

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO DE LA LÍNEA DE
RECOLECCIÓN DEL POZO CHE-X2, CONSIDERANDO LOS
PARÁMETROS DE OPERACIÓN**

**Proyecto de Grado presentado para optar al título de
Licenciado en Ingeniería Petrolera**

POSTULANTE: Univ. LUIS FERNANDO VALDIVIA BALDMEZO

TUTOR: Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez

La Paz – Bolivia



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

A mi madre Norah Baldivezo Zamora, por brindarme su apoyo incondicional, por enseñarme el valor de los estudios, siempre brindándome su amor, su comprensión, depositando en mí su confianza. TE AMO MAMITA.

A mi padre Rafael Fernando Valdivia Mendoza que, aunque ya no este físicamente siempre camina a mi lado, siempre quiso que sea mejor cada día y de él aprendí el valor de la perseverancia, buenos pensamientos, buenas palabras, buenas acciones para así lograr las metas trazadas. TE EXTRAÑO PAPÁ.

A mi hija Fiorella, quien me da la fuerza de seguir adelante día a día y para quien quiero ser un ejemplo a seguir tanto en lo académico como en lo personal. Fio, nunca dejes que tus miedos ocupen el lugar de tus sueños. TE AMO HIJITA.

A Lucia, que a pesar de la distancia nuestros corazones están juntos, tú eres la persona que supo reconfortarme en los momentos más difíciles y me acompañó en todo momento brindándome tu ayuda desinteresada, tu comprensión y sobre todo tu amor. TE AMO.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la energía necesaria para seguir adelante y permitirme alcanzar esta importante meta en mi vida.

A la Universidad Mayor de San Andrés por darme la oportunidad de estudiar, abriéndome nuevas oportunidades trazando metas para crecer cada vez más y más.

A mi asesor, ING. REYNALDO MARIN por el tiempo dedicado, por su excelente ayuda y sus valiosas orientaciones e ideas que me sirvieron para la realización de este proyecto de grado.

A mis docentes que siempre los recordare con mucho cariño por que ellos me enseñaron que siempre tenemos que brillar y jamás dejarnos vencer por los golpes de la vida.

A mis amigos que siempre estuvieron ahí cuando los necesite Paulo, Sergio, Álvaro, Mavel, Javi, Ernesto, Ricardo, Dayna, Lizeth y Reynaldo.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto tiene como objetivo de realizar la determinación del diámetro adecuado que debe de ser utilizado entre Pozo CHE – X2 y la Batería de recolección Ñupuco, para lograr este objetivo se hace un estudio de los parámetros físicos y químicos del Gas condensado.

Se utilizará el concepto del cálculo teórico utilizando ecuaciones matemáticas que relacionan tanto los factores físicos como los factores químicos, para corroborar los datos a ser obtenidos, se utilizara un software de simulación de última generación, el cual realiza una simulación más exacta ya que incluye variables propias del tipo de tubería, variaciones de presión a lo largo de la tubería, rozamiento, pérdidas de energía, y muchas variables que intervienen en un caso real y que afectan de forma directa e indirecta en el rendimiento de una línea de recolección.

El documento está conformado por cuatro capítulos que serán descritos a continuación:

En el Capítulo 1 se realiza una descripción geográfica y referencial de la ubicación del campo donde se encuentra el pozo CHE – X2, también se describe la configuración de la batería de recolección del campo Ñupuco. En este capítulo se indican también los objetivos generales y específicos de este proyecto, y se resumen trabajos similares que aportan al desarrollo del documento.

El Capítulo 2 describe todas las propiedades físicas de un gas, tomando referencias de varios autores. Además, se describen todas las ecuaciones que se utilizaran para realizar los cálculos matemáticos necesarios para poder determinar el diámetro adecuado para la tubería que transportará el gas desde la boca de pozo hasta la batería de recolección.

En este capítulo se realiza también una breve descripción del software de simulación Aspen Hysys®, a la fecha este software está disponible en la versión 14.

Este capítulo explica los pasos a seguir para realizar los cálculos necesarios para lograr el objetivo trazado.

En el Capítulo 3 se realizan todos los cálculos matemáticos, utilizando datos del pozo y de la batería de recolección, además se utiliza la información de la composición del Gas Natural que se produce en el pozo CHE –X2. Entre los cálculos de mayor importancia se tienen el factor de compresibilidad Z, la velocidad del gas y la caída de presión ambos a diferentes diámetros de tubería de transporte. Los diámetros de las tuberías que son de referencia para los análisis a realizarse son todas de diámetros de uso comercial en el ámbito petrolero.

En este capítulo se realiza la simulación con el software Aspen Hysys® para cada uno de los diferentes diámetros de trabajo, buscando cual de estos diámetros es el más adecuado.

Además, se realizarán simulaciones y caracterización del gas como un gas de flujo bifásico utilizando Aspen Hysys®, es decir que el gas incluye una fracción de condensados líquidos, esta simulación permitirá poder obtener el valor de la velocidad de erosión que puede tener el gas de pozo. Para este punto se toma en cuenta que la línea de recolección es bifásica.

El Capítulo 4 culmina todos los estudios y cálculos realizados tanto teóricos como simulados, dando como resultado la selección de un diámetro de trabajo que cumple con las necesidades de transporte, es decir presión y velocidad del gas en condiciones adecuadas. Se plasman además recomendaciones para futuros trabajos similares.

CARRERA : Ingeniería Petrolera

DOCENTE TUTOR : Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez

PERIODO DE INVESTIGACIÓN : 2024

E-MAIL DEL O LOS AUTORES : mrvaldivia@hotmail.com

CONTENIDO

CAPITULO 1. GENERALIDADES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES.....	2
1.2.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD.....	2
1.2.2 ANTECEDENTES DEL POZO.....	3
1.2.3 BATERÍA DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO ÑUPUCO	4
1.2.4 ANTECEDENTES TEMÁTICOS.....	6
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	8
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	8
1.3.2 FORMULACIÓN DE LA PREGUNTA	9
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	9
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
1.5 DELIMITACIÓN	9
1.5.1 LÍMITE TEMPORAL.....	9
1.5.2 LÍMITE GEOGRÁFICO.....	9
1.6 JUSTIFICACIÓN	10
1.6.1 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	10
1.6.2 JUSTIFICACIÓN SOCIAL	11
1.6.3 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	11
1.7 TIPO Y ESTUDIO DE INVESTIGACIÓN	11

1.8	MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	11
1.9	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN	11
CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO		12
2.1	FLUIDO	12
2.1.1	TIPOS DE FLUIDOS	12
2.1.1.1	FLUIDOS NEWTONIANOS	12
2.1.1.2	FLUIDOS NO NEWTONIANOS	12
2.2	GAS NATURAL	13
2.3	COMPOSICIÓN.....	14
2.4	PETRÓLEO.....	16
2.5	DENSIDAD	18
2.6	VISCOSIDAD	19
2.7	FLUJO LAMINAR.....	20
2.8	FLUJO TURBULENTO.....	21
2.9	NÚMERO DE REYNOLD.....	22
2.10	FACTOR DE FRICCIÓN.....	24
2.11	CROMATOGRAFÍA.....	24
2.12	GRAVEDAD ESPECIFICA.....	25
2.12.1	PRINCIPIO DE ARQUIMEDES.....	27
2.13	DENSIDAD	27
2.13.1	DENSIDAD ABSOLUTA.....	28
2.13.2	VARIACIONES DE DENSIDAD.....	28

2.13.3	DENSIDAD DE ALGUNOS MATERIALES.....	29
2.13.4	DENSIDAD RELATIVA.....	30
2.14	PESO MOLAR.....	31
2.15	FRACCIÓN MOLAR.....	32
2.16	FRACCIÓN EN PESO.....	32
2.17	PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DEL GAS NATURAL	33
2.18	FACTOR Z.....	34
2.19	TEMPERATURA CRÍTICA.....	40
2.20	PRESIÓN CRÍTICA	40
2.21	PERDIDA DE CARGA EN UNA TUBERÍA POR FRICCIÓN.....	41
2.22	LEY DE LOS GASES IDEALES.....	42
2.22.1	LEY DE BOYLE.....	43
2.22.2	LEY DE CHARLES.....	43
2.22.3	LEY DE CHARLES Y BOYLE.....	44
2.22.4	MEZCLA DE GASES IDEALES.....	44
2.23	ESTANDARES API 14E	45
2.23.1	VELOCIDAD DE EROSIÓN	45
2.24	SOFTWARE SIMULADOR HYSYS	47
2.24.1	UTILIDADES.....	49
2.25	COMO SE REALIZARÁ EL PROYECTO	49
2.25.1	PROPIEDADES FÍSICAS	49
2.25.1.1	FRACCIÓN MOLAR.....	49

2.25.1.2	GRAVEDAD ESPECÍFICA.....	50
2.25.1.3	PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA.....	50
2.25.1.4	TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA.....	50
2.25.1.5	PRESIÓN PSEUDOREDUCIDA.....	50
2.25.1.6	TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA.....	51
2.25.1.7	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	51
2.25.2	CÁLCULO DE DIÁMETRO ÓPTIMO Y SELECCIÓN.....	52
2.25.2.1	CAÍDA DE PRESIÓN.....	52
2.25.2.2	VELOCIDAD DEL GAS.....	52
2.25.3	SIMULADOR ASPEN HYSYS	53
CAPITULO 3. MARCO PRÁCTICO.....		54
3.1	DIAGNOSTICO DEL POZO CHE-X2 Y BATERIA ÑUPUCO.....	54
3.1.1	DATOS DEL POZO	54
3.1.2	DATOS DE LA BATERÍA ÑUPUCO	55
3.1.3	COMPOSICIÓN DEL GAS QUE SE PRODUCIRÁ DEL CAMPO CHE-X2.....	55
3.2	ANALIZANDO AL GAS DE POZO COMO UN GAS DE FLUJO MONOFASICO	55
3.2.1	DIÁMETRO ADECUADO DE LA LÍNEA DE RECOLECCIÓN.....	56
3.2.2	CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y VELOCIDAD DEL GAS.....	64
3.2.2.1	CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA LÍNEA DE RECOLECCION	64
3.2.2.2	CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DEL GAS.....	68
3.2.2.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR VARIACION DE DIÁMETRO	72
3.2.3	SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ASPEN HYSYS®	74

3.3	ANALIZANDO AL GAS DE POZO COMO UN GAS DE FLUJO BIFASICO	86
3.3.1	DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE CONDENSADOS.....	87
CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		93
4.1	CONCLUSIONES OBJETIVO GENERAL.....	93
4.1.1	ANÁLISIS DEL GAS COMO UN FLUJO MONOFASICO.....	93
4.1.2	ANÁLISIS DEL GAS CON UN FLUJO BIFASICO	95
4.2	CONCLUSIONES OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	96
4.3	RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....		107
ANEXOS		109
ANEXO 1. DATOS DEL POZO Y DE PRODUCCIÓN		109
ANEXO 2. COMPOSICIÓN DEL POZO CHE-X2.....		110
ANEXO 3. DATOS DE LA BATERÍA.....		111
ANEXO 4. SIMULACIÓN EN ASPEN HYSYS® V14.		112
ANEXO 5. PRESIONES DE TRABAJO MAXIMAS PERMITIDAS – ESTANDAR API14E.....		121

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Batería Campo Ñupuco	6
Tabla 2. Tabla de densidades de algunas sustancias.....	30
Tabla 3. Peso Atómico del Cloruro de Sodio (Sal).....	31
Tabla 4. Peso Molar de algunos componentes.....	32
Tabla 5. Temperatura Critica de Algunos elementos.....	40
Tabla 6. Punto Crítico de algunos elementos COMPONENTE PC PSI	41
Tabla 7. Datos del Pozo CHE-X2.....	54
Tabla 8. Batería Ñupuco	55
Tabla 9. Cromatografía del Pozo CHE-X2.....	55
Tabla 10. Datos de la fracción molar	57
Tabla 11. Resultados peso molecular de la cromatografía de pozo	58
Tabla 12. Resumen de valores hallados para diferentes diámetros.....	72
Tabla 13. Análisis de los resultados para diferentes diámetros	72
Tabla 14. Especificaciones para el gas de alimento de la Batería Ñupuco, según Estándar API 14E	73
Tabla 15. Presentación de los datos teóricos y los datos simulados para diferentes diámetros ...	86
Tabla 16. Resultados simulación Hysys® para obtener 500 barriles de petróleo día	90
Tabla 17. Presión máxima de trabajo permitida para tuberías de seis pulgadas de diámetro externo según Estándar API14E.....	97

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Área de exploración en Chuquisaca resaltando el pozo CHE-X2.....	3
Figura 2. Vista General de la Batería de Ñupuco.....	4
Figura 3. Colector Ñupuco.....	5
Figura 4. Separador de la Batería.....	5
Figura 5. Mapa Delimitando El Chaco Boliviano.....	10
Figura 6. Reservorio de un Pozo Petrolero.....	14
Figura 7. Composición del Gas Natural.....	15
Figura 8. Composición del Petróleo.....	17
Figura 9. Densidad de los elementos.....	18
Figura 10. Viscosidad.....	19
Figura 11. Flujo Laminar.....	21
Figura 12. Flujo Turbulento.....	22
Figura 13. Factor de Compresibilidad del Gas.....	39
Figura 14. Factor de Compresibilidad del Gas.....	61
Figura 15. Inserto la composición del gas.....	62
Figura 16. Incorporación de los datos termodinámicos.....	63
Figura 17. Factor de Compresibilidad Z.....	64
Figura 18. Comportamiento de la presión del gas de flujo monofásico a diferentes diámetros ...	73
Figura 19. Comportamiento de las velocidades del gas flujo monofásico a diferentes diámetros	74
Figura 20. Carga de la Cromatografía.....	76
Figura 21. Ingreso de datos termodinámico.....	77

Figura 22. Ventana de datos para simulación de cuatro pulgadas en Aspen Hysys® V14	78
Figura 23. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.	78
Figura 24. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de cuatro pulgadas.	79
Figura 25. Ventana de datos para simulación de seis pulgadas en Aspen Hysys® V14.....	79
Figura 26. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.	80
Figura 27. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de seis pulgadas.	80
Figura 28. Ventana de datos para simulación de ocho pulgadas en Aspen Hysys® V14.....	81
Figura 29. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.	81
Figura 30. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de ocho pulgadas.	82
Figura 31. Ventana de datos para simulación de diez pulgadas en Aspen Hysys® V14.....	82
Figura 32. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.	83
Figura 33. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de diez pulgadas.	83
Figura 34. Ventana de datos para simulación de doce pulgadas en Aspen Hysys® V14.....	84

Figura 35. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.	84
Figura 36. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de doce pulgadas.	85
Figura 37. Resultado de la simulación en Hysys®	88
Figura 38. Ingreso en Hysys® del diámetro de tubería de seis pulgadas	89
Figura 39. Normalización en Hysys® para una fracción de líquidos de 0.0215	89
Figura 40. Velocidad del fluido y Velocidad de erosión a lo largo de la tubería	91
Figura 41. Tabla de Velocidad del fluido y Velocidad de erosión a lo largo de la tubería	92
Figura 42. Gráfico de Presión vs. Longitud de la tubería.....	99
Figura 43. Tabla de datos Presión, Longitud de la tubería y perdida de presión	99
Figura 44. Gráfico de la Temperatura vs. Longitud de la tubería	100
Figura 45. Tabla de datos de Temperatura	100
Figura 46. Gráfico de Presión vs. Longitud de la tubería.....	101
Figura 47. Tabla de datos Presión, Longitud de la tubería y perdida de presión	102
Figura 48. Gráfico de la Temperatura vs. Longitud de la tubería	103
Figura 49. Tabla de datos de Temperatura	104

CAPITULO 1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Este proyecto muestra el estudio matemático del diámetro adecuado de la línea de recolección del pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2), este pozo fue perforado por la empresa Vintage Petroleum Boliviana LTD. El pozo se encuentra ubicado en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija, Bolivia.

