (Caso Base)	Empaque Medio	Bajo Empaque
18,197	Presión Entrada (psig)	1400	1100	800
0,018	Presión Salida 1 (psig)	1314,14	1034,91	753,39
0,028	Presión Salida 2 (psig)	1251,18	987,14	719,18
0,062	Presión Salida 3 (psig)	1185,05	936,92	683,25

0,01	Presión Salida 4 (psig)	1152,54	912,62	666,57
0,024	Presión Salida 5 (psig)	1114,53	883,1	644,52
0,032	Presión Salida 6 (psig)	1462,25	1139,16	815,9
3,541	Presión Salida 7 (psig)	1058,23	838,92	610,8

Tabla 7. Matriz comparativa de escenarios críticos en estado transiente

TRAMO A			
VARIABLE	Alto Empaque (Caso Base)	Empaque Medio	Bajo Empaque
Inventario total hora 26 (MMSCF)	33,083	25,142	17,311
Velocidad promedio (ft/s) hora 26	8,389	11,430	19,283
Inventario total hora 12 (MMSCF)	33,059	25,110	17,269
Velocidad promedio (ft/s) hora 12	8,414	11,460	19,375
TRAMO C			
VARIABLE	Alto Empaque (Caso Base)	Empaque Medio	Bajo Empaque
Inventario total Hora 23(MMSCF)	6,132	4,592	3,164
Velocidad promedio (ft/s) hora 26	0,615	0,875	1,384
Inventario total hora 14 (MMSCF)	6,069	4,511	3,060
Velocidad promedio (ft/s) hora 12	2,229	3,008	4,448

Entonces, de acuerdo con la matriz comparativa generada, se pueden determinar los siguientes análisis para cada tramo objeto de estudio:

5.1.1. Tramo A

De acuerdo con los resultados obtenidos tanto en la simulación en estado estable como transiente para el Tramo A, se puede apreciar como la caída de presión para el escenario de alto empaque es de 205,4 psig en total, para el escenario de empaque medio es de 286,49 y para el escenario de

bajo empaque es de 474,75. Con esto se puede afirmar que, al tratar de conservar el mismo caudal en la tubería, se pueden generar mayores caídas de presión toda vez que el sistema consume mucha más energía para poder movilizar la misma cantidad de gas.

Con respecto al empaquetamiento, se puede observar como a medida que desciende la presión utilizada para el sistema, se presenta un menor empaque, esto puede generarse debido a que, al haber menor presión en el sistema el gas se tiende a expandir ocupando más espacio en la tubería, impidiendo que se pueda almacenar más cantidad. Mientras que, en el caso del alto empaquetamiento, al estar el gas más comprimido permite un mayor almacenamiento de este en la tubería.

Adicionalmente, y como se enuncia en el inicio del análisis de los resultados, el punto donde hay un mayor inventario en la tubería, es en horas donde puede que haya menor consumo por parte de los destinatarios del gas y, por lo tanto, es el punto donde más gas se puede almacenar en la tubería. Asimismo, y en correlación con el empaque de la tubería, y teniendo en cuenta los valores obtenidos en las velocidades de flujo del Tramo A, se puede observar como cuando se presenta un menor empaque en la tubería, se da una mayor velocidad de flujo.

5.1.2. Tramo B

Como se aclara anteriormente en el proyecto, para este tramo de tubería actualmente no se tiene un flujo de gas determinado, por lo tanto, con respecto a las caídas de presión encontradas en este sistema (370,26 psig, 573,7psig y 565.57psig para los escenarios de alto, medio y bajo empaque respectivamente), se puede afirmar que, como en el anterior caso, al disminuir la presión de entrada al sistema y mantener el caudal de entrada al sistema, se requiere más energía para llevar el gas de un punto a otro del tramo estudio.

Sin embargo, en el escenario de medio empaquetamiento donde se maneja una presión media entre los escenarios críticos estudio, es donde se produce la mayor caída de presión en el sistema, esto pudo haberse generado debido a diversos factores que afectan la caída de presión dentro de la tubería, como el factor de arrastre, la disminución de diámetro en la tubería (se divide en dos tramos de 6 pulgadas pasando a otro de 2 pulgadas), rugosidad o el propio factor de fricción de la tubería. Teniendo esto en cuenta, y toda vez que en el presente proyecto no son factores que se estudien directamente, pueden causar de estudio como escenario crítico en un proyecto posterior, aunque, también puede ser resultado de la incertidumbre del modelo.

5.1.3. Tramo C

Para este tramo se presenta una caída de presiones de 341,77 psig, 261,08 psig, 189,2 psig para los escenarios de alto, medio y bajo empaquetamiento respectivamente. Esto puede deberse en parte a que, al ser un tramo más corto y con menos válvulas y ramales en comparación al tramo A, y como tal tener menos obstrucciones, puede generar una menor pérdida de presión en sistemas con bajo empaquetamiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que para la entrega al remitente puede que al usar un sistema con entrada de 800 psig de presión se encuentre muy cercano al límite mínimo de entrega al proveedor y por lo tanto generar problemas si se presenta algún tipo de irregularidad en el sistema.

Con respecto al inventario total en el sistema, tiene un comportamiento similar al del tramo A, donde se puede apreciar que, a menor presión, menor inventario total hay en la tubería y mayor es la velocidad de flujo. Sin embargo, también se puede observar que cuando se presenta un alto empaque en el Tramo C, y en las horas donde hay un inventario menos, el fluido se mueve a muy bajas velocidades, mientras que en el escenario con bajo empaque, se puede observar que esta velocidad aumenta.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el tramo C hay que considerar utilizar presiones bajas en el sistema con el fin de permitir un mejor flujo del gas a través de la tubería.

CONCLUSIONES

1. Con respecto a los escenarios críticos estudiados en el presente proyecto, es posible afirmar que al utilizar un sistema a presión alta se puede dar un mayor almacenamiento de gas en la tubería, teniendo en cuenta que este se encuentra más comprimido.
2. Tal y como se puede observar en las ecuaciones de flujo y haciendo la demostración con por medio de la simulación en estado transiente de un gasoducto, es posible afirmar que, el momento de mayor empaquetamiento del sistema donde existe una mayor presión en el mismo y a su vez, un menor caudal siendo entregado a los distribuidores finales.
3. Para el tramo A, el escenario más beneficioso es uno de alto empaquetamiento, teniendo en cuenta que en este se presenta la menor caída de gas y un mayor almacenamiento de gas en el sistema.
4. Para el tramo B, el escenario más beneficioso es el de empaquetamiento medio, toda vez que tiene una menor caída de presión y permite un almacenamiento medio de gas en el sistema. Sin embargo, la ser un modelo más simple, hay que estudiar que factores están afectando la caída de presión en el sistema y que otros factores se pueden estudiar en el mismo para determinar el comportamiento de la presión en el tramo.
5. Para el tramo C, el escenario más beneficioso teniendo en cuenta la longitud, y el numero de salidas del sistema es el escenario de alto empaquetamiento, toda vez que teniendo en cuenta el diferencial de altura entre el punto de entrada y salida de este tramo, la presión que se requiere para transportar el gas es mayor.

RECOMENDACIONES

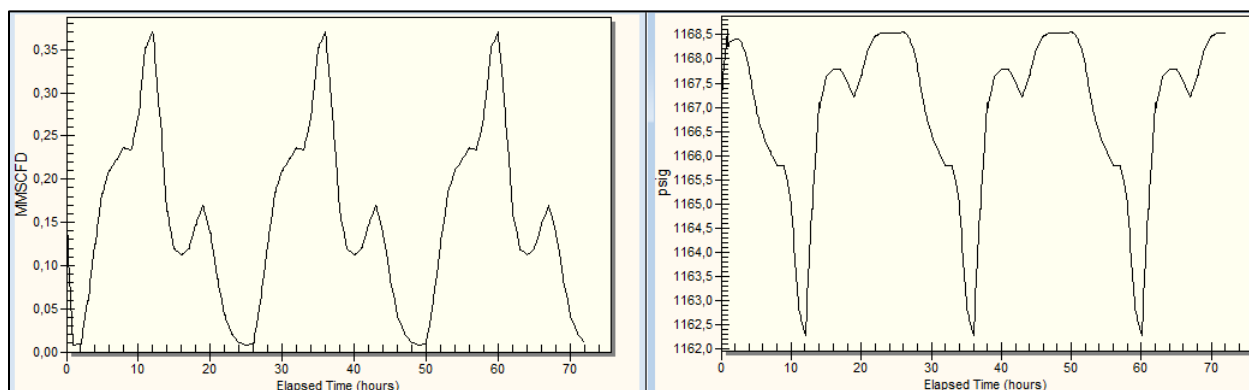
1. El presente proyecto fue diseñado para ser una llave de entrada inicial para un estudio más a fondo de escenarios críticos, el proyecto podría continuarse juntando el efecto que tiene el empaquetamiento en el sistema y otro factor como la compresión del gas, el consumo de energía, emisiones fugitivas, ajuste en la transferencia de calor a lo largo de la tubería, entre otros.
2. Por la antigüedad de la tubería, se asumió una eficiencia de esta del 90%, sin embargo, y realizando un estudio de integridad tramo a tramo de esta se podría determinar con mayor efectividad la eficiencia de la tubería, así como otros factores que pueden afectar a la simulación, como lo relacionado a pérdidas de integridad de la tubería.
3. La simulación de los tramos se podría llevar una mayor precisión teniendo los coeficientes de transferencia de calor en la tubería, así como las temperaturas en los nodos utilizados en la simulación, asegurando una mayor aproximación a la realidad, permitiendo la descripción más precisa del comportamiento del gas en la tubería.

BIBLIOGRAFÍA

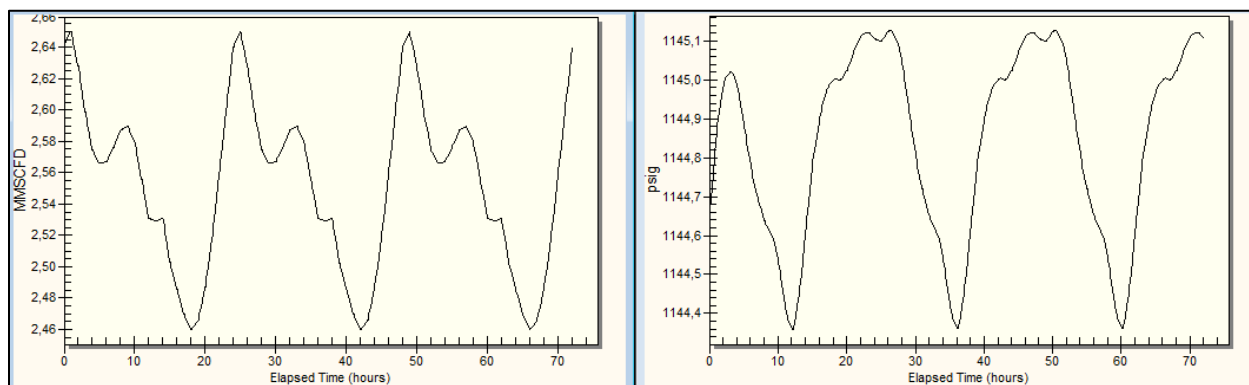
- Abraham Debebe, W., & Mohd Amin, A. M. (2010). *Simulation model for natural gas transmission pipeline network system*. 17. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2010.06.006>
- Chongyuan, S., Dengji, Z., Zheng, W., Weichao, Y., Lin, Z., Tongsheng, Chen, W., & Zhaonan, D. (2023, julio 27). *Short-term operation optimization for natural gas pipeline considering line-pack: A perspective of optimal transport*. 13.
- Menon, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*.
- Norma Técnica Colombiana 3728*. (2018). Instituto Colombiano de Normas Técnicas Internacionales y Certificación (ICONTEC).