Bolivia es un país exportador de gas, siendo sus principales clientes Argentina y Brasil, paralelamente debe de satisfacer las demandas del mercado interno.

La intención de este proyecto es determinar cuál es el diámetro adecuado para la línea de recolección que debería ser utilizado en la línea de producción del pozo.

De acuerdo a la publicación del portal de YPFB Bolivia¹, se espera alcanzar una profundidad final de 3200 metros para intervenir las formaciones Escarpment y Tupambi esperando una producción de 500 barriles de petróleo por día (BPD) de petróleo y 10 millones de pies cúbicos día (MMPCD) de gas natural con el pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2).

De la información recabada del portal de YPFB, se puede asumir que el pozo tendrá una terminación doble, es decir una línea para la formación Tupambi productora de líquidos y una línea para la formación Escarpment productora de gas natural, para la línea de gas natural se debe de definir el diámetro adecuado de la línea y la caída de presión provocada en el trayecto hasta el múltiple de recolección en la batería Ñupuco.

¹ <https://www.ypfbrefinacion.com.bo/detalle-noticia.php?id=19>

La batería de recolección de Ñupuco está ubicada a 4.3 kilómetros desde la planchada de perforación del pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2).

Se analizará y determinará cual es el diámetro adecuado para la línea de recolección del pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2) para que la producción se realice de forma eficiente durante toda la vida útil del pozo y no se generen problemas posteriores. Para este fin se hará uso de datos del pozo, cálculos matemáticos y de una simulación en Aspen Hysys® V14 para corroborar los datos obtenidos.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD.

La Compañía Vintage Petroleum Boliviana LTD. opera en el campo ÑUPUCO-CHACO SUR ubicado en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija a 60 kilómetros de Villamontes.

La producción de hidrocarburos de los pozos es recolectada en la Batería ÑUPUCO, la cual cuenta con instalaciones para recolección y separación primaria de los hidrocarburos, los líquidos condensados son almacenados en tanques de petróleo para luego ser enviados a la refinería en carros cisternas, la producción de gas es enviada a la planta de gas Vuelta Grande mediante un gasoducto, previa presurización del gas en un sistema de compresión.

La compañía petrolera Vintage Petroleum Boliviana LTD. en el marco del desarrollo del campo Chaco Sur de acuerdo a su contrato de operación, se encuentra ejecutando una campaña de perforación de siete pozos en el área denominada Chaco, con lo que pretende incrementar la producción de hidrocarburos líquidos y de gas natural.

1.2.2 ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2) es parte del bloque Chaco operado por la empresa Vintage Petroleum Boliviana LTD., donde anteriormente se perforó el pozo Chaco Este – Exploratorio 1 (CHE-X1), el cual se encuentra en pruebas de producción. El bloque está ubicado en la zona tradicional a 80 Kilómetros de la ciudad de Villamontes, provincia Gran Chaco, Tarija.

El equipo de perforación es el SAI-316 con capacidad de 2000 HP de la empresa San Antonio.

Asimismo, prestan servicios en pozo compañías como Halliburton, Schlumberger, Intergas, NOV y Emsero, todas empresas afiliadas a la CBHE.

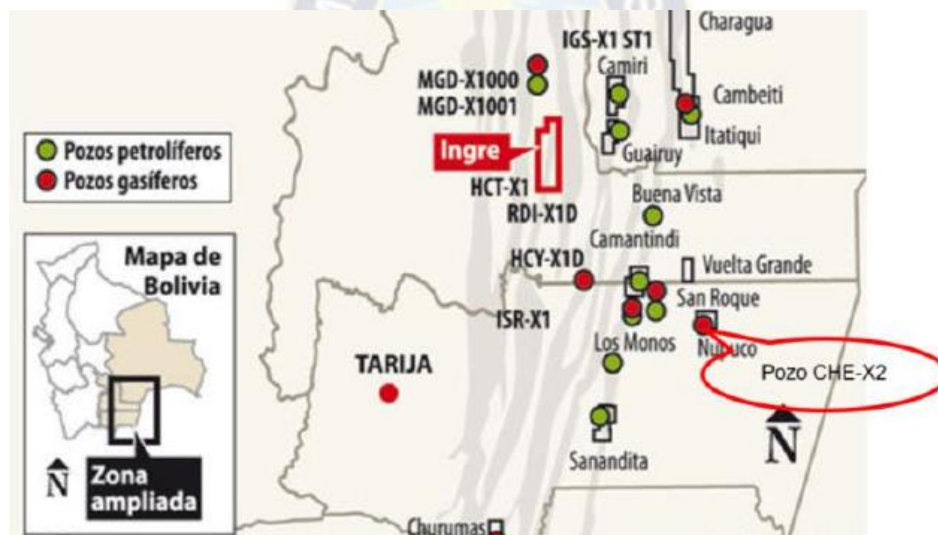


Figura 1. Área de exploración en Chuquisaca resaltando el pozo CHE-X2

Fuente: (CHACO, 2019)

El pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2) cuenta con propiedades termodinámicas y parámetros de operación.

1.2.3 BATERÍA DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO ÑUPUCO

En la actualidad la batería de recolección del campo Ñupuco cuenta con un colector para recibir las líneas de producción de los pozos, separadores, compresores y tanques de almacenamiento de agua de producción y condensado de petróleo.

En la Figura 2 se puede observar el colector, separadores, tanques, sala de compresión de gas natural y en el fondo la sala de generación eléctrica.



*Figura 2. Vista General de la Bateria de Ñupuco
Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019*

El colector está configurado con una línea de alta presión, una línea de baja presión y una línea de prueba de producción.



Figura 3. Colector Ñupuco
Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019

La batería cuenta con tres separadores horizontales, uno de baja presión, uno de alta presión y un separador de prueba de producción.



Figura 4. Separador de la Batería
Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019

Según los primeros datos la producción del campo ÑUPUCO, la producción es demasiado baja y los equipos están sobredimensionados, en la actualidad solo se tiene cuatro (4) pozos productores que aportan un total de 3,6 millones de pies cúbicos día (MMPCD), lo cual conlleva a problemas operacionales en la batería debido a un bajo caudal, es prioritaria la introspección para el incremento de la producción ya que en la batería cuenta con una capacidad de procesamiento de 60 millones de pies cúbicos día (MMPCD).

Batería Campo Ñupuco

Pozos	Estado	Tipo de terminación
NRJ-120LL	Abierto	Doble
NRJ-119	Abierto	Simple
NRJ-11	Abierto	Simple
ÑPC-106	Abierto	Simple
ÑPC-104	Abierto	Simple

Tabla 1. Batería Campo Ñupuco

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019

1.2.4 ANTECEDENTES TEMÁTICOS

Este proyecto se apoya en varias investigaciones realizadas a temas similares, las que apoyan en el desarrollo del mismo. Se pueden mencionar los siguientes trabajos:

Título: Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural elaborado Roberto Álvarez Calle. (Calle, 2012)

Institución: Universidad Nacional de Ingeniería, Lima – Perú.

Resumen: Plantea el diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural. Se proyecta la construcción de facilidades de producción en cada campo, con el propósito de recolectar la producción de sus pozos, hacer la medición fiscal, y control de corrosión por la presencia de CO₂ y H₂O, y desde las facilidades enviar la producción hasta la planta de

tratamiento. Se enfoca al diseño conceptual de las líneas de recolección y producción, locaciones de los pozos y las facilidades de producción, para la incorporación del gas y el aceite ligero de estos campos hacia las instalaciones de la planta de tratamiento.

Para lograr lo anterior, se emplea la siguiente metodología de trabajo: Recopilación, discretización y análisis de la información disponible. Análisis de sensibilidad con simulador de flujo multifásico PipeSim, para realizar el diseño hidráulico de los ductos de transporte, en base al pronóstico de la producción. Con toda la información obtenida en los puntos anteriores mencionados, se contó con los elementos para realizar el diseño de la infraestructura de explotación de los campos (líneas de recolección y producción, instalaciones en las locaciones de pozos y facilidades de producción).

Título: Propiedades del Gas Natural elaborado por Alex Pilco Núñez. (Nuñez, 2014)

En este proyecto, se muestran las diferentes composiciones que puede tener un hidrocarburo en pozo. Se pueden dividir en dos partes: las parafinas y las impurezas.

Para realizar los cálculos referidos al gas natural, pueden ser utilizados diferentes métodos, como ser mediciones, laboratorio, o con cálculos basados en los componentes que conforman el gas.

Se muestra también que las propiedades del gas son propias para cada gas, es decir que en cada pozo se pueden tener gases con diferentes composiciones, sin importar que estos pozos sean de un mismo reservorio. Estos gases también pueden cambiar a medida que se despresuriza el pozo de producción.

Título: Aplicación de correlaciones numéricas para la determinación de las propiedades PVT de reservorios de gas condensado. (Copa, 2023)

Autor: Miriam Quispe Copa, UMSA, 2023

Este trabajo se enfoca en las características propias del reservorio y las propiedades P.V.T. que poseen los hidrocarburos. Dichas propiedades se determinan mediante laboratorio sometiendo a diferentes procesos una muestra del fluido y a condiciones de yacimiento, lo que implica altos costos en su realización, la otra manera de llevar a cabo esta determinación es mediante el uso de correlaciones.

El desarrollo y diseño del programa que se enfoca en calcular las propiedades P.V.T. se llevó a cabo gracias al uso del lenguaje de programación Python.

En este trabajo, se hace un análisis de viabilidad técnica, operativa y económica de un reservorio. Se ve también la utilización del diagrama de correlación de Standing y Katz para determinar el factor de compresibilidad Z de un gas, basado en los datos de Presión pseudoreducida y las curvas de Temperatura pseudoreducida.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El diámetro de la línea de tubería tiene influencia directa en la pérdida del fluido, al mismo tiempo el diámetro influye directamente en la presión requerida en la batería de recolección. Si el diámetro es reducido existirá pérdida excesiva de carga de fluido, generando una presión insuficiente al ingreso de la batería de recolección.

1.3.2 FORMULACIÓN DE LA PREGUNTA

¿Cuál debería de ser el diámetro adecuado de la línea de recolección para el pozo Chaco Este – X2 (CHE – X2) para maximizar la producción y poder enviarla a la batería de recolección Ñupuco?

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el diámetro adecuado según la Norma API 14E para la línea de recolección del pozo Chaco Este – Exploratorio 2 (CHE-X2) y de esta forma producir de forma eficiente.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Corroborar la elección del diámetro de la tubería con las especificadas en el Estándar API14E.
- Simular el comportamiento de la presión y de la temperatura del gas a lo largo de la línea de recolección.
- Determinar el valor de la velocidad de erosión para el gas.

1.5 DELIMITACIÓN

1.5.1 LÍMITE TEMPORAL

La elaboración del proyecto se inició en septiembre del 2022 y culmino en junio del 2023.

La información que se utilizara para la investigación corresponde a los últimos datos obtenidos durante la perforación del pozo en la gestión 2019.

1.5.2 LÍMITE GEOGRÁFICO

El presente trabajo de investigación desarrolla los estudios en el Campo Chaco Este, ubicado en la provincia Gran Chaco, del departamento de Tarija.

País : Estado Plurinacional de Bolivia

Departamento : Tarija
Provincia : Gran Chaco
Bloque : Mamoré
Campo : Chaco Este X2



*Figura 5. Mapa Delimitando El Chaco Boliviano
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019*

1.6 JUSTIFICACIÓN

1.6.1 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

La determinación adecuada del diámetro de la línea de recolección garantiza una correcta producción del fluido, obteniendo así los ingresos proyectados por la venta del gas y minimizando los gastos por pérdida de producción, al mismo tiempo se eliminan las modificaciones del diámetro en la tubería, como también en la batería de separación si es que el fluido no llega con los parámetros de velocidad y presión requeridos.

1.6.2 JUSTIFICACIÓN SOCIAL

Al asegurar una mayor producción y menor pérdida de hidrocarburos, se asegura también mayores regalías para las regiones. Este ingreso de divisas, tiene una afección directa a la calidad de vida de las personas, ya que se tiene más presupuesto para inversión pública.

1.6.3 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Con un diámetro adecuado se asegura que no existe una caída de presión, y se evita daños a la batería de recolección.

Para preservar la vida útil de los equipos de recolección, se debe realizar un cálculo correcto del diámetro de la tubería, y previo a implementarse realizar la simulación correspondiente, esto brindara datos fiables que aseguran una buena producción.

1.7 TIPO Y ESTUDIO DE INVESTIGACIÓN

Tiene un alcance de tipo descriptivo cuantitativa por especificar propiedades, características y rasgos importantes del pozo Chaco Este – X2 (CHE-X2), también porque se desarrollará métodos numéricos, fórmulas matemáticas entre otros.

1.8 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

El presente proyecto aplica el método deductivo debido a que toma en cuenta datos del pozo, como ser volumen del reservorio, presiones y temperaturas que tiene dicho pozo.

1.9 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

La investigación es documental, bibliográfico/archivista por que se empleara los datos más importantes de la información documental, tales como tabla de datos sobre las características del pozo y registros que se tiene del pozo CHE-X2.

CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDO

De acuerdo a Domingo (Domingo, 2011)

Un fluido es todo cuerpo que tiene la propiedad de fluir y carece de rigidez y elasticidad, y en consecuencia cede inmediatamente a cualquier fuerza tendente a alterar su forma y adoptando así la forma del recipiente que lo contiene. Los fluidos pueden ser líquidos o gases según la diferente intensidad de las fuerzas de cohesión existentes entre sus moléculas (pág. 15)

2.1.1 TIPOS DE FLUIDOS

Los fluidos se subdividen en dos tipos, estos se mencionan a continuación:

2.1.1.1 FLUIDOS NEWTONIANOS

Según Domingo (Domingo, 2011)

Un fluido newtoniano es un fluido cuya viscosidad puede considerarse constante en el tiempo. La curva que muestra la relación entre el esfuerzo o cizalla contra su tasa de deformación es lineal y pasa por el origen. El mejor ejemplo de este tipo de fluidos es el agua en contraposición al pegamento, la miel o los geles que son ejemplos de fluido no newtoniano. (pág. 16)

2.1.1.2 FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Domingo define: (Domingo, 2011)

Es aquél cuya viscosidad varía con la temperatura y presión, pero no con la variación de la velocidad. Estos fluidos se pueden caracterizar mejor mediante otras propiedades que

tienen que ver con la relación entre el esfuerzo y los tensores de esfuerzos bajo diferentes condiciones de flujo, tales como condiciones de esfuerzo cortante oscilatorio. (pág. 17)

2.2 GAS NATURAL

Según Pérez (Ramiro Pérez Palacio, Klarcías J. Martínez, 1994)

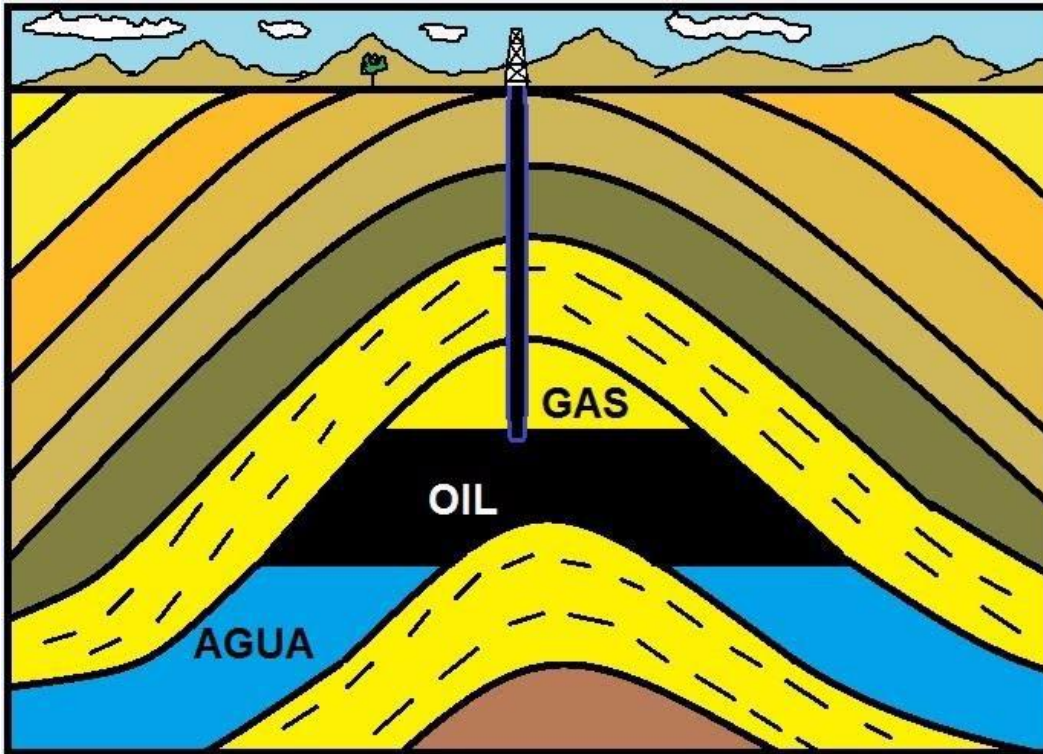
El gas natural es una fuente de energía fósil que, como el carbono o el petróleo, está constituida por una mezcla de hidrocarburos, unas moléculas formadas por átomos de carbono e hidrogeno.

Se denomina gas natural a aquel que está formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano, y finalmente, puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Además, es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburiíferos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno (ácido sulfhídrico), nitrógeno, helio, vapor de agua etc. (Pág. 34)

Las principales ventajas del gas natural son:

- No requiere mayor infraestructura para su uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor, etc.
- No requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo, a diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso.
- Es seguro en caso de fugas, debido a que se disipa fácilmente por el aire disminuyendo el riesgo de explosión generado por altas concentraciones.
- Es más amigable con el medio ambiente.

- La frecuencia de mantenimiento de los equipos que operan con gas natural es menor si se compara con la requerida por equipos que utilizan otros energéticos



*Figura 6. Reservorio de un Pozo Petrolero
Fuente: (Valbuena, 2016)*

2.3 COMPOSICIÓN

Speight define que: (Speight, 2019)

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos combustibles, el gas natural se forma primordialmente de metano, y puede además incluir etano, propano, butano y pentanos.

La composición del gas natural puede variar ampliamente antes de que sea refinado. En su forma más pura, como el gas natural, que se entrega al consumidor es el metano casi puro.

El componente primario del gas natural es el metano (CH_4), la molécula de hidrocarburo más cortó y más ligera, también contiene hidrocarburos gaseosos más pesados. Tales como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}), así como otros gases que contienen azufre en cantidades variables.

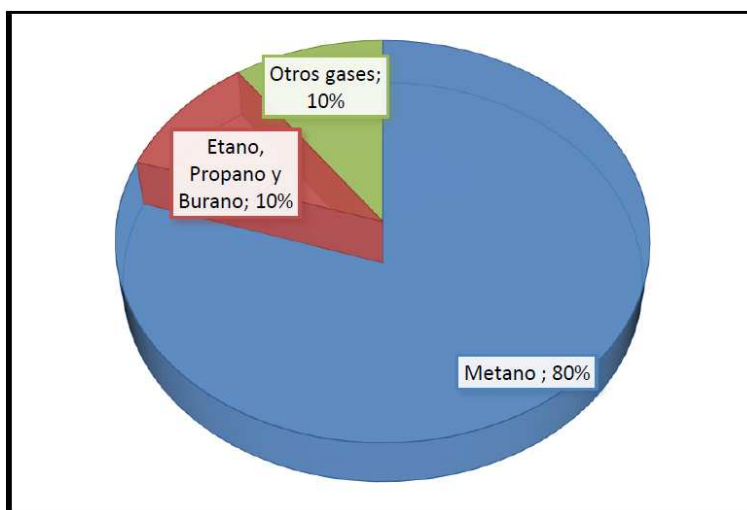


Figura 7. Composición del Gas Natural
Fuente: (Speight, 2007)

Brevemente, el gas natural contiene hidrocarburos y gases no hidrocarburos. Los gases hidrocarburos son metano (CH_4), etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8), Butanos (C_4H_{10}), pentanos (C_5H_{12}), hexano (C_6H_{14}), heptano (C_7H_{16}) y algunas trazas como el octano (C_8H_{18}), e hidrocarburos de peso molecular superiores. Algunos aromáticos como el benceno (C_6H_6), Tolueno ($\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$), y los silenos ($\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_4\text{CH}_3$).

El dióxido de carbono y el sulfhídrico pueden comúnmente hacerse referencia como gases ácidos debido a que ellos forman compuestos corrosivos en presencia de agua, el nitrógeno, helio y dióxido son referidos como diluyentes porque ninguno de ellos se quema es decir no aportan poder calorífico, estos no tienen valor. (pág. 23)

2.4 PETRÓLEO

De acuerdo a Ikoku (Ikoku, 1984)

La palabra petróleo deriva de los vocablos Petro (piedra) y óleum (aceite); es decir, “aceite de piedra”. Conocido también como “crudo” o “petróleo crudo”, es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida de carbono e hidrógeno; con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre, formado por la descomposición y transformación de restos animales y plantas que han estado enterrados a grandes profundidades durante varios siglos.

La presencia en diversas cantidades de cada uno de los elementos químicos (orgánicos e inorgánicos) que componen el petróleo, determinan sus características particulares como el color, densidad, viscosidad entre otras.

El petróleo crudo es un combustible fósil compuesto principalmente por hidrocarburos, que también puede contener pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno. Se forma en condiciones de alta presión y calor por la transformación de materia orgánica y se produce, por ejemplo, en suelo de arenisca y caliza fracturada cubierta por capas impermeables. También se puede encontrar en lutitas y arenas y, en algunos casos, puede ascender directamente a la superficie. Los humanos han utilizado estos “lagos de crudo” desde la antigüedad.

La explotación sistemática de depósitos de petróleo crudo, sin embargo, no empezó a llevarse a cabo hasta mediados del Siglo XIX. El “oro negro”, como se conoce también a la materia prima por su variedad de usos, está formado por al menos 500 componentes. Además de una amplia gama de hidrocarburos (alcanos, ciclo alcanos y aromáticos) y

ácidos nafténicos, fenoles, resinas, aldehídos y compuestos orgánicos de azufre (p. ej., tioalcoholes), el petróleo crudo también contiene nitrógeno, oxígeno y trazas de algunos metales, como vanadio y níquel. Su color varía desde el amarillo claro al negro y se oscurece cuando se expone a la luz. El petróleo crudo recién extraído suele tener un tono fluorescente que va del amarillo al verde-azulado. En función de su contenido en azufre, el petróleo se clasifica como “dulce” o “agrio”; el petróleo crudo “agrio” tiene un desagradable olor a ajo debido a su alto contenido en azufre. Tiene una densidad de entre 0,82 y 0,94 gramos por centímetro cúbico y el contacto prolongado con el aire incrementa su viscosidad, pues los componentes volátiles se van evaporando progresivamente. Se disuelve fácilmente en éter, benceno o tetracloruro de carbono, se disuelve de forma deficiente en etanol y es insoluble en agua. (pág. 105).

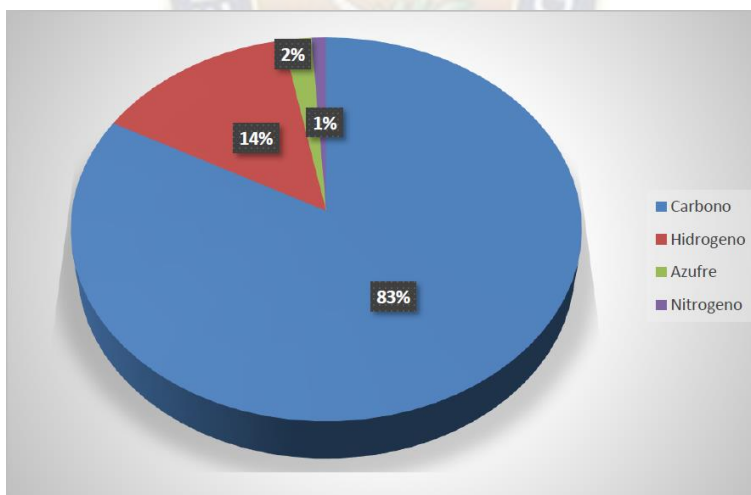


Figura 8. Composición del Petróleo
Fuente: Ikoku (1984)

2.5 DENSIDAD

Según Huerta (Huerta, 2011)

La densidad se define como el cociente entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa. Así, como en el SI, la masa se mide en kg y el volumen en m³, la densidad se medirá en kg/m³. Esta unidad de medida, sin embargo, es muy poco usada, ya que es demasiado pequeña.

La mayoría de las sustancias tienen densidades similares a las del agua por lo que, de usar esta unidad, se estarían usando siempre números muy grandes.

La densidad de un cuerpo está relacionada con su flotabilidad, una sustancia flotará sobre otra si su densidad es menor. Por eso la madera flota sobre el agua y el plomo se hunde en ella, porque el plomo posee mayor densidad que el agua mientras que la densidad de la madera es menor, pero ambas sustancias se hundirán en la gasolina, de densidad más baja. La densidad es una característica de cada sustancia. Nos vamos a referir a líquido y sólidos homogéneos. Su densidad, prácticamente, no cambia con la presión y la temperatura; mientras que los gases son muy sensibles a las variaciones de estas magnitudes. (pág. 55).