ANEXO 1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO Y PRESIÓN EN LAS SALIDAS DE LOS TRAMOS A Y C

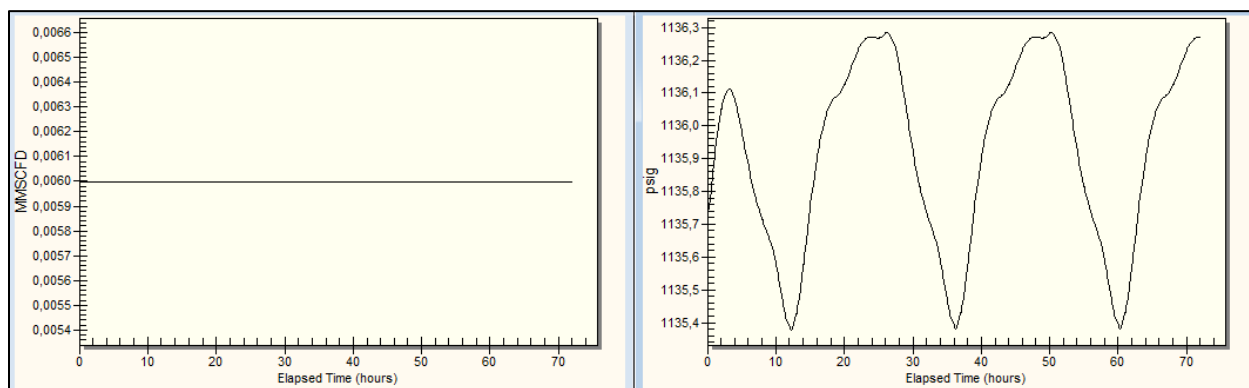
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo A



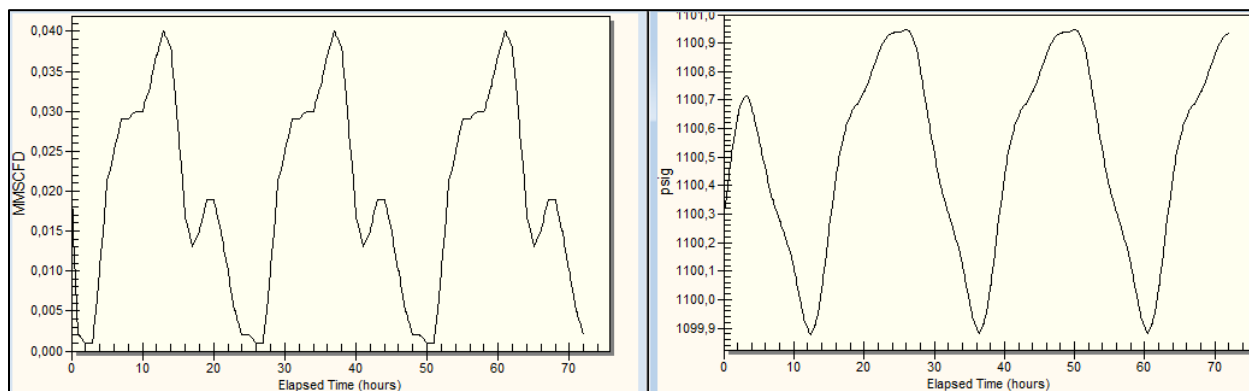
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo A



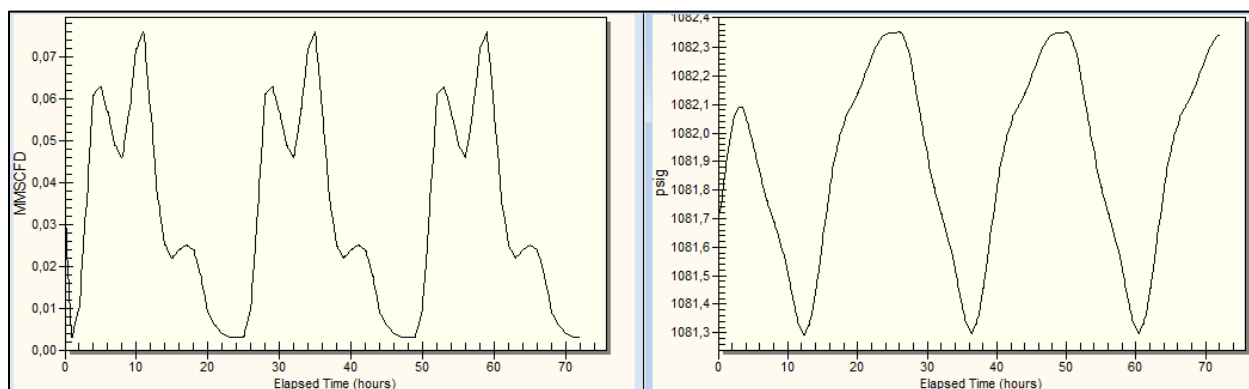
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo A



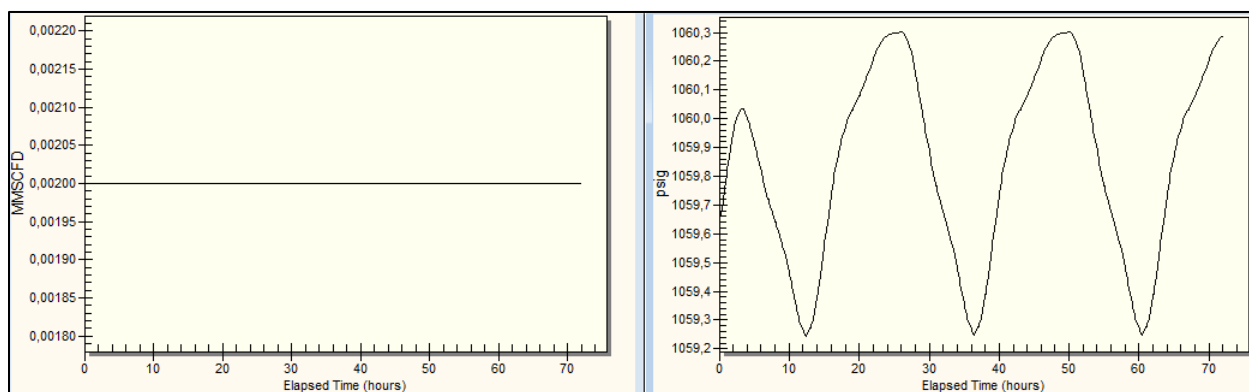
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo A



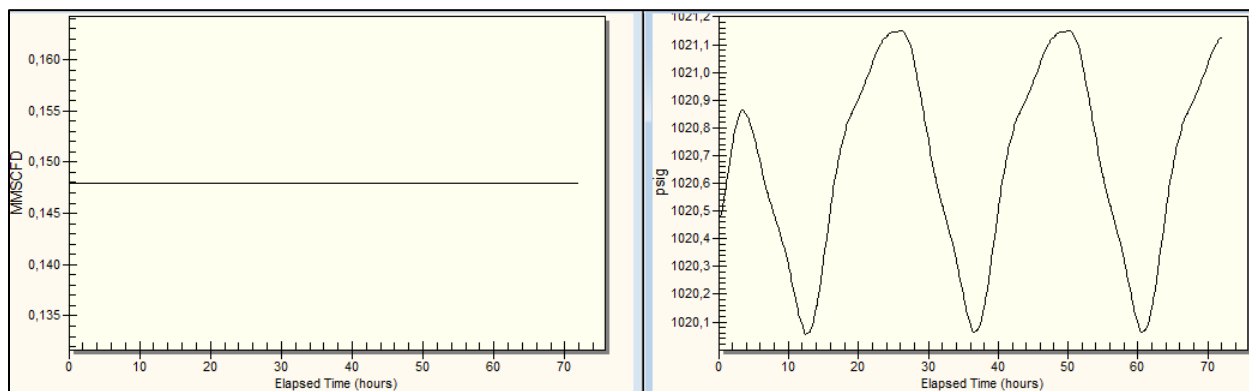
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 8 – Tramo A



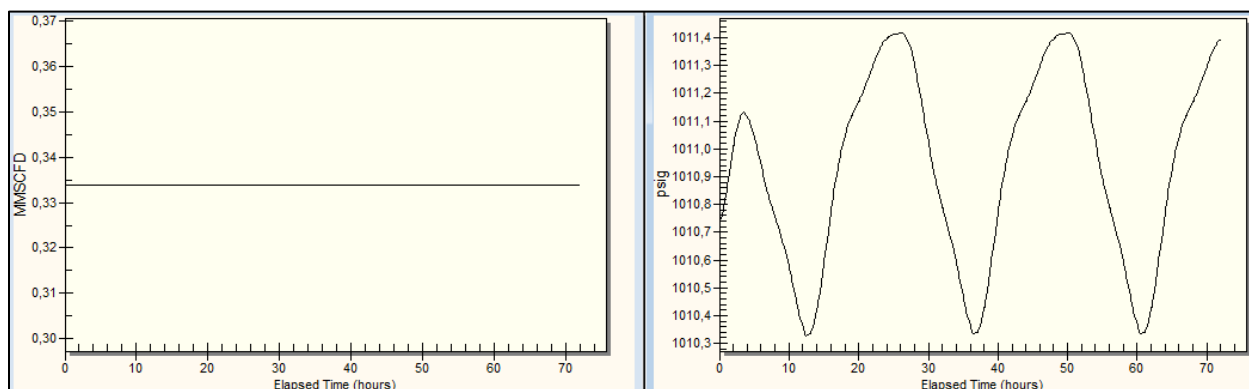
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 9 – Tramo A



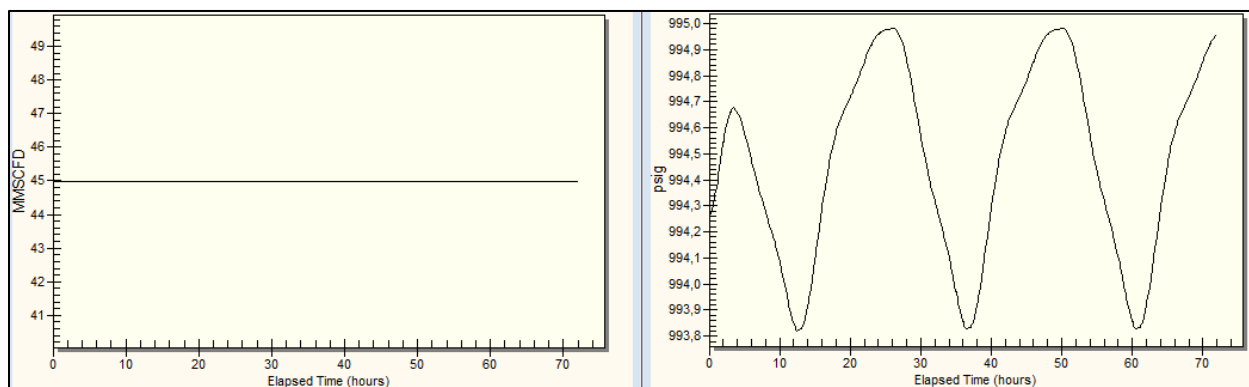
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 10 – Tramo A



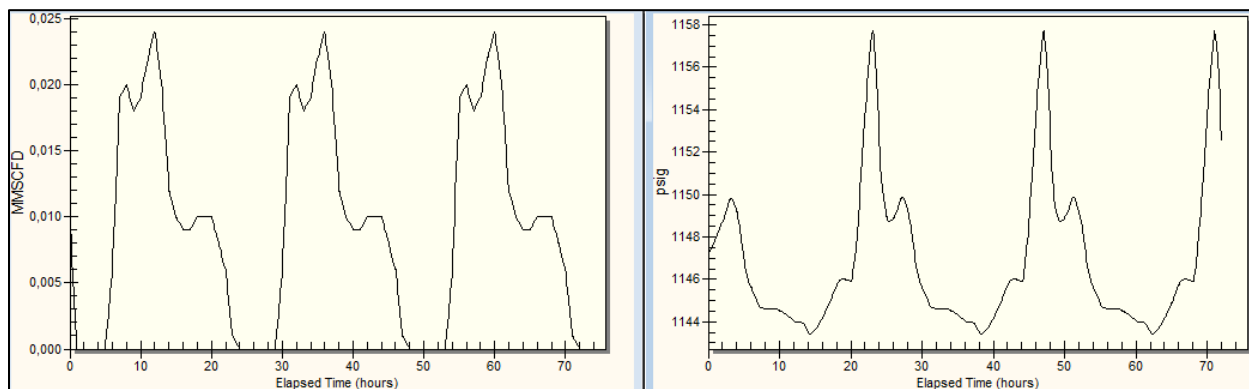
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 11 – Tramo A