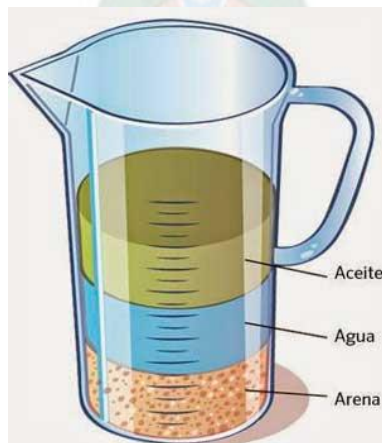


Figura 9. Densidad de los elementos
Fuente: (Huerta, 2011)

2.6 VISCOSIDAD

De acuerdo a Huerta (Huerta, 2011)

Es una propiedad de los fluidos equivalente al concepto de espesor, es decir, a la que tienen ciertas sustancias para fluir, para sufrir deformaciones graduales producto de tensiones cortantes o tensiones de tracción.

Todos los fluidos poseen viscosidad (excepto los fluidos ideales o superfluidos), debido a las colisiones entre sus partículas que se mueven a diferentes velocidades. Así, cuando el fluido es obligado a moverse, dichas partículas generan resistencia de fricción, retardando o impidiendo el desplazamiento.

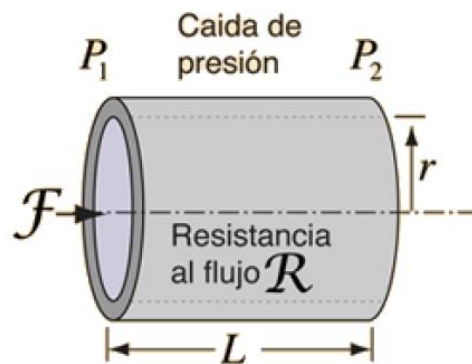


Figura 10. Viscosidad
Fuente: (Huerta, 2011)

Esto se debe a que el líquido se compone por varias capas de materia, que tienden a mantenerse juntas entre sí incluso ante presencia de fuerzas externas. Por esa razón los líquidos viscosos no generan salpicaduras.

De modo que un fluido con una altísima viscosidad estará muy cerca de ser un sólido, ya que sus partículas se atraen con una fuerza tal que impiden el movimiento de las capas superiores. Existen dos tipos de viscosidad: dinámica y cinemática.

La viscosidad depende, además, de la naturaleza del fluido, y puede medirse empleando un viscosímetro o un reómetro. Para ello pueden emplearse líquidos o gases, y suele representarse mediante la letra griega μ para la dinámica y mediante la letra ν en el caso de la cinemática.

Existen dos tipos de Viscosidad

- Viscosidad dinámica (μ). También llamada viscosidad absoluta, se entiende como la relación entre el gradiente de velocidad (velocidad de movimiento de las partículas) y el esfuerzo cortante. Se la mide, según el Sistema Internacional (SI) en pascuales-segundo. Ésta depende además de la temperatura: a mayor temperatura, menor viscosidad.
- Viscosidad cinemática (ν). En un fluido a temperatura constante, la viscosidad cinemática se calculará dividiendo la dinámica entre la densidad del fluido, y expresando el resultado en metros cuadrados sobre segundo. (pág. 57).

2.7 FLUJO LAMINAR

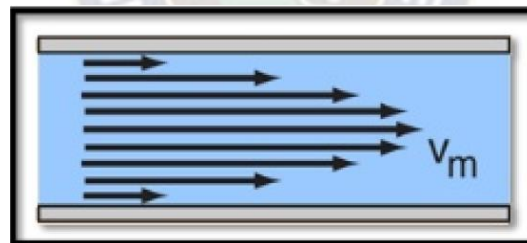
Según el autor Macualo (Macualo, 2012)

Se llama flujo laminar o corriente laminar, al movimiento de un fluido cuando este es ordenado, estratificado, suave. En un flujo laminar el fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse y cada partícula de fluido sigue una trayectoria suave, llamada línea de corriente. En flujos laminares el mecanismo de transporte lateral es exclusivamente molecular.

El flujo laminar es típico de fluidos a velocidades bajas o viscosidades altas, mientras fluidos de viscosidad baja, velocidad alta o grandes caudales suelen ser turbulentos. El

número de Reynolds es un parámetro adimensional importante en las ecuaciones que describen en qué condiciones el flujo será laminar o turbulento. En el caso de fluido que se mueve en un tubo de sección circular, el flujo persistente será laminar por debajo de un número de Reynolds crítico de aproximadamente 2040. Para números de Reynolds más altos el flujo turbulento puede sostenerse de forma indefinida. Sin embargo, el número de Reynolds que delimita flujo turbulento y laminar depende de la geometría del sistema y además la transición de flujo laminar a turbulento es en general sensible a ruido e imperfecciones en el sistema.

El perfil laminar de velocidades en una tubería tiene forma de una parábola, donde la velocidad máxima se encuentra en el eje del tubo y la velocidad es igual a cero en la pared del tubo. En este caso, la pérdida de energía es proporcional a la velocidad media, mucho menor que en el caso de flujo turbulento. (pág. 67).



*Figura 11. Flujo Laminar
Fuente: (Macualo, 2012)*

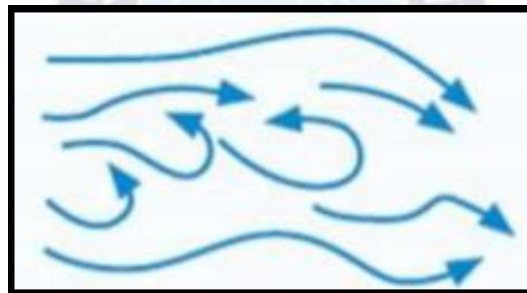
2.8 FLUJO TURBULENTO

Según el autor Macualo (Macualo, 2012)

Turbulencia de pared: generada por efectos viscosos debida a la existencia de paredes.

Turbulencia libre: producida en la ausencia de pared y generada por el movimiento de capas de fluido a diferentes velocidades.

Diferentes teorías han tratado de explicar el origen y la estructura de la turbulencia. Algunas explican que la turbulencia es debida a la formación de vórtices en la capa límite, como consecuencia de los disturbios que se generan por discontinuidades bruscas existentes en la pared; mientras que otras teorías atribuyen la turbulencia a la influencia del esfuerzo cortante, cuando se presenta un gradiente de velocidades con discontinuidades bruscas. Sin embargo, a pesar de las múltiples investigaciones, los resultados obtenidos sobre el desarrollo de la turbulencia no son totalmente satisfactorios, ya que solo pueden estudiarse experimental y teóricamente como un fenómeno estadístico. (pág. 68).



*Figura 12. Flujo Turbulento
Fuente: Macualo (2012)*

2.9 NÚMERO DE REYNOLD

Según el autor Hernández Segovia (Hernández Segovia, 2012)

Estudió las características de flujo de los fluidos inyectando un trazador dentro de un líquido que fluía por una tubería. A velocidades bajas del líquido, el trazador se mueve linealmente en la dirección axial. Sin embargo, a mayores velocidades, las líneas del flujo del fluido se desorganizan y el trazador se dispersa rápidamente después de su inyección

en el líquido. El flujo lineal se denomina Laminar y el flujo errático obtenido a mayores velocidades del líquido se denomina Turbulento.

Las características que condicionan el flujo laminar dependen de las propiedades del líquido y de las dimensiones del flujo. Conforme aumenta el flujo másico aumenta las fuerzas del momento o inercia, las cuales son contrarrestadas por la por la fricción o fuerzas viscosas dentro del líquido que fluye. Cuando estas fuerzas opuestas alcanzan un cierto equilibrio se producen cambios en las características del flujo. En base a los experimentos realizados por Reynolds en 1874 se concluyó que las fuerzas del momento son función de la densidad, del diámetro de la tubería y de la velocidad media. Además, la fricción o fuerza viscosa depende de la viscosidad del líquido.

Según dicho análisis, el Número de Reynolds se definió como la relación existente entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas (o de rozamiento).

$$N_{Re} = \frac{\text{Fuerzas} - \text{Inercias}}{\text{Fuerza} - \text{Viscosas}} = \frac{\rho DV}{\mu}$$

Este número es adimensional y puede utilizarse para definir las características del flujo dentro de una tubería.

El número de Reynolds proporciona una indicación de la pérdida de energía causada por efectos viscosos. Observando la ecuación anterior, cuando las fuerzas viscosas tienen un efecto dominante en la pérdida de energía, el número de Reynolds es pequeño y el flujo se encuentra en el régimen laminar. (pág. 43).

- $Re < 2000$ Flujo Laminar: Las fuerzas viscosas son proporcionalmente más fuertes que las fuerzas de inercia. Las partículas tienden a moverse en líneas de corriente.

- $Re > 4000$ Flujo turbulento: Las fuerzas viscosas son débiles comparadas con las fuerzas de inercia. Las partículas se mueven en recorridos irregulares.
- $2000 < Re < 4000$ Flujo transicional: (no puede ser modelado).

2.10 FACTOR DE FRICCIÓN

Según Anaya (Alejandro Isaías Anaya-Durand, Guillermo Israel Cauch-Segovia, Oliver Funabazama-Bárceñas, Víctor Alfonso Gracia-Medrano-Bravo, 2014)

El factor de fricción o coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach (f) es un parámetro adimensional que se utiliza en dinámica de fluidos para calcular la pérdida de carga en una tubería debido a la fricción.

La fuerza de fricción es realmente la oposición al movimiento de los cuerpos y se da en todos los medios conocidos (sólidos, líquidos y gaseosos). Atendiendo a que las superficies de los cuerpos en contacto no son idealmente lisas es imposible desaparecer esta fuerza, que en unos casos resulta necesaria reducir y en otros aumentar, ya que la fricción es una fuerza con sentido contrario a la fuerza aplicada. (pág. 131).

La fórmula para hallar la fuerza de fricción es:

$$f = \mu N$$

Donde:

f = fuerza de fricción

μ = coeficiente de fricción

N =fuerza normal

2.11 CROMATOGRAFÍA

Parrish define (Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, Daniel G. McCartney, 2006)

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes. Diferencias sutiles en el coeficiente de partición de los compuestos dan como resultado una retención diferencial sobre la fase estacionaria y, por tanto, una separación efectiva en función de los tiempos de retención de cada componente de la mezcla.

La cromatografía puede cumplir dos funciones básicas que no se excluyen mutuamente:

- Separar los componentes de la mezcla, para obtenerlos más puros y que puedan ser usados posteriormente (etapa final de muchas síntesis).
- Medir la proporción de los componentes de la mezcla (finalidad analítica). En este caso, las cantidades de material empleadas suelen ser muy pequeñas.

Usualmente la cromatografía de gases se presenta en porcentaje de la fracción molar, aunque también la podemos encontrar en fracción de peso. (pág. 55).

2.12 GRAVEDAD ESPECIFICA

Según el libro de Mecánica de Fluidos de Ibero se define (Alejandro Zararías Santiago, Justino Gonzales López, Andrés Granados Manzo, Antonio Mota Lugo, 2017)

La gravedad específica, también conocida como peso específico o densidad relativa, consiste en la relación o cociente que existe entre la densidad de una sustancia y la densidad de otra sustancia de referencia (es usual que en este caso se utilice agua).

Estas densidades suelen tomarse como guías cuando se refiere a líquidos o sólidos. La gravedad específica aparente es la relación entre el peso volumétrico de una sustancia y el peso del volumen de otra. La gravedad específica suele usarse en la industria, ya que da información sobre la concentración de las soluciones a usar de forma sencilla.

El uso de la gravedad específica puede observarse principalmente en la industria minera, ya que gracias a este método se puede determinar de qué está compuesta una roca.

Las soluciones trabajadas con la gravedad específica pueden incluir diversos materiales, como hidrocarburos, ácidos o soluciones “azucaradas”, entre otros.

Gracias a la gravedad específica podemos deducir si un objeto se hundirá o flotará en la sustancia de referencia. Es común que dicha sustancia sea siempre agua, ya que se sabe que la misma posee 1 gramo por mililitro o 1 gramo por centímetro cúbico.

La densidad de un material puede variar dependiendo de la presión o la temperatura del mismo; por ende, es importante tener estos valores al momento de calcular la gravedad específica.

Normalmente, cuando se calcula la gravedad específica tanto la sustancia a estudiar como la sustancia de referencia poseen todas sus unidades idénticas, e incluso se deben encontrar a una temperatura y presión similar.

Dicho cálculo es el resultado del cociente entre el valor de la densidad de la sustancia y el valor de la sustancia de referencia (la mayoría de las veces se utiliza agua).

La densidad del agua es de 1,000 g/ml a una temperatura de 3,98 °C, pero se puede emplear una densidad de 1,00 g/ml a una temperatura de hasta 25 °C sin correr el peligro de tener un error de cálculo.

La gravedad específica se calcula tomando en cuenta la siguiente fórmula:

$$GE = \frac{\rho_{sustancia}}{\rho_{referencia}}$$

Donde:

GE: Gravedad Especifica

$\rho_{sustancia}$ = Densidad de la sustancia

$\rho_{referencia}$ = Densidad del Material de referencia

Para calcular o medir la densidad relativa entre dos materiales, bien sean sólidos o líquidos, se utiliza un aparato conocido como picnómetro, el cual se basa en el principio de Arquímedes. (pág. 68).

2.12.1 PRINCIPIO DE ARQUIMEDES

El libro de Mecánica de Fluidos Ibero define (Alejandro Zararías Santiago, Justino Gonzales López, Andrés Granados Manzo, Antonio Mota Lugo, 2017)

El principio de Arquímedes afirma que cuando un cuerpo se encuentra parcial o totalmente sumergido en un fluido en reposo, sufrirá un impulso vertical hacia arriba igual al peso de la masa volumétrica del objeto en cuestión. Esta fuerza se mide en Newtons.

Ya que este principio estudia la fuerza ejercida por un objeto en un flujo, se relaciona estrechamente con el proceso que se efectúa en la gravedad específica, ya que la misma expresa la relación de dos sustancias. (pág. 70).

2.13 DENSIDAD

Bahadori define (Bahadori, 2014)

Esta magnitud de la materia, es una medida del grado de compactación de un material o sustancia. Es por tanto cantidad de masa por unidad de volumen. Así por ejemplo el plomo

es más denso que un corcho, el agua de mar más densa que la lluvia, el aire en la ciudad más denso que el del campo. (pág. 105).

2.13.1 DENSIDAD ABSOLUTA

Bahadori (Bahadori, 2014)

La densidad o densidad absoluta es la magnitud que expresa la relación existente entre la masa y el volumen de un cuerpo o sustancia. Se representa por ρ y sus unidades en el Sistema Internacional son el kilogramo por metro cúbico (kg/m^3), aunque también puede usarse gramo por centímetro cúbico g/cm^3 . Para convertir de una a otra basta con dividir entre 1000.

Así pues, por ejemplo, la densidad del agua es de $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$, o $1 \text{ g}/\text{cm}^3$. La densidad es una propiedad intensiva de la materia, por lo que no varía su valor a pesar del tamaño del objeto o cantidad de sustancia. (pág. 106).

Su fórmula se expresa:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde:

ρ = La densidad

m = La masa

V = El volumen del determinado cuerpo

2.13.2 VARIACIONES DE DENSIDAD

Bahadori define (Bahadori, 2014)

La densidad si varía con los cambios de presión y temperatura, así tenemos que:

- Cuando aumenta la presión, la densidad de cualquier material estable también aumenta.
- Como regla general, al aumentar la temperatura, la densidad disminuye (si la presión permanece constante).

Sin embargo, existen notables excepciones a esta regla. Por ejemplo, la densidad del agua crece entre el punto de fusión (a 0 °C) y los 4 °C; algo similar ocurre con el silicio a bajas temperaturas.

Debe señalarse que la variación de la densidad en líquidos y sólidos, por cambios de presión y temperatura, es muy pequeña debido al coeficiente de compresibilidad y al coeficiente de dilatación térmica en estas sustancias, todo lo contrario, ocurre con los gases donde hay fuertes variaciones de densidad con cambios de presión y temperatura, como lo explica la Ley de los gases ideales. (pág. 108).

2.13.3 DENSIDAD DE ALGUNOS MATERIALES

- La densidad del agua, por ejemplo, es de 1 gr/cm³. Esto significa que, si se toma un cubo de 1 cm de lado y se llena de agua, el agua contenida en ese cubo tendrá una masa de un gramo.
- La densidad del mercurio, otro ejemplo, es de 13,6 gr/cm³. Esto significa que en un cubo de 1 cm de lado lleno con mercurio se tiene una masa de 13,6 gramos.

Los cuerpos sólidos suelen tener mayor densidad que los líquidos y éstos tienen mayor densidad que los gases. Este hecho está dado porque en un gas las partículas que lo componen están menos cohesionadas, en términos vulgares esto significa que están más separados. Esta cohesión aumenta en los líquidos y se hace aún mayor en los sólidos. (pág. 142).

Sustancia	Densidad media (kg/m ³)	Sustancia	Densidad media (kg/m ³)
Aceite	920	Diamante	1320
Acero	7850	Gasolina	680
Agua destilada a 4 °C	1000	Hielo	980
Agua de mar	1027	Hierro	7874
Aire	1,2	Madera	600 – 900
Alcohol	780	Plata	10490
Aluminio	2700	Platino	21450
Carbono	2260	Plomo	11340
Caucho	950	Sangre	1480 – 1600
Cobre	8960	Tierra (planeta)	5515

Tabla 2. Tabla de densidades de algunas sustancias
Fuente: Bahadori (2014)

2.13.4 DENSIDAD RELATIVA

La densidad relativa referida a una sustancia es la relación existente entre la densidad de esa sustancia y la otra sustancia que se escoja de referencia; es una magnitud adimensional (sin unidades).

Su fórmula se expresa:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_0}$$

Donde:

ρ_r = La densidad relativa

ρ = La densidad de la sustancia,

ρ_0 = La densidad de la sustancia tomada de referencia.

Para los líquidos y los sólidos, la densidad de referencia habitual es la del agua líquida a la presión de 1 atm y la temperatura de 4 °C. En esas condiciones, la densidad absoluta del agua destilada es de 1000 kg/m³, es decir, 1 kg/L. Para los gases, la densidad de referencia habitual es la del aire a la presión de 1 atm y la temperatura de 0 °C.

2.14 PESO MOLAR

Según Bahadori (Bahadori, 2014)

El peso molecular es la suma de las masas atómicas de todos los átomos de una molécula de un compuesto específico. El peso atómico de un elemento se calcula hallando la masa media ponderada de la masa de todos los isótopos del mismo. Conoce en qué consiste el peso molecular, el peso atómico y la unidad de masa atómica (UMA).

Su procedimiento para hallar el peso molar es el siguiente:

Se toman los pesos atómicos de los elementos que lo componen y multiplicamos cada peso atómico por el subíndice que corresponde al elemento según la fórmula.

Ejemplo: el caso de la sal de mesa, cloruro de sodio NaCl que corresponde a un compuesto iónico, una sal. Los pesos atómicos de los elementos son: Na= 22,9898 y Cl= 35.5. Según la fórmula, se tiene un subíndice igual a 1 en ambos casos.

Entonces hagamos una tabulación:

Na	$22,9898 \times 1 = 22,9898$
Cl	$35,5 \times 1 = 35,5$
Suma	58,4898 g/mol

Tabla 3. Peso Atómico del Cloruro de Sodio (Sal)

Fuente: Elaboración propia

Eso indica que el Peso Molecular del compuesto como ser del Cloruro de Sodio es de 58,4898 gramos/mol. (pág. 115)

COMPONENTE	PM (GR/MOL)
N2	28.013
CO2	44.01
C1	16.043
C2	30.07
C3	44.097
IC4	58.124
NC4	58.124
IC5	72.151
NC5	72.151
NC6	86.178
C7	100.204

Tabla 4. Peso Molar de algunos componentes
Fuente: (Bahadori, 2014)

2.15 FRACCIÓN MOLAR

Según Ahmed (Ahmed, 1989)

La fracción molar de un componente en particular, componente i , está definido como el número de moles de cada componente dividido por el total de número de moles de todos los componentes en la mezcla. (pág. 34).

$$y_i = \frac{n_i}{n} = \frac{n_i}{\sum n_i}$$

Dónde:

y_i = Fracción molar del componente i en la mezcla

n_i = Número de moles componente i

n = Número total de moles en la mezcla

2.16 FRACCIÓN EN PESO

Según Ahmed (Ahmed, 1989)

La fracción de peso de un componente está definida como el peso molecular de cada componente dividido por el peso molecular total de la mezcla. (pág. 35).

$$w_i = \frac{m_i}{m} = \frac{m_i}{\sum m_i}$$

Dónde:

w_i = Fracción en peso de cada componente

m_i = Peso molecular del componente i en la fase gaseosa

m = Peso molecular total de la mezcla de gas

2.17 PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DEL GAS NATURAL

Según Lyons (William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz, 2016)

En la forma más simple, un gas puede considerarse que está formado por partículas sin volumen y entre las cuales no existen fuerzas de atracción o repulsión. Es un fluido homogéneo, generalmente de baja densidad y viscosidad, sin volumen definido y ocupa cualquier espacio en el cual se coloca. Los gases que se ajustan a esta definición, se denominan gases perfectos o ideales.

El concepto anterior de gas, generalmente se cumple en condiciones de baja presión y temperatura, pero gradualmente el gas se aparta de esta definición y el comportamiento teórico se aleja del observado. A medida que aumenta la presión y/o temperatura, debe incluirse el volumen de las moléculas y las fuerzas de atracción o repulsión entre ellas. A los que cumplen con esta definición se les denomina gases reales. (pág. 168).

Otro autor como Rivero S. (Rivero S., 2004)

La teoría cinética de los gases postula que el gas ideal está compuesto de una cantidad de partículas llamadas moléculas, cuyo volumen es insignificante comparado con el volumen total ocupado por el gas. También se asume que estas moléculas no tienen fuerzas de

atracción o repulsión entre ellas y así asume que todas las colisiones de las moléculas son perfectamente elásticas. (pág. 55).

2.18 FACTOR Z

Según Parrish (Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, Daniel G. McCartney, 2006)

El factor de compresibilidad (Z), conocido también como el factor de compresión, es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para aplicar la ley de los gases ideales al comportamiento de un gas real.

En general, la desviación del comportamiento ideal se vuelve más significativa entre más cercano esté un gas a un cambio de fase, sea menor la temperatura o más grande la cual toma constantes empíricas de compuestos específicos como datos de entrada. Para un gas que sea una mezcla de dos o más gases puros (aire o gas natural, por ejemplo), es requerida una composición del gas para que la compresibilidad sea calculada.

La relación única entre el factor de compresibilidad, la temperatura y presión reducidas, T y P respectivamente, fue reconocida en principio por Johannes Van Der Waals en 1873 y es conocida como el teorema de los estados correspondientes de dos parámetros. El principio de estados correspondientes expresa la generalización de las propiedades de un gas, las cuales dependen de las fuerzas moleculares, están relacionadas con las propiedades críticas del gas en una forma universal. Eso provee una base más importante para desarrollar correlaciones de propiedades moleculares. (pág. 88).

Existen varios métodos para calcular el valor del factor de desviación del gas conocido como Z , a continuación, vamos a describir el método desarrollado por Standing y Katz

Según el auto Rivero S. (Rivero S., 2004)

Con la aparición del teorema de los estados correspondientes, desarrollado por Van Der Waals (1873) posibilitó la elaboración de ábacos universales para la obtención del factor de compresibilidad Z . Siguiendo este teorema, los gases exhiben el mismo comportamiento cuando lo sometemos a las mismas condiciones de presión, temperatura y volumen reducidos. El término reducido traduce la razón entre la variable y/o su valor crítico:

$$p_r = \frac{p}{p_c}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$V_r = \frac{V}{V_c}$$

Donde:

p_r = Presión reducida

T_r = Temperatura reducida

V_r = Volumen reducido

p_c = Presión crítica

T_c = Temperatura crítica

V_c = Volumen crítico

El teorema de los estados correspondientes no es perfecto, más aún cuando es aplicado a gases con estructuras químicas similares (por ejemplo: hidrocarburos parafínicos) ofrece un método de correlación con precisión satisfactoria para trabajos de ingeniería.

La correlación de Standing y Katz, favorece valores de Z en función de presiones y temperaturas reducidas, y fue desarrollado con base en datos experimentales para gases naturales sin impurezas. Su aplicación para gases ácidos requiere el uso de factores de corrección para la presencia de CO₂ y H₂S.

El procedimiento para la determinación de Z sigue los siguientes pasos:

Paso 1 – Determinación de las propiedades pseudocríticas

a) Composición conocida

- Identifique la presión y temperatura críticas para cada componente, desde la tabla de constantes físicas.
- Determinar las coordenadas pseudocrítica. Estas pueden ser calculadas a través de medias ponderadas de las coordenadas críticas de cada componente y su fracción molar en la mezcla. (pág. 54).

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i p_{ci}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i T_{ci}$$

Dónde:

P_{pc} = Presión pseudocrítica

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica

P_{ci} = Presión crítica del componente i

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i

y_i = Fracción molar del componente i

n_c = Numero de componentes

b.) Composición desconocida

Partiendo de la gravedad específica del gas GE_{gas} ; podemos determinar las coordenadas pseudocríticas a través de las siguientes correlaciones presentadas por Standing en (1981).

- Caso 1: Sistemas de gas natural

$$T_{pc} = 168 + 325GE_{gas} - 12,2(GE_{gas})^2$$

$$P_{pc} = 677 + 15GE_{gas} - 37,5(GE_{gas})^2$$

- Caso 2: Sistemas de gas condensado

$$T_{pc} = 187 + 330GE_{gas} - 71,5(GE_{gas})^2$$

$$P_{pc} = 706 + 51,7GE_{gas} - 11,1(GE_{gas})^2$$

Dónde:

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica, °R

P_{pc} = Presión pseudocrítica, Psia

GE_{gas} = Gravedad específica de la mezcla de gas

Paso 2 - Correcciones de las propiedades pseudocríticas.

Debido a la presencia de gases que no son hidrocarburos, utilizamos el factor de corrección de Wichert y Aziz dado por:

$$\varepsilon = 120(A^{0,9} - A^{1,6}) + 15(B^{0,5} - B^{4,0})$$

Donde:

ε = Factor de ajuste de las propiedades pseudo críticas

A = Suma de las fracciones molares de $H_2S + CO_2$

B = Fracción molar de H₂S

- Calcule la temperatura pseudocrítica ajustada por la siguiente expresión:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon$$

- Y la presión pseudocrítica ajustada por medio de:

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon}$$

Paso 3 – Determinación del valor del factor de compresibilidad Z

El factor de compresibilidad Z, de la mezcla gaseosa es obtenido de la carta de Standing y Katz, Figura Nro. 1, en función de las coordenadas pseudoreducidas, es decir:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

O, si hay presencia de contaminantes:

$$P_{pr} = \frac{P}{P'_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T'_{pc}}$$

El valor de Z se lo obtiene de la intersección de las coordenadas pseudoreducidas en la gráfica desarrollada por Standing y Katz. (pág. 56 – 59).