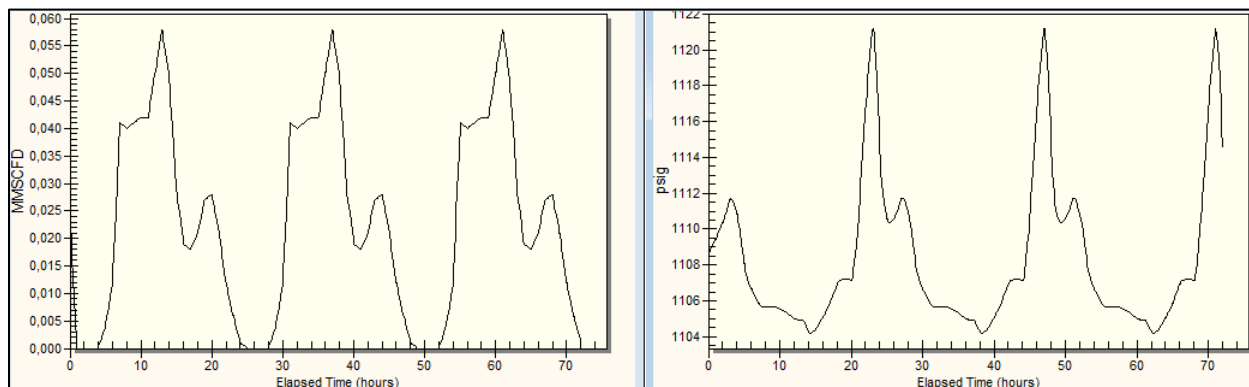
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 12 – Tramo A



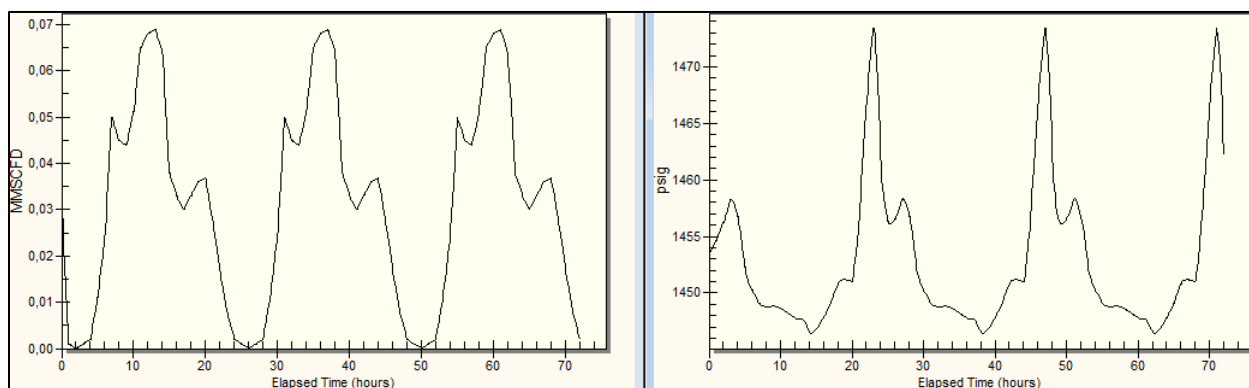
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo C



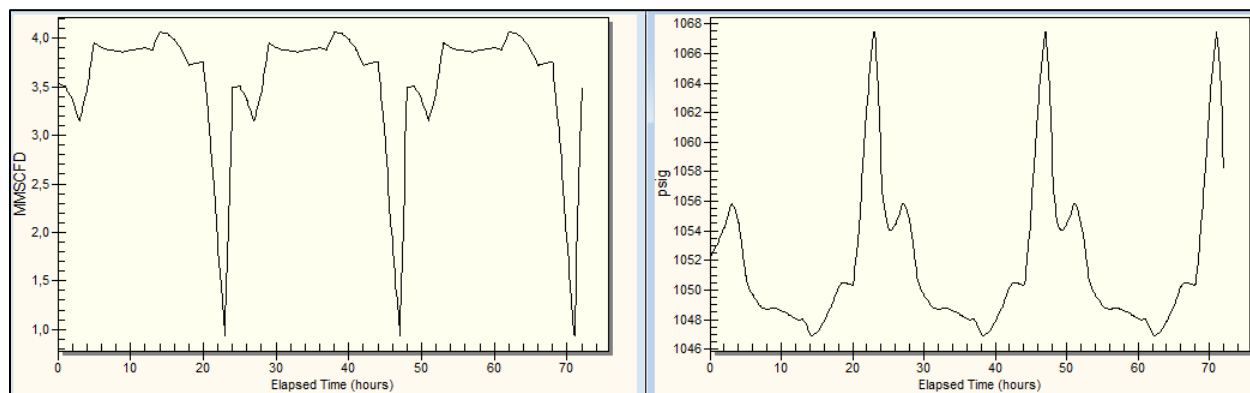
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo C



Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo C

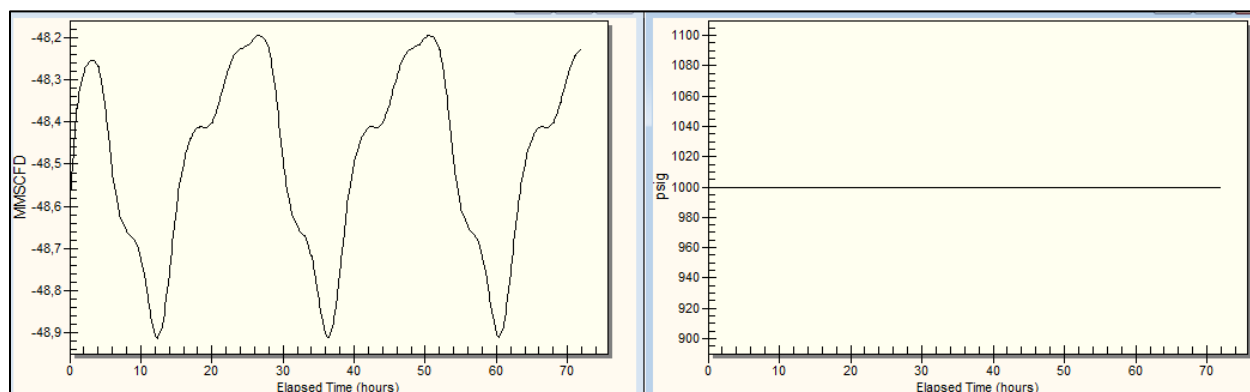


Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo C

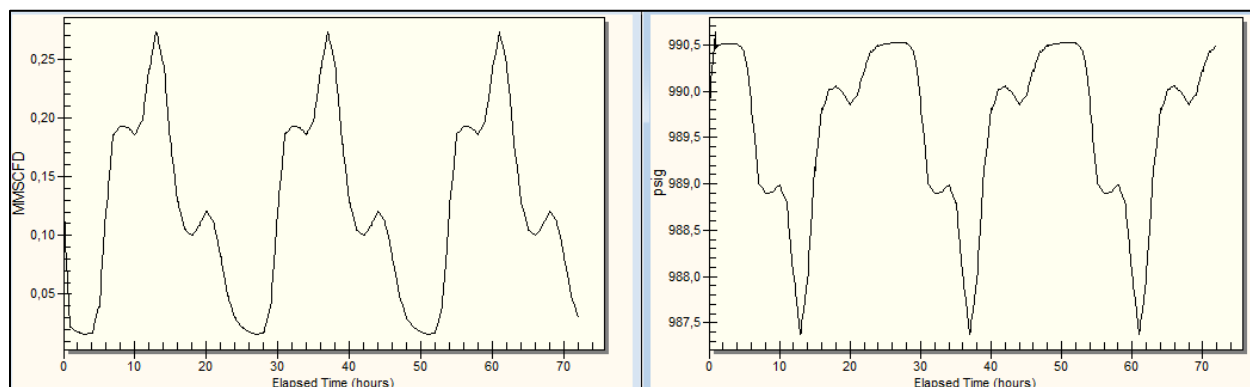


ANEXO 2. COMPORTAMIENTO DEL FLUJO Y PRESIÓN EN LAS SALIDAS Y ENTRADAS DE LOS TRAMOS A Y C PARA LOS ESCENARIOS CRÍTICOS DE MEDIO Y BAJO EMPAQUETAMIENTO

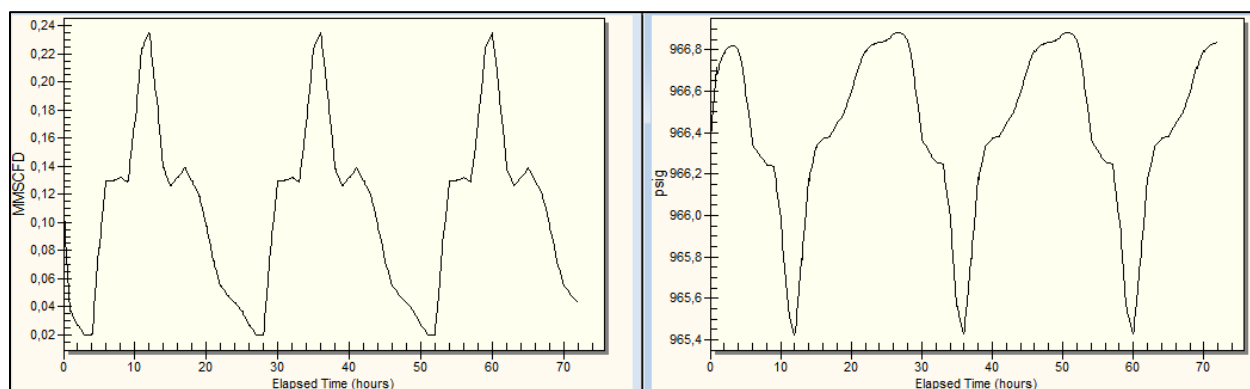
Comportamiento de flujo y presión en la Entrada – Tramo A, escenario de empaque medio



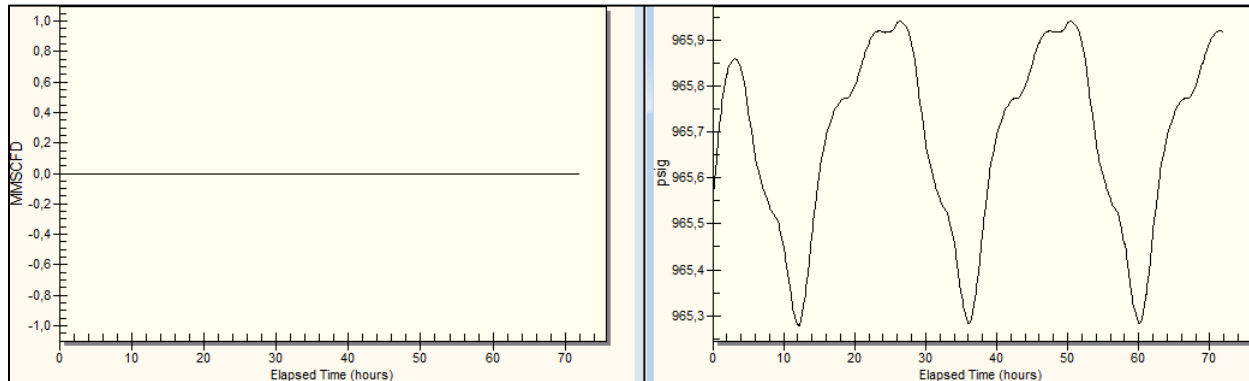
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 1 – Tramo A, escenario de empaque medio



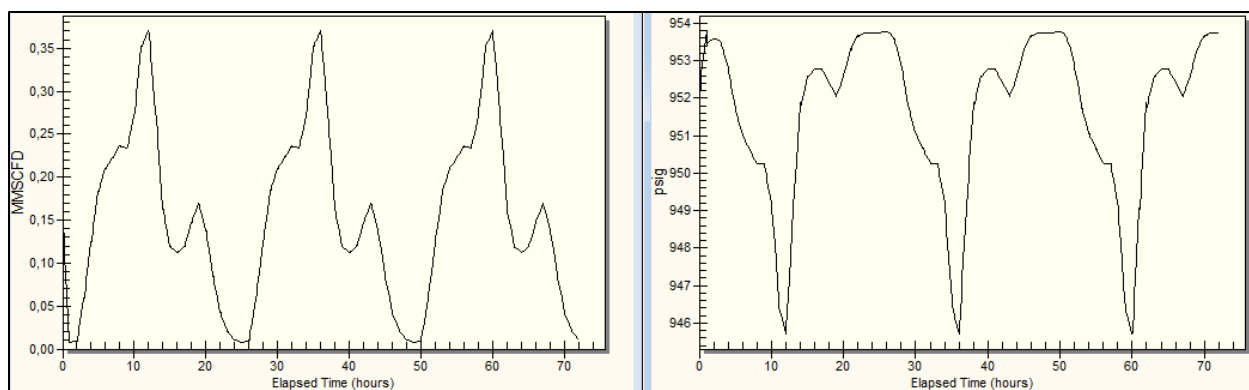
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 2 – Tramo A, escenario de empaque medio



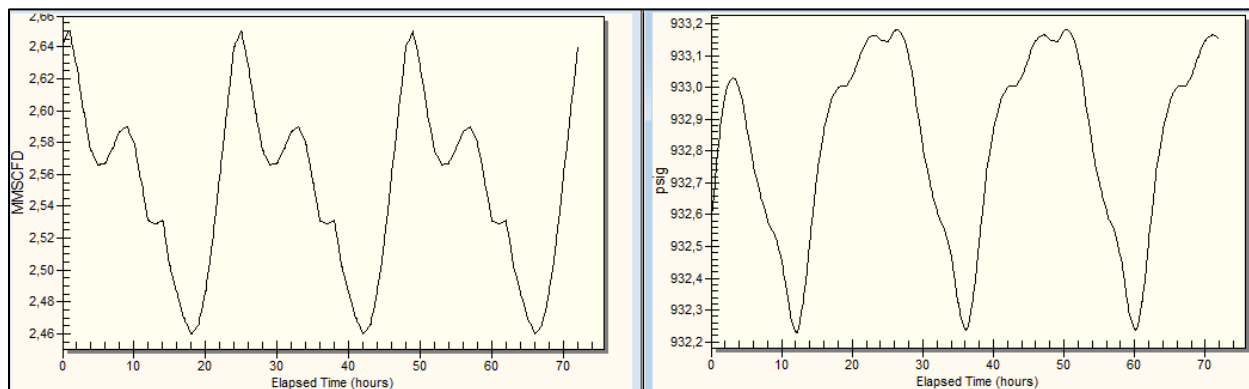
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 3 – Tramo A, escenario de empaque medio



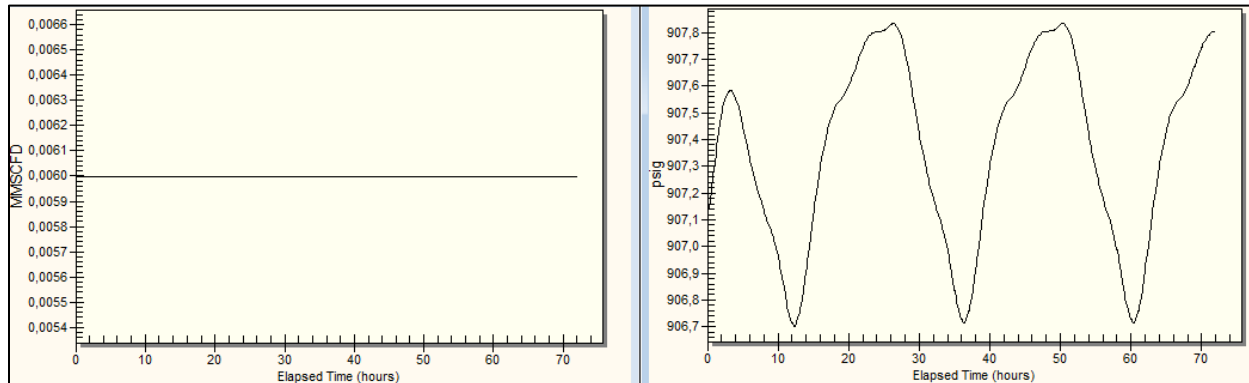
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo A, escenario de empaque medio



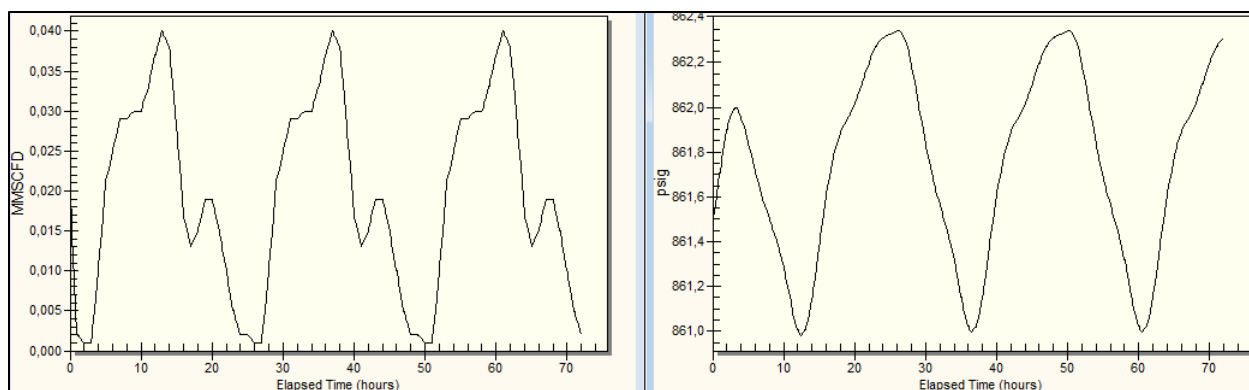
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo A, escenario de empaque medio



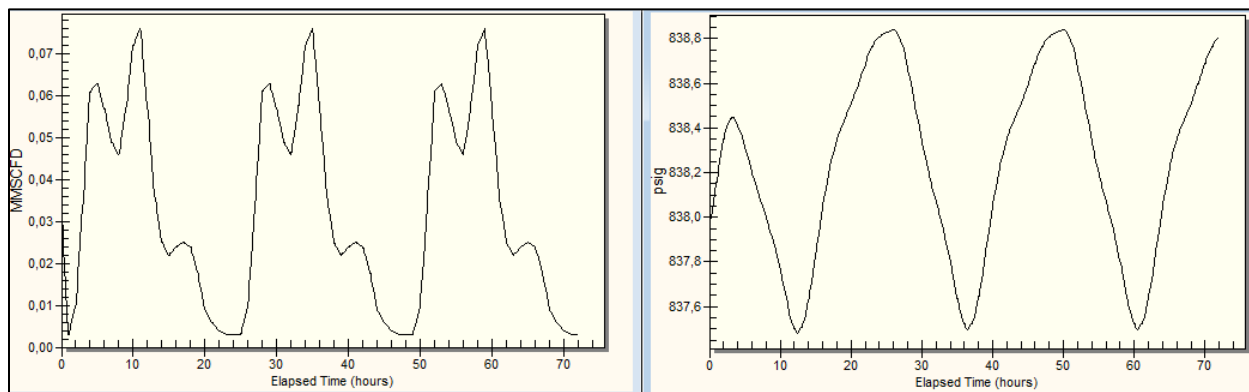
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo A, escenario de empaque medio



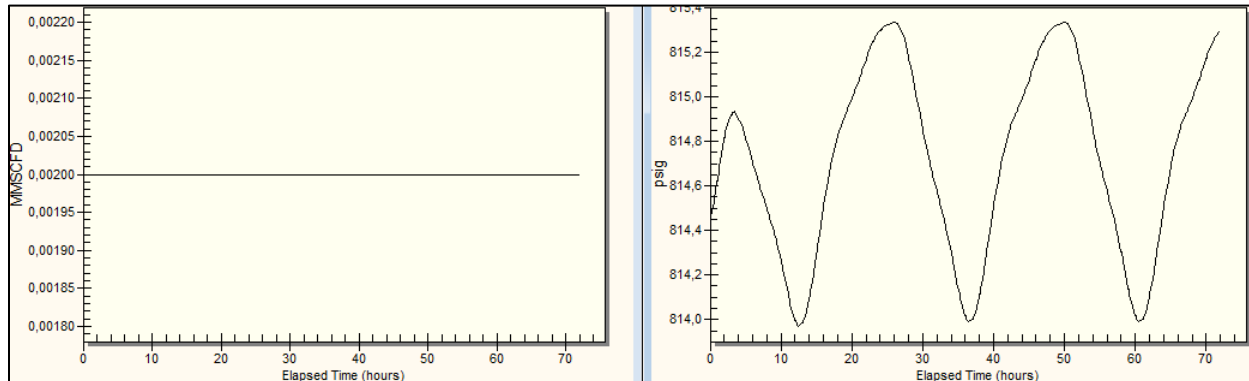
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo A, escenario de empaque medio



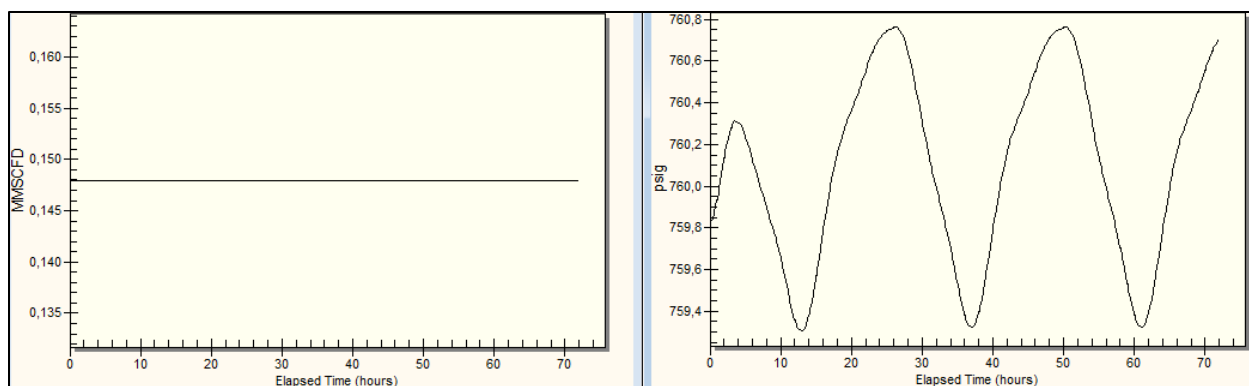
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 8 – Tramo A, escenario de empaque medio