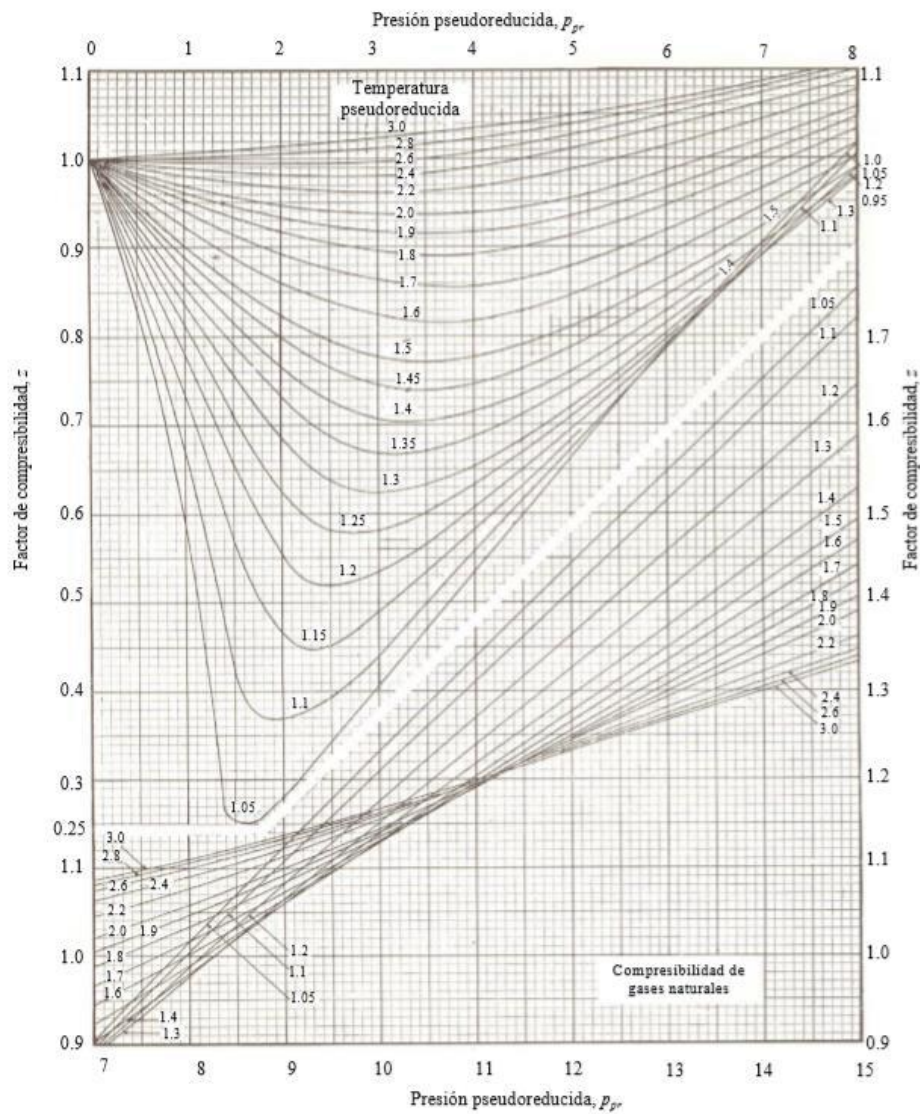


Figura 13. Factor de Compresibilidad del Gas
Fuente: (GPSA, 2004)

Si las concentraciones de gases ácidos y compuestos no hidrocarburos son 3% en mol de H₂S, 5% en mol de N₂, o un total de impurezas de 7% en mol como máximo, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones para la Presión y Temperatura pseudocrítica:

$$P_{psc}(Psia) = 709,604 - 58,718 * GEg$$

$$T_{psc}(R) = 170,491 + 307,344 * GEg$$

2.19 TEMPERATURA CRÍTICA

Según Mak (Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David Wood, 2013)

Toda sustancia tiene una temperatura crítica (TC, por arriba de la cual la fase gaseosa no se puede licuar, independientemente de la magnitud de la presión que se aplique. Ésta es también la temperatura más alta a la cual una sustancia puede existir en forma líquida. Dicho de otro modo, por arriba de la temperatura crítica no hay una distinción fundamental entre un líquido y un gas: simplemente se tiene un fluido. La presión crítica (Pe) es la mínima presión que se debe aplicar para llevar a cabo la licuefacción a la temperatura crítica. (pág. 45).

COMPONENTE	TC °R
N2	-232.7
CO2	87.87
C1	-116.68
C2	90.1
C3	206.01
IC4	274.96
NC4	305.62
IC5	274.96
NC5	385.6
NC6	453.6
C7	510.9

*Tabla 5. Temperatura Crítica de Algunos elementos
Fuente: Mak (2014)*

2.20 PRESIÓN CRÍTICA

Según Mak (Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David Wood, 2013)

La temperatura crítica es la temperatura límite por encima de la cual un gas miscible no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura no es posible condensar un gas aumentando la presión. A esta temperatura crítica, si además se tiene

una presión crítica (la presión de vapor del líquido a esta temperatura), se está en el punto crítico de la sustancia.

La temperatura crítica es característica de cada sustancia. Las sustancias a temperaturas superiores a la crítica tienen un estado de agregación tipo gas, que tiene un comportamiento muy parecido al de un gas ideal. (pág. 46).

COMPONENTE	PC PSI
N2	493
CO2	1071
C1	667.8
C2	707.8
C3	616.3
IC4	529.1
NC4	570.7
IC5	490.4
NC5	464
NC6	436.9
C7	397.4

*Tabla 6. Punto Crítico de algunos elementos COMPONENTE PC PSI
Fuente: Mak (2014)*

2.21 PERDIDA DE CARGA EN UNA TUBERÍA POR FRICCIÓN

Según el autor Menon (Menon, 2005)

Las pérdidas por fricción se presentan porque al estar el fluido en movimiento habrá una resistencia que se opone a dicho movimiento (fricción al fluir), convirtiéndose parte de la energía del sistema en energía térmica (calor), que se disipa a través de las paredes de la tubería por la que circula el fluido. Las válvulas y accesorios se encargan de controlar la dirección o el flujo volumétrico del fluido generando turbulencia local en el fluido, esto ocasiona una pérdida de energía que se transforma en calor. Estas últimas pérdidas son

consideradas perdidas menores ya que en un sistema grande las pérdidas por fricción en las tuberías son mayores en comparación a la de las válvulas y accesorios.

Las pérdidas y ganancias de energía en un sistema se contabilizan en términos de energía por unidad de peso del fluido que circula por él. Esto también se conoce como carga (h):

h_a = Energía que se agrega al fluido con un dispositivo mecánico; es común que se le denomine carga total sobre la bomba.

h_r = Energía que se remueve del fluido por medio de un dispositivo mecánico.

h_l = Pérdidas de energía del sistema por la fricción en las tuberías, o pérdidas menores por válvulas y otros accesorios.

La fórmula de Darcy-Weisbach, es la fórmula básica para el cálculo de las pérdidas de carga en tuberías y conductos:

$$h_L = f * \frac{L}{D} * \frac{v^2}{2g}$$

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como para flujo turbulento de cualquier líquido en una tubería. Siendo f el factor de fricción el cual varía dependiendo que tipo de régimen se obtenga en dicha tubería. (pág. 78).

2.22 LEY DE LOS GASES IDEALES

Según el autor Rivero S. (Rivero S., 2004)

La teoría cinética de los gases postula que el gas ideal este compuesto de una cantidad de partículas llamadas moléculas, cuyo volumen es insignificante comparado con el volumen total ocupado por el gas. También se asume que estas moléculas no tienen una fuerza de atracción o repulsión entre ellas y así se asume que todas las colisiones de las moléculas son perfectamente elásticas. (pág. 25)

Un gas ideal es un fluido en que:

- El volumen ocupado por las moléculas es pequeño con respecto al volumen ocupado por el fluido total.
- Las colisiones intermoleculares son enteramente elásticas, sin pérdida de energía en la colisión.
- No tienen fuerzas atractivas o repulsivas entre las moléculas.

La base para describir el comportamiento ideal de los gases viene dada de la combinación de las llamadas leyes de los gases ideales.

2.22.1 LEY DE BOYLE

Boyle observó experimentalmente que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión absoluta, si la temperatura del gas es constante.

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{V_2}{V_1} \text{ o } P_1V_1 = P_2V_2$$

Donde:

P= Presión

V=Volumen

2.22.2 LEY DE CHARLES

La ley de Charles expresa en sus dos partes:

1. A presión constante, el volumen variará directamente con la temperatura absoluta, expresado en la ecuación:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \text{ o } \frac{T_1}{V_1} = \frac{T_2}{V_2}$$

Donde:

V= Volumen

T= Temperatura

2. A volumen constante, la presión absoluta varia con la temperatura expresada en la ecuación

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{T_1}{T_2} \text{ o } \frac{T_1}{P_1} = \frac{T_2}{P_2}$$

Donde:

P= Presión

T= Temperatura

2.22.3 LEY DE CHARLES Y BOYLE

Las relaciones de las leyes de Charles y Boyle pueden ser combinadas para dar la siguiente relación

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} = \text{constante}$$

Donde:

P= Presión

V= Volumen

T= Temperatura

2.22.4 MEZCLA DE GASES IDEALES

Según la autora Huerta Atarés (Huerta, Gases ideales y reales, 2020)

El comportamiento de la mezcla de los gases ideales es usualmente interesante, al igual que los componentes puros. Debido a que la mezcla de componentes de hidrocarburos, y las otras propiedades físicas y químicas pueden ser determinadas en forma individual.

El tratamiento anterior del comportamiento de los gases no sólo se aplica a gases de un único componente.

2.23 ESTANDARES API 14E

La API 14E es la norma que enumera la velocidad de la erosión, la velocidad mínima y la caída de presión como criterio de dimensionamiento de tuberías.

2.23.1 VELOCIDAD DE EROSIÓN

Las líneas de flujo, múltiples de producción, cabezales de pozo y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben dimensionarse principalmente en función de la velocidad del flujo. En ese sentido, la experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de las paredes se produce por un proceso de erosión/corrosión. Por consiguiente, este proceso se acelera por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos como CO₂ y H₂S, y accesorios que perturban la trayectoria del flujo, como los codos (API, 1991).

El siguiente procedimiento para establecer una “velocidad de erosión” puede utilizarse cuando no se disponga de información específica sobre las propiedades erosivas/corrosivas del fluido.

La velocidad por encima de la cual puede producirse erosión puede determinarse mediante la ecuación empírica (API, 1991).

$$v_e = \frac{c}{\sqrt{pm}}$$

Donde:

Ve= velocidad erosional del fluido (pie/s)

c= constante empírica

pm= densidad gas/líquido combinada fluyendo a presión y temperatura (lb/pie³)

La experiencia de la industria hasta la fecha indica que para:

Fluidos libres de sólidos,

c = 100 para servicio continuo

c = 125 para servicio intermitente son conservadores

Para fluidos sin sólidos en los que la corrosión no es prevista o cuando la corrosión se controla por inhibición o mediante el empleo de aleaciones resistentes a la corrosión, pueden utilizarse valores

c= 150 a 200 para operación continua

c= 250 operación intermitente

Si se prevé la producción de sólidos, las velocidades del fluido deben reducirse considerablemente. De hecho, pueden utilizarse valores diferentes de "c" cuando estudios de aplicación específicos hayan demostrado ser apropiados (API, 1991).

En caso de presencia de sólidos y/o contaminantes corrosivos, o cuando se utilicen valores "c" superiores a 100 para una operación continua, deberá considerarse la realización de inspecciones periódicas para evaluar el espesor de la pared de la tubería.

El diseño de cualquier sistema de tuberías en el que se prevea la presencia de sólidos debe considerar la instalación de sondas de arena, tes de flujo amortiguado y un mínimo de tres pies de tubería recta aguas abajo de las salidas de estrangulamiento. La densidad de la mezcla gas-líquido puede calcularse mediante la ecuación derivada (API, 1991).

$$pm = \frac{12409S_1P + 2.7RS_gP}{198.7P + RTZ}$$

Donde:

P= presión de operación (psia)

S₁= gravedad específica del líquido (Agua:1 - Usar la gravedad promedio para mezclas hidrocarburo-agua) a condiciones estándar

R= ratio gas/líquido, (pie³/barril) a condiciones estándar

T= temperatura de operación (R)

S_g = gravedad específica del gas (Aire:1) a condiciones estándar

Z= factor de compresibilidad del gas

Una vez que “ V_e ” es conocido, la sección transversal mínima necesaria para evitar la erosión por fluidos puede determinarse a partir de la siguiente ecuación (API, 1991).

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT}{21,25P}}{V_e}$$

Donde:

A= mínima área de sección transversal requerida (*pulgadas*²/1000Bpd)

Para condiciones ‘Gulf Coast’ promedio T= 535 R, S_{11} = 0.85 (35 API gravity oil), S_g = 0.65. Para estas condiciones, el ‘Erosional velocity chart’ puede ser usado para determinar valores de A, esencialmente para producción libre de arenas. Así, la mínima área de sección transversal para dos fases puede ser determinado por la multiplicación de A por la tasa de flujo líquido expresado en miles de barriles por día (API, 1991).

2.24 SOFTWARE SIMULADOR HYSYS

HYSYS® es una herramienta informática que nos va a permitir diseñar o modelar procesos químicos mediante la ayuda de un software².

En la actualidad todos los ingenieros deben estar capacitados para poder producir y diseñar un sistema y que mejor manera que con la ayuda de un software para poder encontrar valores que posiblemente nos servirán en un futuro cálculo para el aporte de un proyecto de trabajo.

HYSYS es un software, utilizado para simular procesos en estado estacionario y dinámico, por ejemplo, procesos químicos, farmacéuticos, alimenticios, entre otros. Posee herramientas que

² <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspens-hysys>

nos permite estimar propiedades físicas, balance de materia y energía, equilibrios líquido-vapor y la simulación de muchos equipos de Ingeniería Química. Este simulador en los últimos años ha sido utilizado, permite usar o crear al operador modelos.

Los parámetros de diseño como número de tubos de un intercambiador de calor, diámetro de la carcasa y número de platos de una columna de destilación no puede ser calculado por HYSYS, es una herramienta que proporciona una simulación de un sistema que se describe con anterioridad.

HYSYS puede emplearse como herramienta de diseño, probando varias configuraciones del sistema para optimizarlo. Se tiene que tener en cuenta que HYSYS simula y el Ingeniero diseña.

¿Qué tipo de operaciones unitarias integra el HYSYS?

- Acumuladores Flash
- Columnas de Destilación, azeotrópica
- Columnas de Extracción
- Reactores Continuos y Batch
- Compresores
- Turbinas
- Bombas
- Intercambiadores de Calor
- Separador
- Mezcladores
- Controladores
- Tuberías
- Válvulas de Bloqueo y Control

2.24.1 UTILIDADES

El programa nos permite:

- Utilizar modelos termodinámicos, componentes y propiedades Paquete Fluido Corrientes y Mezclas de Propiedades de Mezclas
- Simular Unidades de Proceso Corrientes: División Mezcla y Fraccionamiento, Ciclo de Refrigeración, Separación de fases, Separados de Tres Fases
- Establecer Balances de Materia y Calor
- Simular Columnas de Destilación y Absorción, Columnas de Destilación Simplificada, Columna Despojadora
- Simular el transporte de fluidos desde un inicio hasta un fin determinado

2.25 COMO SE REALIZARÁ EL PROYECTO

2.25.1 PROPIEDADES FÍSICAS

2.25.1.1 FRACCIÓN MOLAR

La fracción molar de un componente en particular, componente i , está definido como el número de moles de cada componente dividido por el total de número de moles de todos los componentes en la mezcla.

$$y_i = \frac{n_i}{n} = \frac{n_i}{\sum n_i}$$

Dónde:

y_i = Fracción molar del componente i en la mezcla

n_i = Número de moles componente i

n = Número total de moles en la mezcla

2.25.1.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA

La gravedad específica, también conocida como peso específico o densidad relativa, consiste en la relación o cociente que existe entre la densidad de una sustancia y la densidad de otra sustancia de referencia (es usual que en este caso se utilice agua).

$$GE = \frac{\rho_{sustancia}}{\rho_{referencia}}$$

Donde:

GE: Gravedad Específica

$\rho_{Sustancia}$ = Densidad de la sustancia

$\rho_{Referencia}$ = Densidad del Material de referencia

2.25.1.3 PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA

La presión crítica es una característica de cualquier sustancia, que define el campo en el que ésta puede transformarse en vapor en presencia del líquido correspondiente.

$$P_{psc}(P_{sia}) = 709,604 - 58,718 * GEg$$

2.25.1.4 TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA

La temperatura crítica es la temperatura límite por encima de la cual un gas miscible no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura no es posible condensar un gas aumentando la presión. A esta temperatura crítica, si además se tiene una presión crítica (la presión de vapor del líquido a esta temperatura), se está en el punto crítico de la sustancia.

$$T_{psc}(R) = 170,491 + 307,344 * GEg$$

2.25.1.5 PRESIÓN PSEUDOREDUCIDA

Se define como la relación entre la presión de una sustancia y la presión pseudocrítica

$$P_{pr} = \frac{P(Psia)}{P_{psc}(Psia)}$$

Donde:

P= presión de la substancia

Ppsc= presión pseudocrítica

2.25.1.6 TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA

La temperatura reducida se define como la temperatura actual dividida por la temperatura crítica

$$T_{pr} = \frac{T(^{\circ}R)}{T_{psc}(^{\circ}R)}$$

Donde:

T= temperatura de la substancia

Tpsc= Temperatura pseudocrítica

2.25.1.7 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

El factor de compresibilidad (Z), conocido también como el factor de compresión, es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para aplicar la ley de los gases ideales al comportamiento de un gas real.

Se lo puede determinar la gráfica de standing y Katz, la formula y para obtener un dato más preciso se puede hacer a través de simulación por el software HYSIS.

Donde los datos que se requieren son:

- Temperatura Pseudoreducida
- Presión Pseudoreducida

2.25.2 CÁLCULO DE DIÁMETRO ÓPTIMO Y SELECCIÓN

Para realizar el cálculo del diámetro se requiere hallar las velocidades del gas y la caída de presión que tendrá este en el ducto.

2.25.2.1 CAÍDA DE PRESIÓN

La caída de presión que tendrá será referente al diámetro que tenga ya que se sabe que a mayor diámetro mayor erosión en la tubería, fricción en la tubería.

La ecuación que se emplea es:

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Donde:

- GE_g = Gravedad Especifica
- Q_g = Caudal del gas
- Z =Factor de compresibilidad
- T = Temperatura
- f =Fricción
- L =Longitud
- P = Presión
- d =Diámetro

2.25.2.2 VELOCIDAD DEL GAS

La velocidad del gas se halla con el valor de factor de compresibilidad Z para determinar el tipo de velocidad que tendrá el fluido que se mueve por un ducto.

$$Vg = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Donde:

- Z =factor de compresibilidad
- Q_g = Caudal del gas
- T = Temperatura
- d =Diámetro
- P = Presión

2.25.3 SIMULADOR ASPEN HYSYS

HYSYS es un software, utilizado para simular procesos en estado estacionario y dinámico, por ejemplo, procesos químicos, farmacéuticos, alimenticios, entre otros. Posee herramientas que nos permite estimar propiedades físicas, balance de materia y energía, equilibrios líquido-vapor y la simulación de muchos equipos de Ingeniería Química. Este simulador en los últimos años ha sido utilizado, permite usar o crear al operador modelos.

En el presente proyecto se lo utilizara para realizar el diseño de la tubería con el fin de corroborar los datos obtenidos mediante las ecuaciones matemáticas que se aplicaran.

CAPITULO 3. MARCO PRÁCTICO

Para lograr el objetivo de determinar el diámetro adecuado para la línea de transporte desde el pozo hasta la batería de recolección, se realizarán dos análisis independientes. El primero será analizando el comportamiento del gas de pozo como si este fuera un gas monofásico, es decir que es un gas seco, y el segundo análisis será tomando en cuenta que el gas de pozo al ser un hidrocarburo tiene una fase gaseosa y una fase de condensados.

El análisis del gas monofásico permitirá determinar el diámetro adecuado para la línea de transporte del gas.

El análisis del gas húmedo, permitirá determinar la velocidad de erosión en la línea de transporte.

3.1 DIAGNOSTICO DEL POZO CHE-X2 Y BATERIA ÑUPUCO

3.1.1 DATOS DEL POZO

En la Tabla 7 se muestra todos los datos de pozo, de producción y del reservorio del pozo CHE-X2

DATOS DEL POZO	
Cañería de producción	9 5/8 PULG. OD.
Agujero abierto	12 1/4 PULG.
Profundidad total del pozo	3200 M.
Intervalo perforado	2062 M.
Tubería de producción	2 7/8 PULG. OD.
Packer	2050 M.
Profundidad del zapato	2063 M.
DATOS DE PRODUCCION Y DEL RESERVORIO	
Producción gas	5000 MSCFD
Temperatura en superficie	91 °F
Temperatura del reservorio	152 °F
Presión en cabeza	500 PSI
Presión en reservorio	1488 PSI

Tabla 7. Datos del Pozo CHE-X2

Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019

3.1.2 DATOS DE LA BATERÍA ÑUPUCO

En la Tabla 8 se observa los parámetros para la entrada de flujo de gas a la batería Ñupuco.

Norma API 14E	
Máxima Velocidad del gas	30 pies/seg
Caída de Presión	4-5 psi/100 pies
Presión de entrada	400 psi
Capacidad	60MMPCD

Tabla 8. Batería Ñupuco
Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019

3.1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS QUE SE PRODUCIRÁ DEL CAMPO CHE-X2

La Tabla 9 muestra la composición del gas que se producirá del campo CHE-X2.

COMPONENTES		% MOLAR
NITRÓGENO	N2	1,204
DIÓXIDO CARBONO	CO2	0,135
ÁCIDO SULFHÍDRICO	H2S	0,000
METANO	CH4	86,030
ETANO	C2H6	6,364
PROPANO	C3H8	3,054
I-BUTANO	I-C4H10	0,431
N-BUTANO	N-C4H10	1,094
I-PENTANO	I-C5H12	0,360
N-PENTANO	N-C5H12	0,432
HEXANO	C6H14+	0,896

Tabla 9. Cromatografía del Pozo CHE-X2
Fuente: Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019

3.2 ANALIZANDO AL GAS DE POZO COMO UN GAS DE FLUJO MONOFÁSICO

El analizar el gas de pozo como un gas de flujo monofásico, permite despreciar varios factores del propio gas que en la mayoría de los casos no pueden ser calculados de forma sencilla o de forma directa. Es también posible utilizar las ecuaciones que indican el comportamiento del gas a lo largo

de una línea de recolección permitiendo realizar los cálculos matemáticos necesarios para determinar de una forma sencilla el diámetro la tubería.

3.2.1 DIÁMETRO ADECUADO DE LA LÍNEA DE RECOLECCIÓN

Con los datos obtenidos del pozo, de la batería de recolección y de la cromatografía de gases, se realizarán los cálculos necesarios para determinar el diámetro adecuado para la línea de recolección.

Se realizó el cálculo del factor de compresibilidad para poder encontrar la velocidad de gas y caída de presión con distintos diámetros y poder determinar cuál sería el más adecuado para la línea de recolección.

Para hallar la fracción molar se utilizará la siguiente formula:

$$\text{Fracción molar} = \frac{\%molar}{100}$$

Datos:

Para el Nitrógeno se tiene

$$\text{Fracción molar} = \frac{1,204\%}{100} = 0,01204$$

$$N_{2\%molar} = 1,204\%$$

Así se realiza para cada uno de los elementos de la cromatografía de gases del pozo.

En la Tabla 10 se muestra los resultados obtenidos del cálculo de la fracción molar.

COMPONENTE	% MOLAR	FRACCIÓN MOLAR
N2	1,204	0,01204
CO2	0,135	0,00135
C1	86,030	0,8603
C2	6,364	0,06364
C3	3,054	0,03054
IC4	0,431	0,00431
NC4	1,094	0,01094
IC5	0,360	0,0036
NC5	0,432	0,00432
C6	0,896	0,00896
C7+	0,000	0
SUMATORIA	100	1

Tabla 10. Datos de la fracción molar

Fuente: Elaboración Propia

Una vez que se obtendrá la fracción molar, se multiplica cada uno por el peso molecular correspondiente a cada componente de la cromatografía de gases

$$\text{Fracción molar} * \text{Peso molecular}$$

Datos

$$\text{Fracción molar de Nitrógeno} = 0,01204$$

$$\text{Peso molecular de Nitrógeno} = 28,013$$

Reemplazando datos en la ecuación anterior:

$$0,1204 * 28,013 = 0,33727652$$

Del nitrógeno es de 0,33727652 gr/mol

En la Tabla 11 se muestra todos los resultados de los demás componentes obtenidos en la multiplicación de fracción molar por el peso molecular de cada componente.

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR=%MOLAR/100 (FM)	PESO MOLECULAR (GR/MOL) (PM)	FM*PM
N2	0,01204	28,013	0,33727652
CO2	0,00135	44,01	0,0594135
C1	0,8603	16,043	13,8017929
C2	0,06364	30,07	1,9136548
C3	0,03054	44,097	1,34672238
IC4	0,00431	58,124	0,25051444
NC4	0,01094	58,124	0,63587656
IC5	0,0036	72,151	0,2597436
NC5	0,00432	72,151	0,31169232
NC6	0,00896	86,178	0,77215488
C7	0	100,204	0
TOTAL			19,6888419

Tabla 11. Resultados peso molecular de la cromatografía de pozo
Fuente: Elaboración propia

Una vez que se realice la multiplicación de todos los componentes se procede a la suma de todos los resultados de las multiplicaciones.

Se realiza todas esas operaciones para poder hallar la Gravedad Especifica de la cromatografía de gases del pozo.

La formular para hallar Gravedad Especifica es:

$$GE = \frac{\sum PM_{mezcla\ de\ gases}}{PM_{aire\ seco}}$$

Datos:

PMmezcla de gases= 19,6888419 gr/mol

PMaire seco= 28,96 gr/mol

$$GE = \frac{19,69 \frac{gr}{mol}}{28,96 \frac{gr}{mol}}$$

El resultado que se obtiene es:

$$GE = 0,6795$$

Una vez hallada la Gravedad Especifica, es posible determinar el Factor de Compresibilidad Z para eso se debe realizar los cálculos de presión y temperatura pseudocrítica.

La fórmula para hallar presión pseudocrítica es:

$$P_{psc}(P_{sia}) = 709,604 - 58,718 * GE_g$$

Reemplazando en la anterior ecuación el dato de Gravedad Especifica:

$$P_{psc}(P_{sia}) = 709,604 - 58,718 * 0,6795$$

$$P_{psc}(P_{sia}) = 669,7051$$

La fórmula de temperatura pseudocrítica es:

$$T_{psc}(R) = 170,491 + 307,344 * GE_g$$

Reemplazando en la anterior ecuación el dato de Gravedad Especifica:

$$T_{psc}(R) = 170,491 + 307,344 * 0,6795$$

$$T_{psc}(R) = 379,3312$$

Una vez que se obtiene los resultados de la temperatura pseudocrítica y presión pseudocrítica se tiene que hallar la presión y temperatura pseudoreducida.

La fórmula para la presión pseudoreducida es:

$$P_{pr} = \frac{\text{Presión en Cabeza de Pozo}}{\text{Presión Pseudoreducida}} = \frac{P(P_{sia})}{P_{psc}(P_{sia})}$$

P= 500 Psi (Presión en Cabeza de Pozo según Tabla 7)

P_{psc}=669,705

Nota: La presión en Cabeza de Pozo se debe de convertir de PSI a PSIA porque esta presión es una presión confinada y no está en contacto con la presión atmosférica. Para realizar esto, se debe de sumar el factor de corrección de 14.7 al valor de PSI para obtener PSIA.

$$P_{pr} = \frac{500(\text{Psi}) + 14,7}{669,705(\text{Psia})}$$

$$P_{pr} = 0,77$$

Fórmula para hallar la temperatura pseudoreducida es:

$$T_{pr} = \frac{T(^{\circ}\text{R})}{T_{psc} (^{\circ}\text{R})}$$

Reemplazando los datos obtenidos:

T = 91 °F (Temperatura de superficie de Pozo según Tabla 7)

T_{psc} = 379,3312 °R

Nota: La temperatura en superficie de pozo está dada en grados Fahrenheit y se debe de utilizar grados Rankine. Se debe de realizar el ajuste sumando la constante 459,67 al valor de grados Fahrenheit para obtener el valor en grados Rankine.

$$T_{pr} = \frac{91(^{\circ}\text{F}) + 459,67}{379,3312(^{\circ}\text{R})}$$

$$T_{pr} = 1,45$$

Posterior a hallar los datos requeridos, se puede determinar el factor de compresibilidad Z mediante la Figura de Standing y Katz.