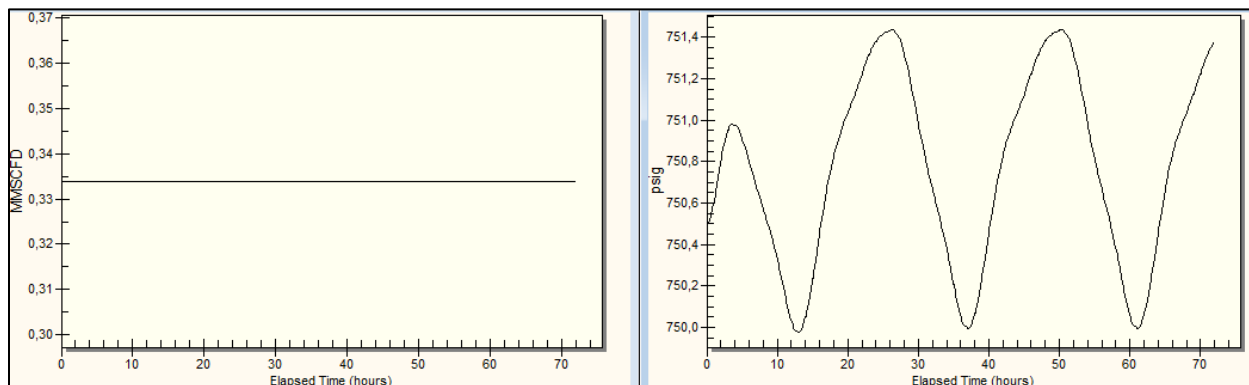
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 9 – Tramo A, escenario de empaque medio



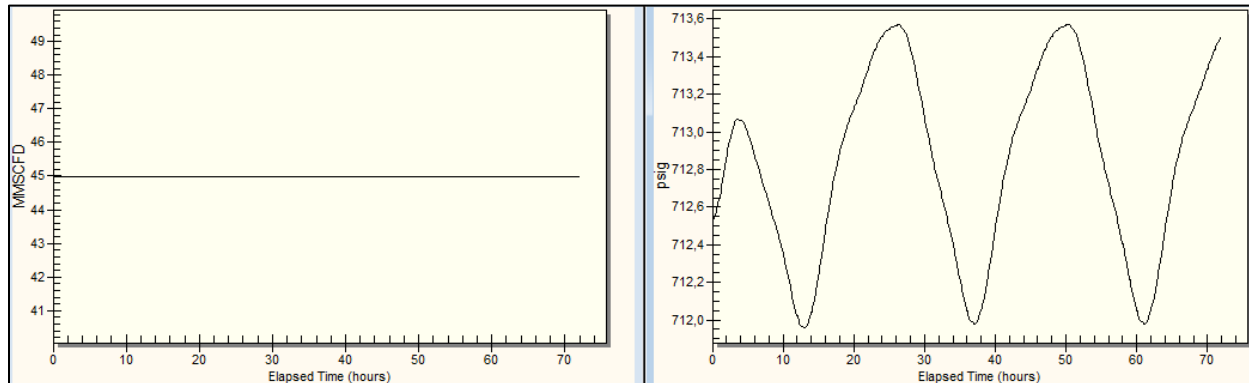
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 10 – Tramo A, escenario de empaque medio



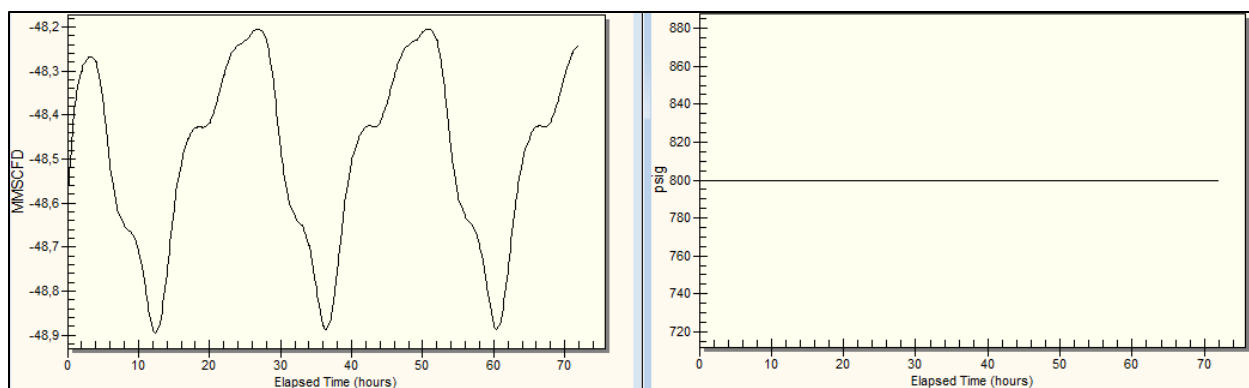
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 11 – Tramo A, escenario de empaque medio



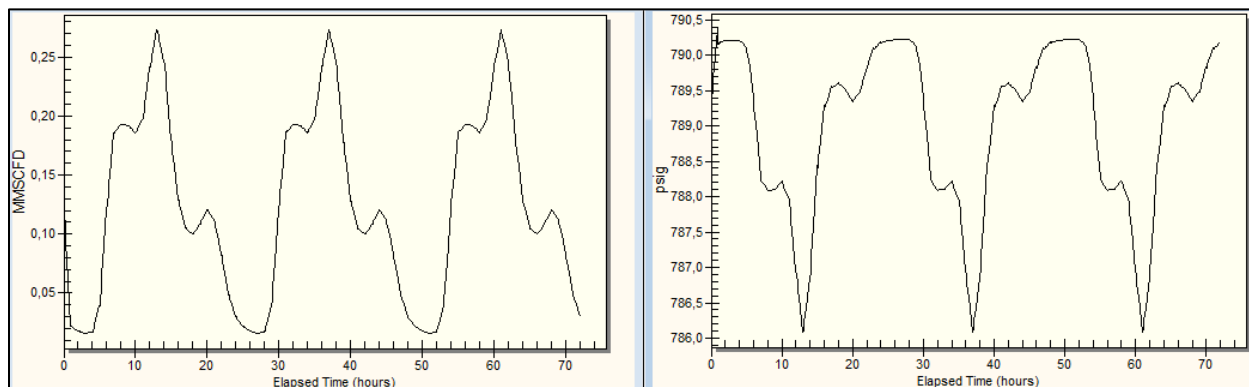
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 12 – Tramo A, escenario de empaque medio



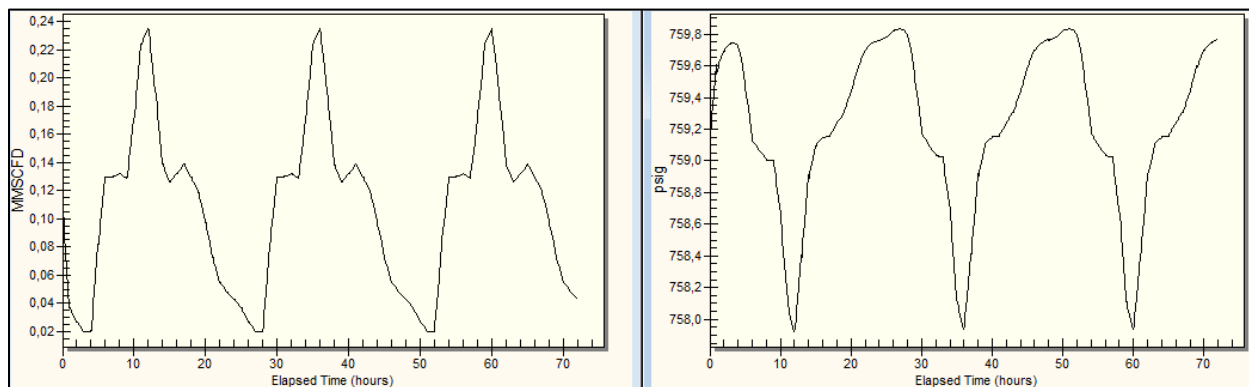
Comportamiento de flujo y presión en la Entrada – Tramo A, escenario de empaque bajo



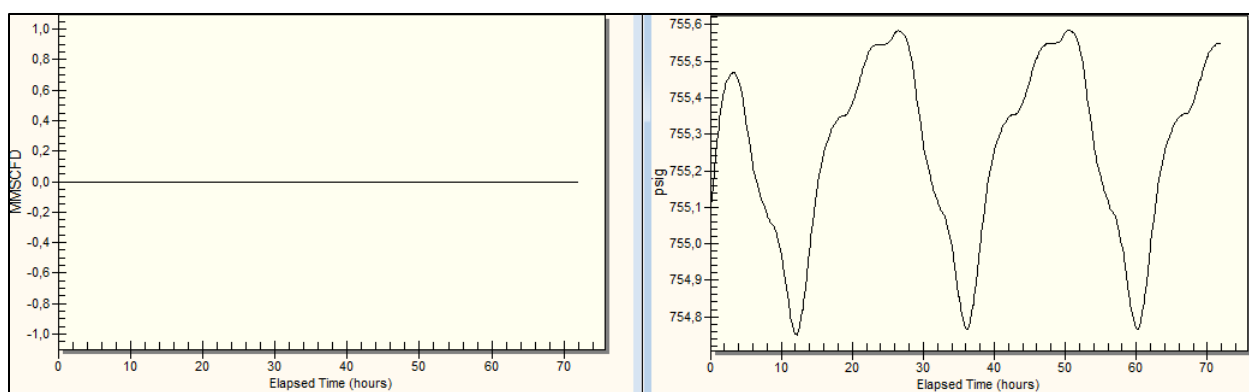
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 1 – Tramo A, escenario de empaque bajo



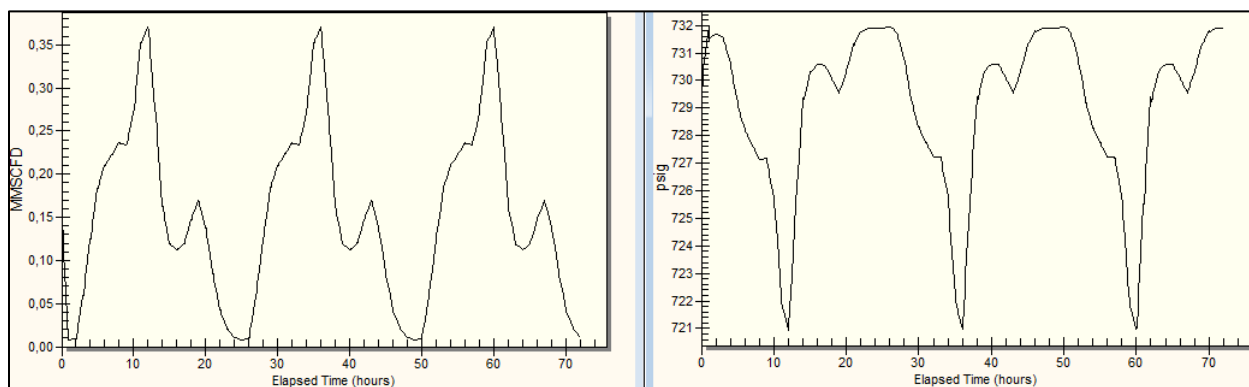
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 2 – Tramo A, escenario de empaque bajo



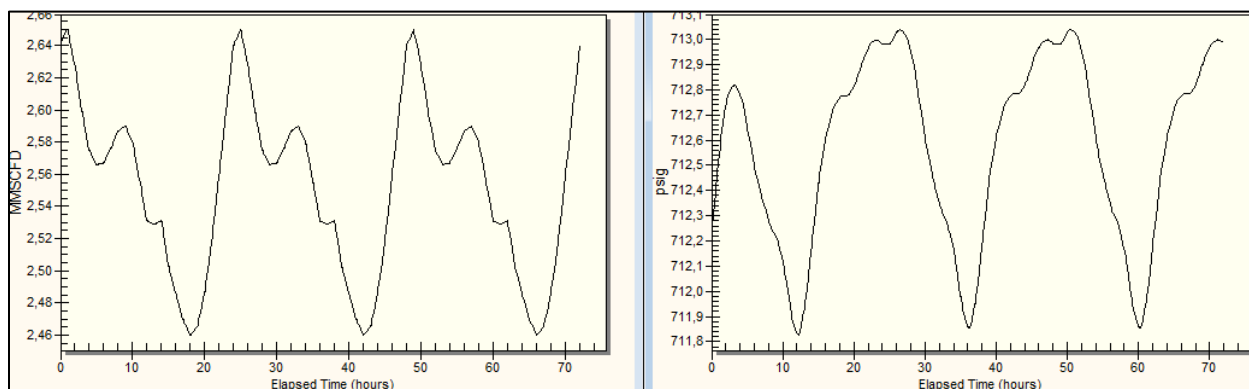
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 3 – Tramo A, escenario de empaque bajo



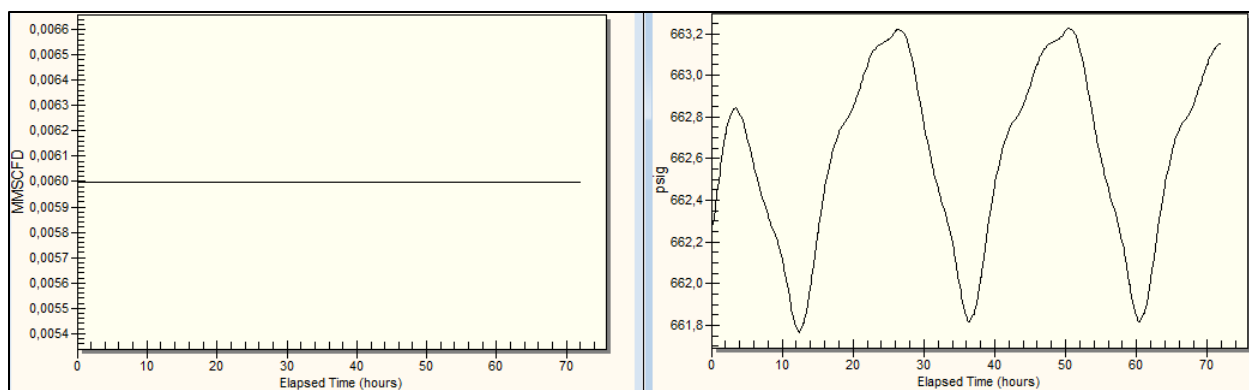
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo A, escenario de empaque bajo



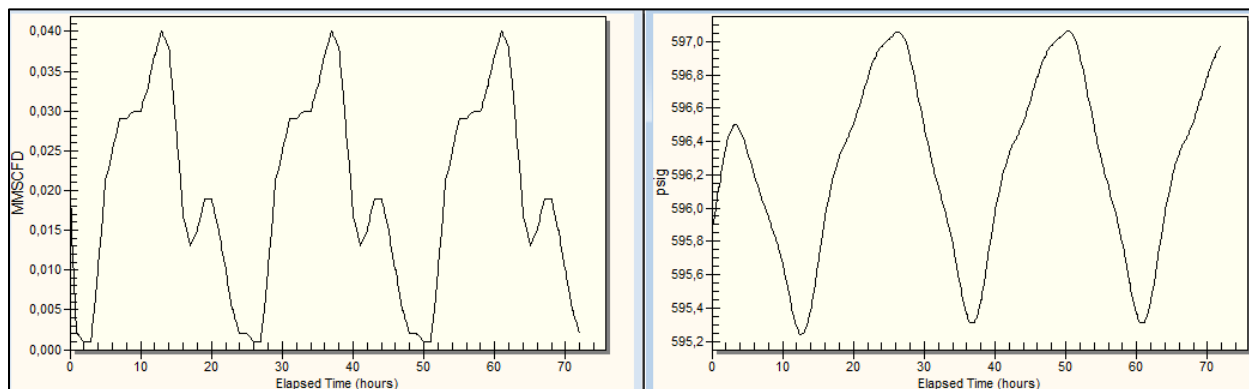
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo A, escenario de empaque bajo



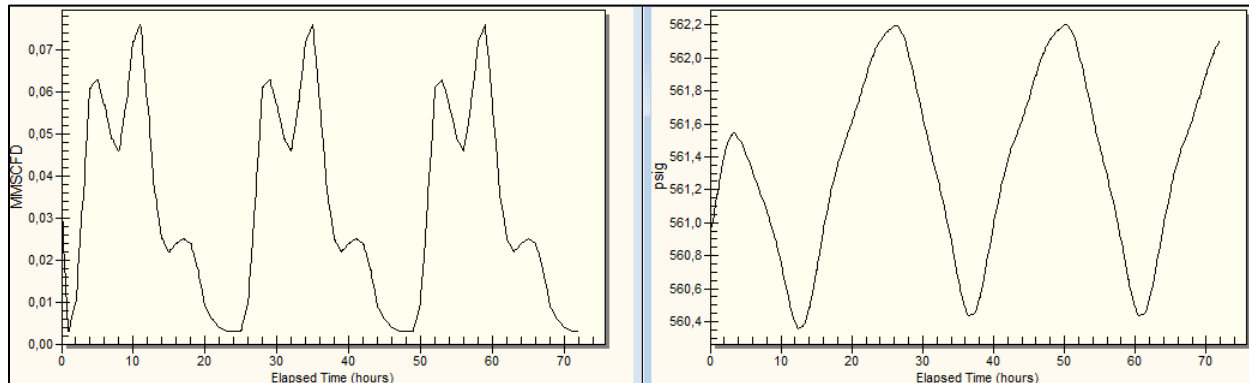
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo A, escenario de empaque bajo



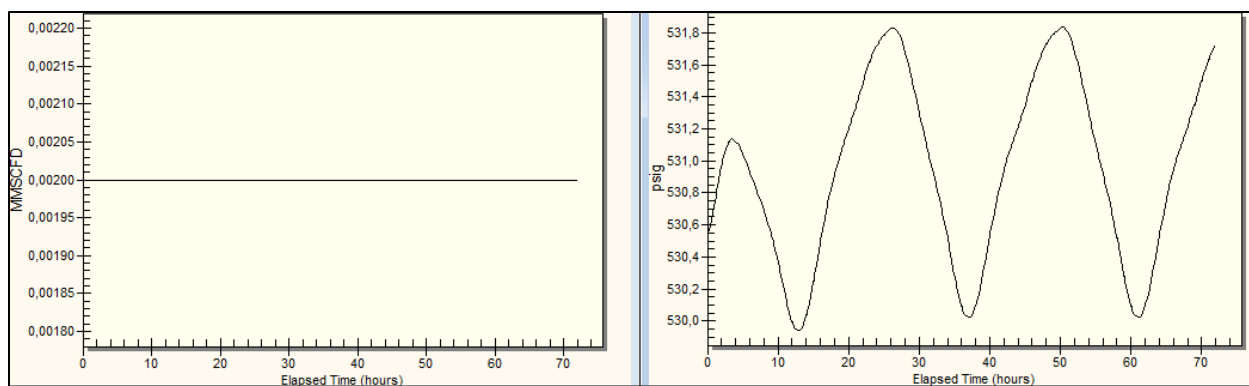
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo A, escenario de empaque bajo



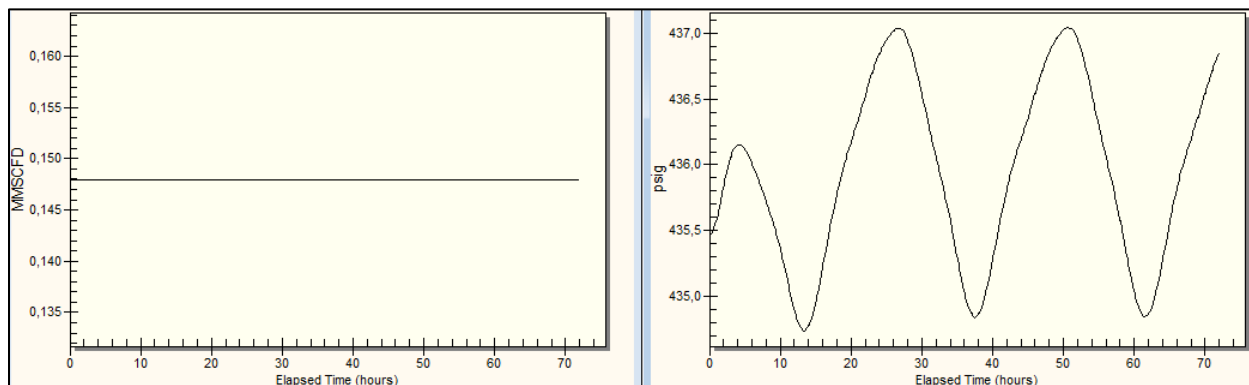
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 8 – Tramo A, escenario de empaque bajo



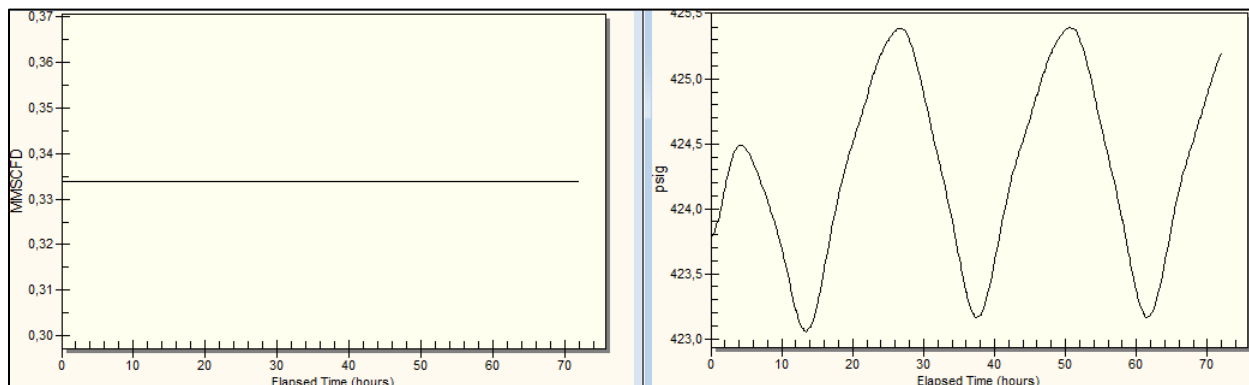
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 9 – Tramo A, escenario de empaque bajo



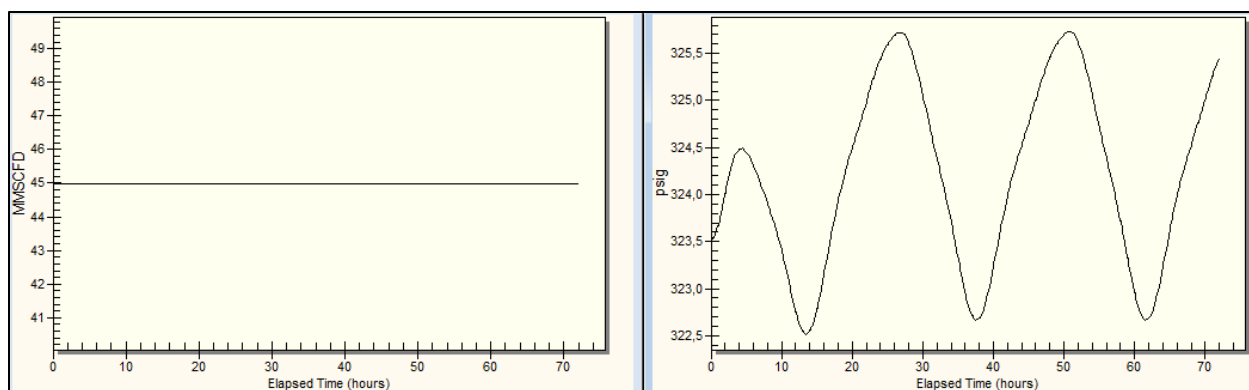
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 10 – Tramo A, escenario de empaque bajo



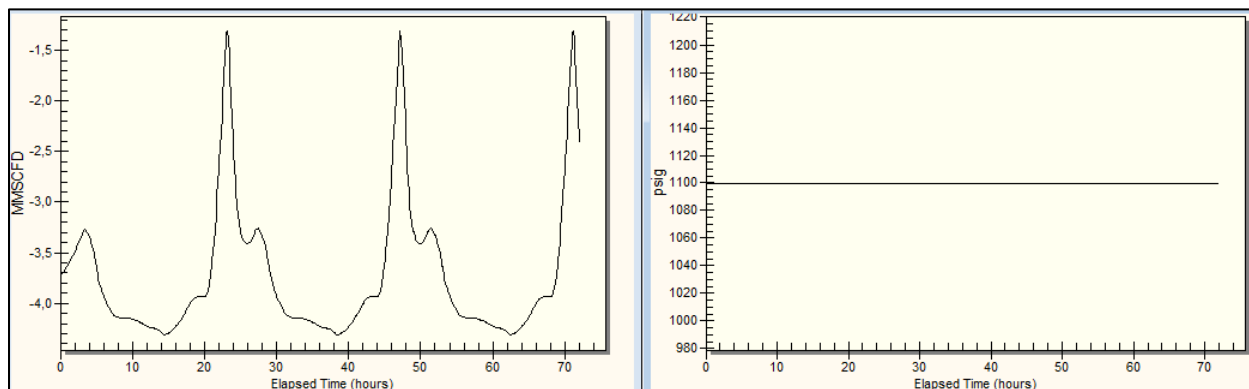
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 11 – Tramo A, escenario de empaque bajo



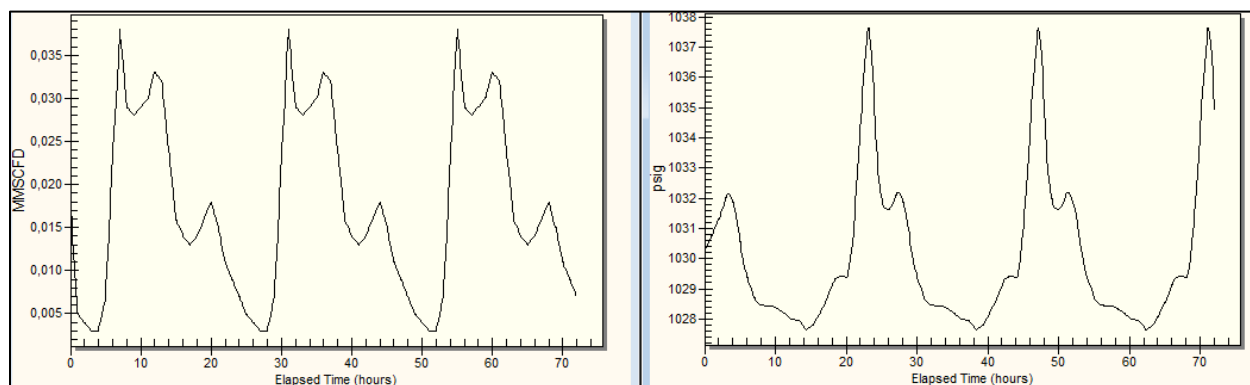
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 12 – Tramo A, escenario de empaque bajo



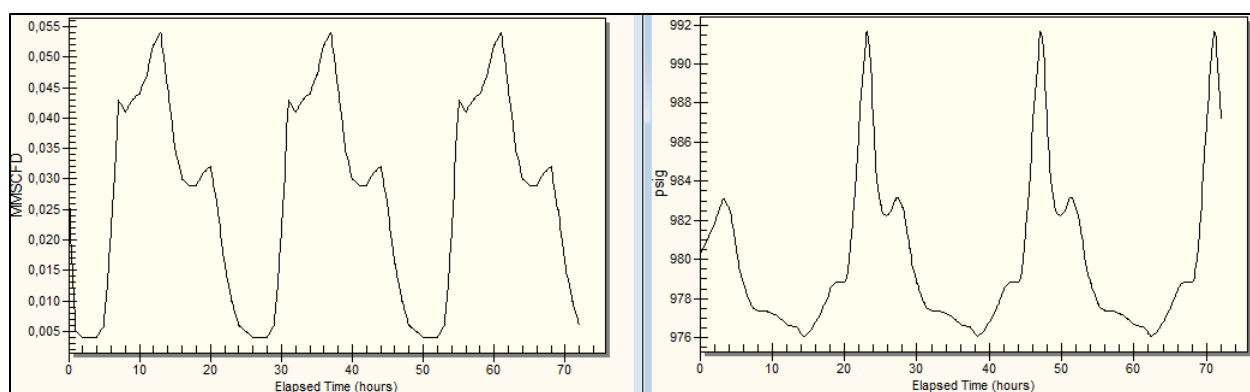
Comportamiento de flujo y presión en la Entrada – Tramo C, escenario de empaque medio



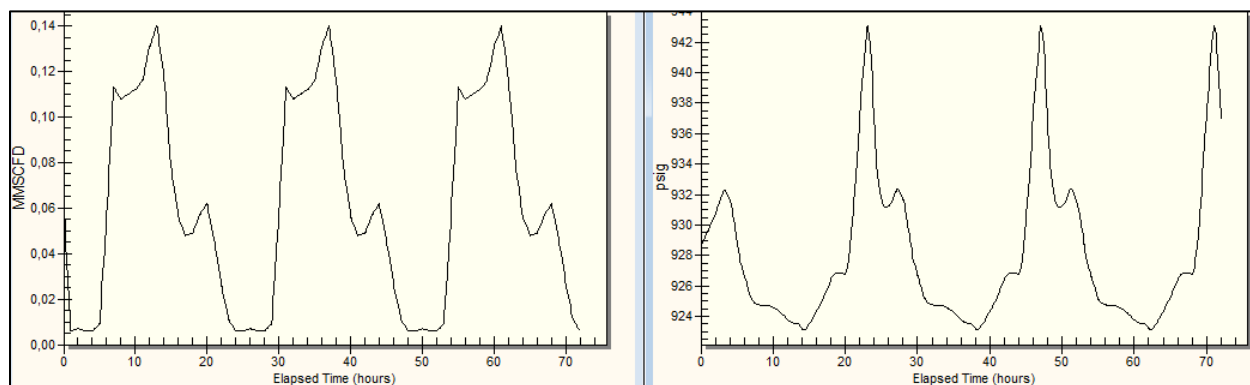
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 1 – Tramo C, escenario de empaque medio



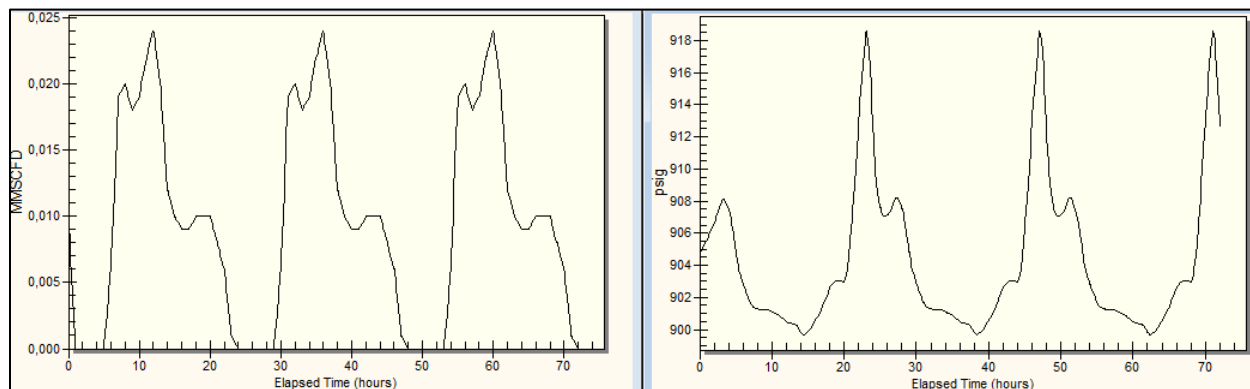
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 2 – Tramo C, escenario de empaque medio



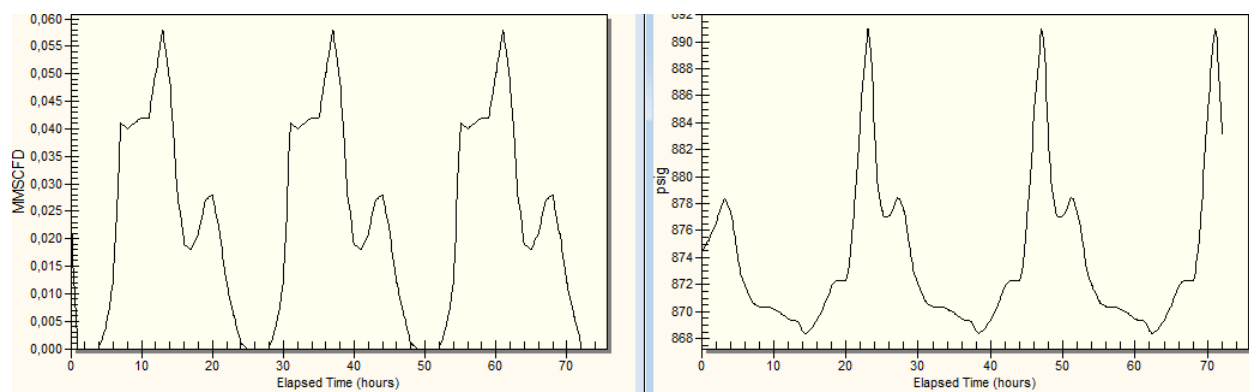
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 3 – Tramo C, escenario de empaque medio



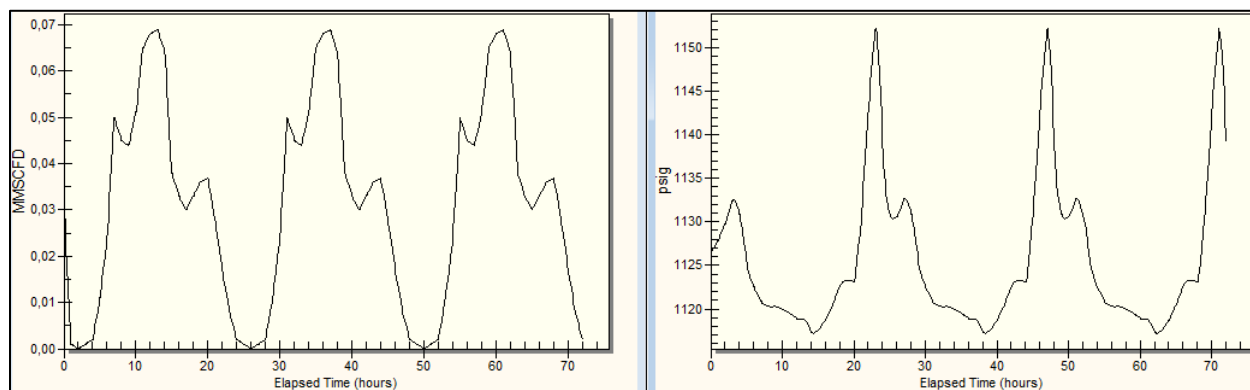
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo C, escenario de empaque medio



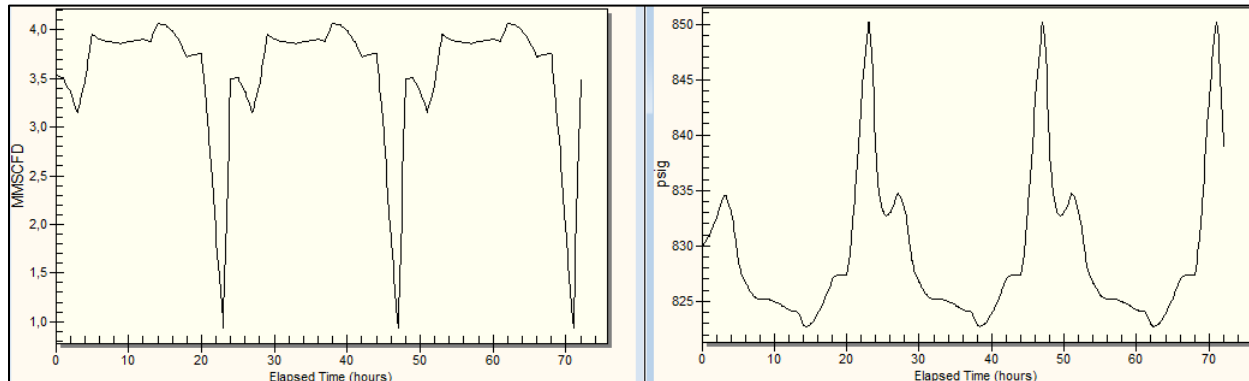
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo C, escenario de empaque medio



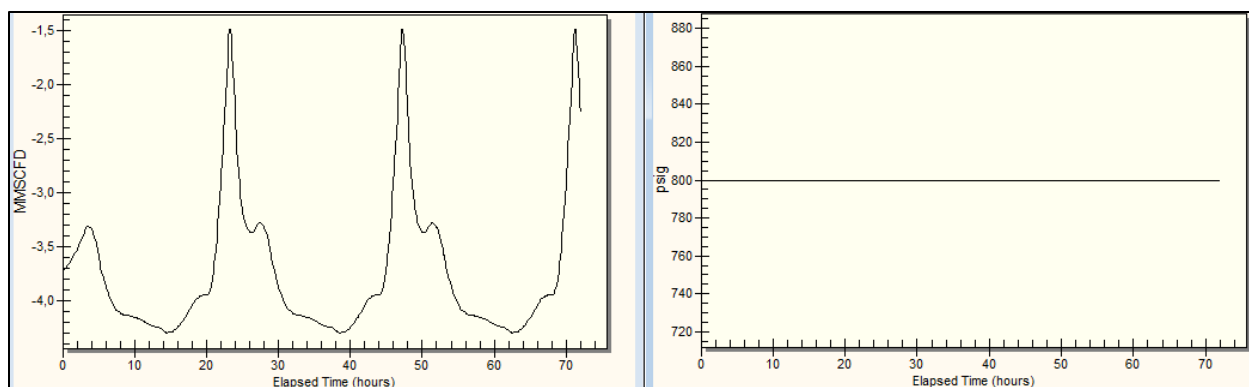
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo C, escenario de empaque medio



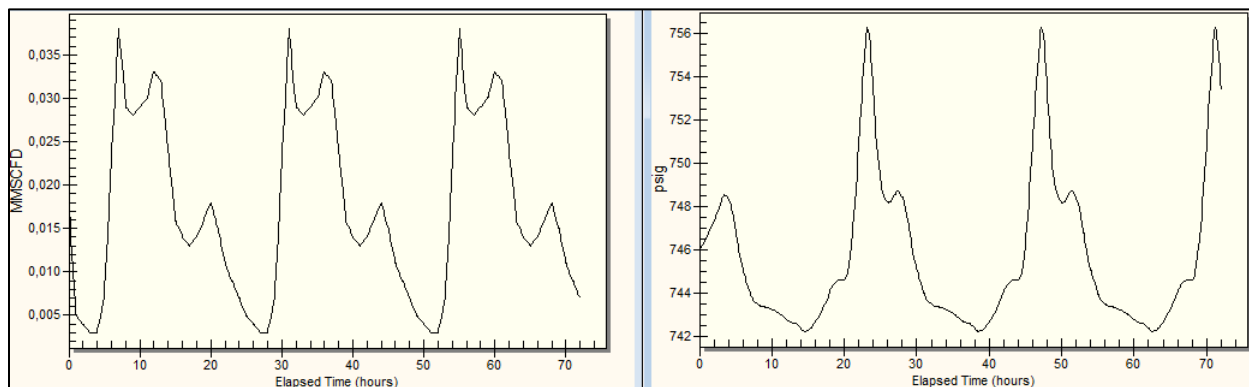
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo C, escenario de empaque medio



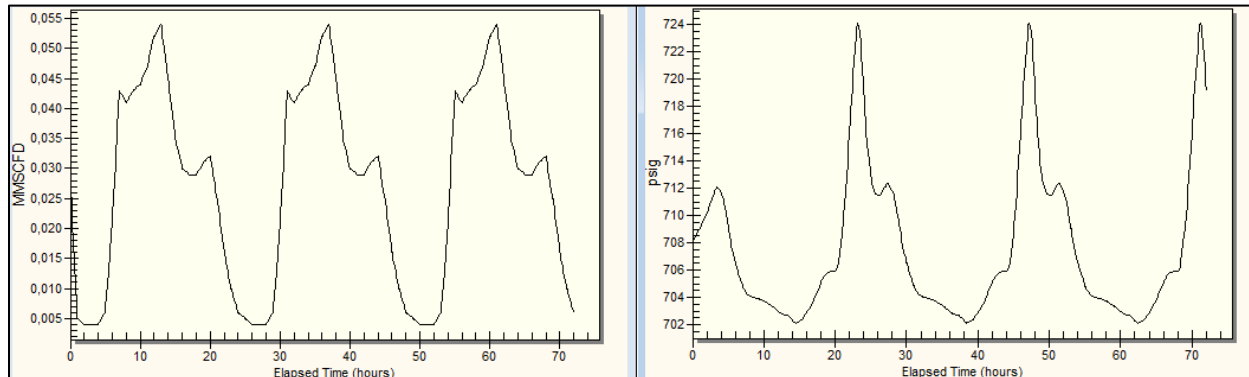
Comportamiento de flujo y presión en la Entrada – Tramo C, escenario de empaque bajo



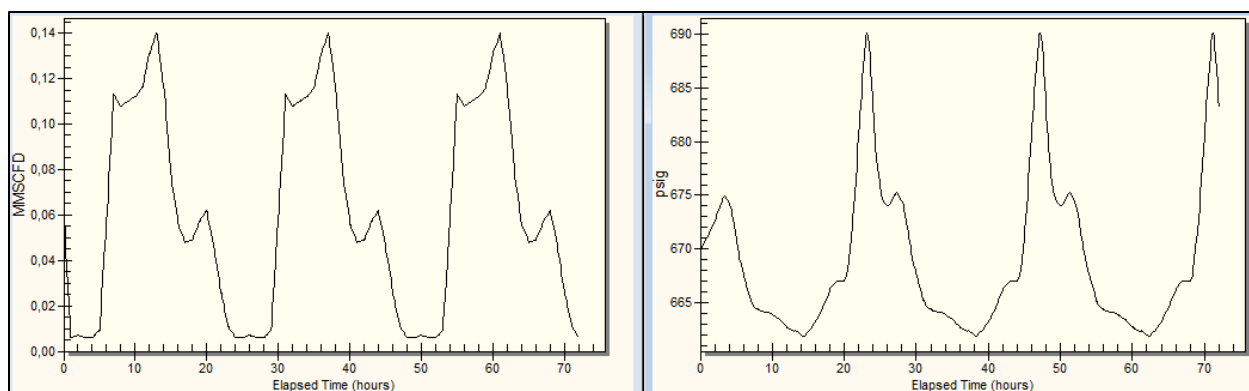
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 1 – Tramo C, escenario de empaque bajo



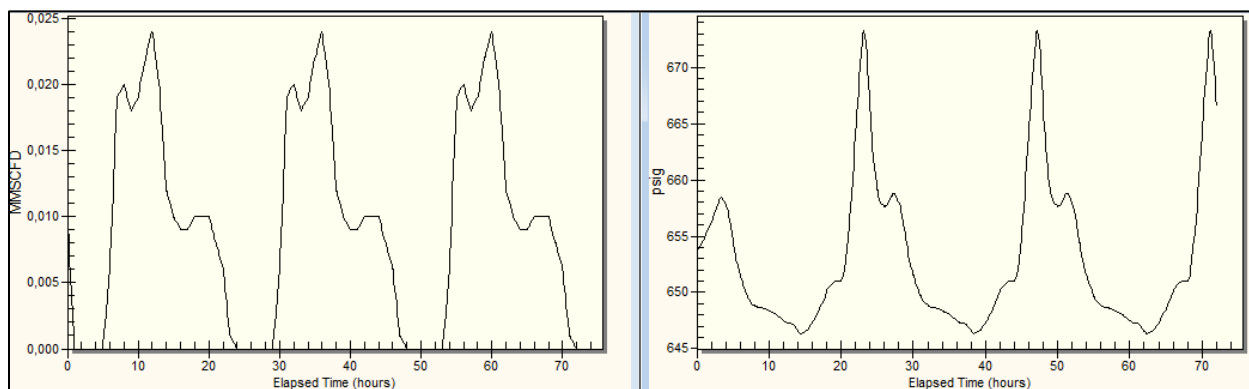
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 2 – Tramo C, escenario de empaque bajo



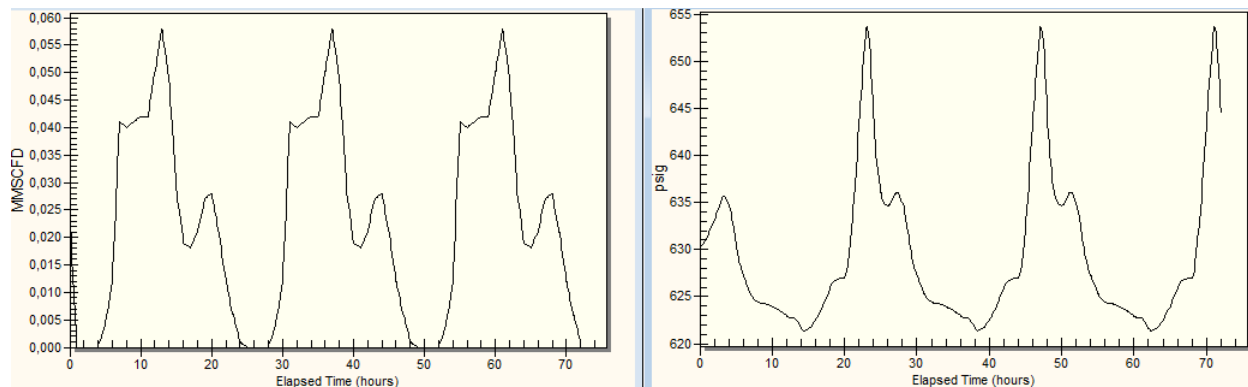
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 3 – Tramo C, escenario de empaque bajo



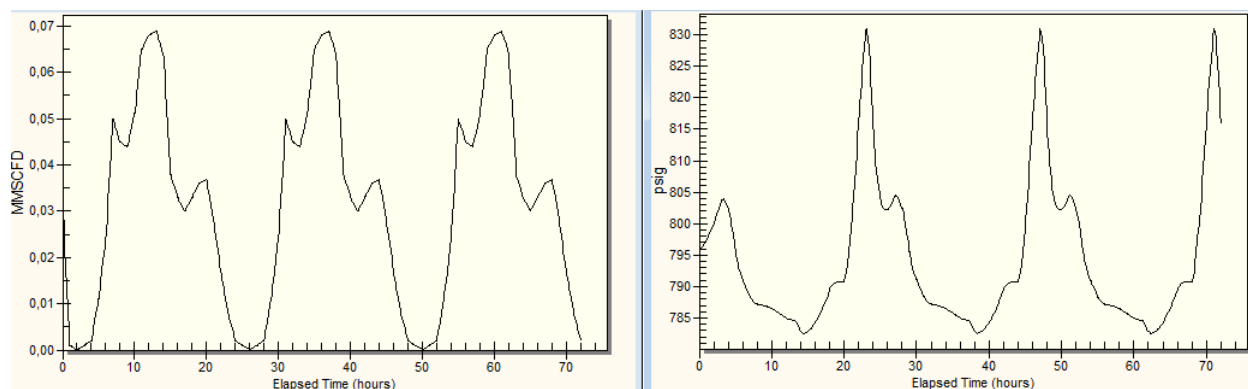
Comportamiento de flujo y presión en la Salida 4 – Tramo C, escenario de empaque bajo



Comportamiento de flujo y presión en la Salida 5 – Tramo C, escenario de empaque bajo



Comportamiento de flujo y presión en la Salida 6 – Tramo C, escenario de empaque bajo



Comportamiento de flujo y presión en la Salida 7 – Tramo C, escenario de empaque bajo