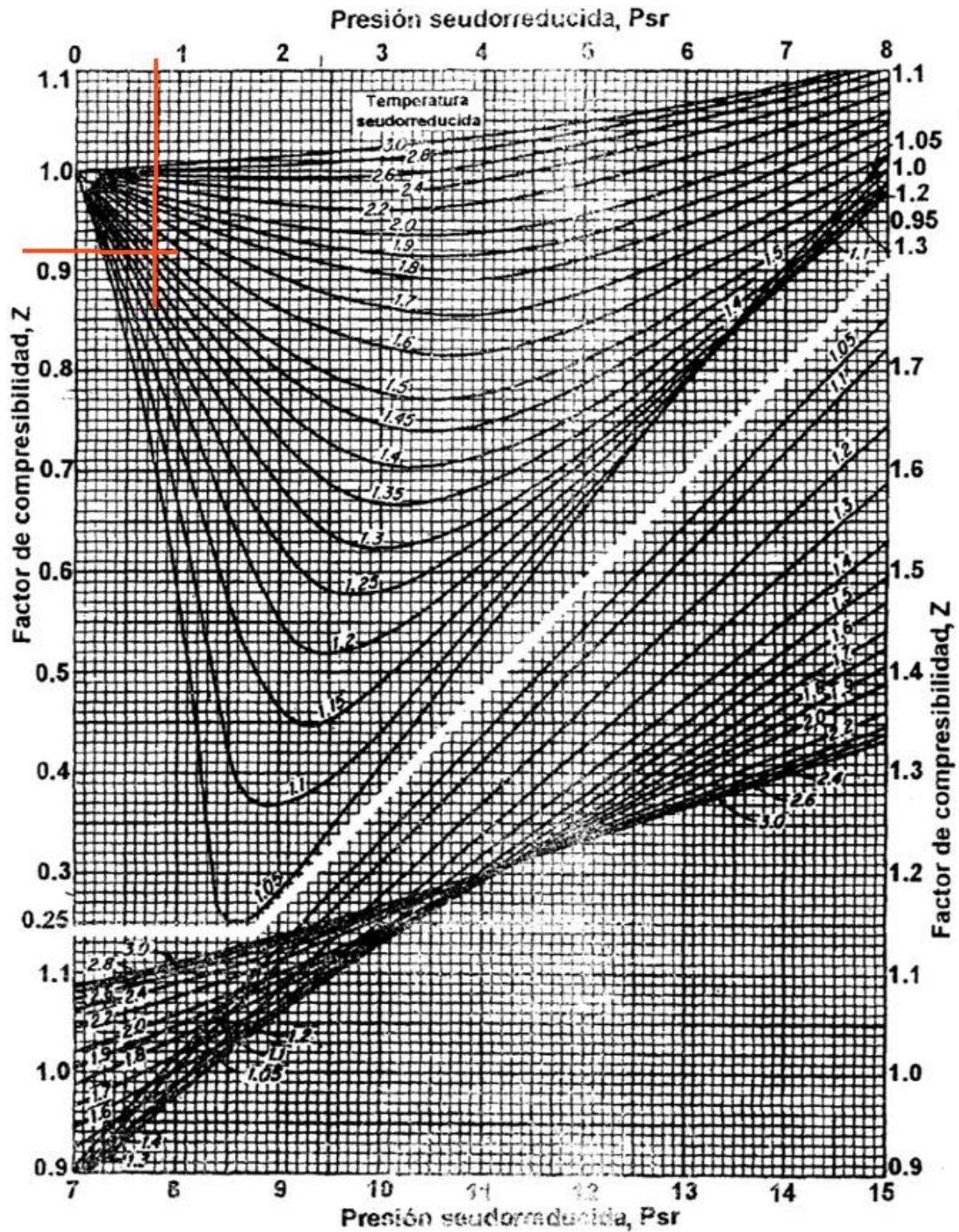


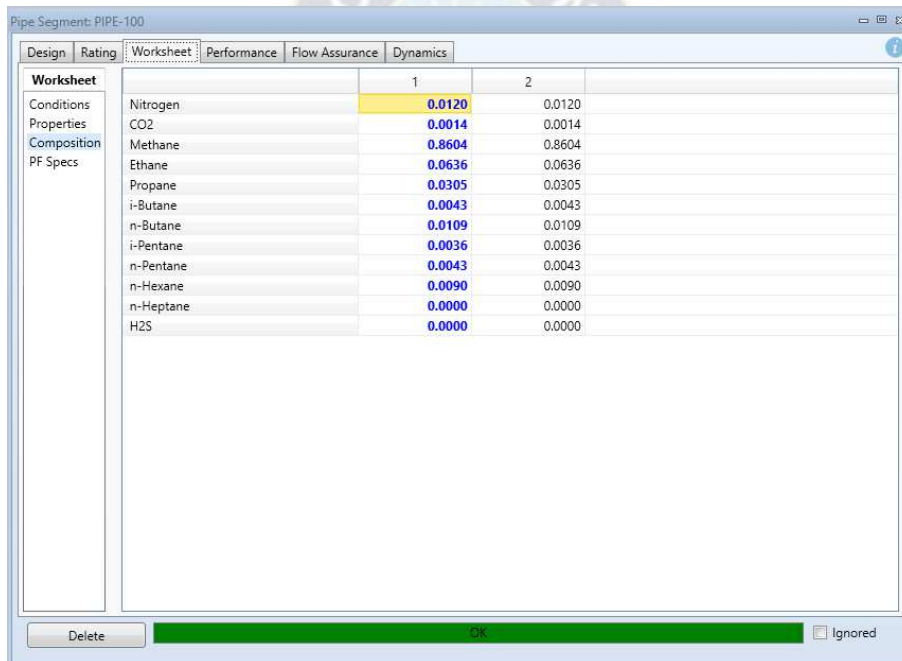
Figura 14. Factor de Compresibilidad del Gas
Fuente: (GPSA)

De la Figura 14 se determina que el valor del factor de compresibilidad Z es aproximadamente igual a:

$$Z = 0,92$$

Se realizó la simulación con el Software Hysys® para hallar el factor de compresibilidad Z para obtener un valor más exacto.

En la Figura 15, Se muestra que se inserta la composición del gas para poder realizar la simulación correspondiente



The screenshot shows the 'Worksheet' tab for a 'Pipe Segment: PIPE-100'. The table displays the composition of a gas mixture across two columns, labeled '1' and '2'. The components listed are Nitrogen, CO2, Methane, Ethane, Propane, i-Butane, n-Butane, i-Pentane, n-Pentane, n-Hexane, n-Heptane, and H2S. The values for column 1 are highlighted in yellow, and the values for column 2 are in black. The total composition for both columns sums to 1.0000.

	1	2
Nitrogen	0.0120	0.0120
CO2	0.0014	0.0014
Methane	0.8604	0.8604
Ethane	0.0636	0.0636
Propane	0.0305	0.0305
i-Butane	0.0043	0.0043
n-Butane	0.0109	0.0109
i-Pentane	0.0036	0.0036
n-Pentane	0.0043	0.0043
n-Hexane	0.0090	0.0090
n-Heptane	0.0000	0.0000
H2S	0.0000	0.0000

Figura 15. Inserto la composición del gas
Fuente: Simulador Aspen Hysys V14.

En la Figura 16, Se puede observar que se inserta los datos termodinámicos como ser presión y temperatura y el flujo molar.

	1	2	Q
Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Temperature [F]	120.0	118.5	<empty>
Pressure [psia]	500.0	475.3	<empty>
Molar Flow [MMSCFD]	10.00	10.00	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	2.162e+004	2.162e+004	<empty>
LiqVol Flow [USGPM]	127.7	127.7	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3.353e+004	-3.353e+004	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	38.07	38.16	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-3.682e+007	-3.682e+007	0.0000

Figura 16. Incorporación de los datos termodinámicos
Fuente: Simulador aspen Hysys V14.

En la Figura 17 se puede observar que el valor de Z=0.917 esto porque el simulador es preciso y toma todos los decimales

Property	Value 1	Value 2
LHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	2.064e+004	2.064e+004
Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000
Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000
Mass Exergy [Btu/lb]	186.1	183.6
Partial Pressure of CO2 [psia]	0.7001	0.6654
Cost Based on Flow [Cost/s]	0.0000	0.0000
Act. Gas Flow [ACFM]	209.0	220.0
Avg. Liq. Density [lbmole/ft3]	1.072	1.072
Specific Heat [Btu/lbmole-F]	11.11	11.05
Std. Gas Flow [MMSCFD]	9.981	9.981
Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft3]	21.10	21.10
Act. Liq. Flow [USGPM]	<empty>	<empty>
Z Factor	0.9177	0.9208
Watson K	18.10	18.10
User Property	<empty>	<empty>
Partial Pressure of H2S [psia]	0.0000	0.0000
Cp/(Cp - R)	1.218	1.219
Cp/Cv	1.357	1.352
Ideal Gas Cp/Cv	1.246	1.246
Ideal Gas Cp [Btu/lbmole-F]	10.05	10.04
Mass Ideal Gas Cp [Btu/lb-F]	0.5107	0.5101
Heat of Vap. [Btu/lbmole]	4901	4968
Kinematic Viscosity [cSt]	0.4633	0.4849
Liq. Mass Density (Std. Cond) [lb/ft3]	5.217e-002	5.217e-002
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [USGPM]	5.166e+004	5.166e+004
Liquid Fraction	0.0000	0.0000

Figura 17. Factor de Compresibilidad Z
Fuente: Simulador Aspen Hysys V14.

3.2.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y VELOCIDAD DEL GAS

Se realizó el cálculo de caída de presión y velocidad del gas con diferentes diámetros para determinar cuál es el más adecuado y con las condiciones que requiere la batería de recolección

3.2.2.1 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA LÍNEA DE RECOLECCION

3.2.2.1.1 CAIDA DE PRESIÓN CON DIÁMETRO DE CUATRO PULGADAS

Reemplazando en la ecuación

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Datos

$$GE_g = 0,6796$$

$Q_g = 10$ millones de pies cúbicos día (MMCPD)

$Z = 0.92$

$T = 551$ °R

$f = 0,0169$

$L = 14107$ pies

$P_1 = 500$ psi

$d = 4$ pulgadas

$d^5 = 1024$

$$\Delta P = 12,6 * \frac{0,6796 * 10^2 * 0,92 * 0,0169 * 500 * 14107}{500 * 1024}$$

El resultado es de la caída de presión con un diámetro de 4 pulgadas es igual a

$$\Delta P = 202,122 \text{ psi}$$

3.2.2.1.2 CAIDA DE PRESIÓN CON DIÁMETRO DE SEIS PULGADAS

La ecuación de caída de presión es la siguiente

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Datos:

$GE_g = 0,6796$

$Q_g = 10$ millones de pies cúbicos día (MMCPD)

$Z = 0,92$

$T = 551$ °R

$f = 0,0169$

$L = 14107$ pies

$$P1 = 500 \text{ psi}$$

$$d = 6 \text{ pulgadas}$$

$$d^5 = 7776$$

Reemplazando los datos en la ecuación

$$\Delta P = 12,6 * \frac{0,6796 * 10^2 * 0,92 * 551 * 0,0169 * 14107}{500 * 7776}$$

El resultado de la ecuación de caída de presión es igual a

$$\Delta P = 26,617 \text{ psi}$$

3.2.2.1.3 CAIDA DE PRESIÓN CON DIÁMETRO DE OCHO PULGADAS

Reemplazando en la ecuación

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Datos

$$GE_g = 0,6796$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$Z = 0,92$$

$$T = 551 \text{ °R}$$

$$f = 0,0169$$

$$L = 14107 \text{ pies}$$

$$P1 = 500 \text{ psi}$$

$$d = 8 \text{ pulgadas}$$

$$d^5 = 32768$$

$$\Delta P = 12,6 * \frac{0,6796 * 10^2 * 0,92 * 551 * 0,0169 * 14107}{500 * 32768}$$

El resultado es de la caída de presión con un diámetro de 8 pulgadas es igual a:

$$\Delta P = 6,316 \text{ Psi}$$

3.2.2.1.4 CAÍDA DE PRESIÓN CON DIÁMETRO DE DIEZ PULGADAS

Reemplazando en la ecuación

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Datos

$$GE_g = 0.6796$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$Z = 0,92$$

$$T = 551 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$f = 0.0169$$

$$L = 14107 \text{ pies}$$

$$P_1 = 500 \text{ psi}$$

$$d = 10 \text{ pulgadas}$$

$$d^5 = 100000$$

$$\Delta P = 12,6 * \frac{0,6796 * 10^2 * 0,92 * 590 * 0,0169 * 14107}{500 * 100000}$$

El resultado es de la caída de presión con un diámetro de 10 pulgadas es igual a:

$$\Delta P = 2,07 \text{ psi}$$

3.2.2.1.5 CAÍDA DE PRESIÓN CON DIÁMETRO DE DOCE PULGADAS

Reemplazando en la ecuación

$$\Delta P = 12,6 * \frac{GE_g * Q_g^2 * Z * T * f * L}{P * d^5}$$

Datos

$$GE_g = 0.6796$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$Z = 0,92$$

$$T = 551 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$f = 0.0169$$

$$L = 14107 \text{ pies}$$

$$P_1 = 500 \text{ psi}$$

$$d = 12 \text{ pulgadas}$$

$$d^5 = 248832$$

$$\Delta P = 12,6 * \frac{0,6796 * 10^2 * 0,92 * 590 * 0,0169 * 14107}{500 * 248832}$$

El resultado es de la caída de presión con un diámetro de 10 pulgadas es igual a:

$$\Delta P = 0.832 \text{ psi}$$

3.2.2.2 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DEL GAS

3.2.2.2.1 VELOCIDAD DEL GAS PARA DIAMETRO DE CUATRO PULGADAS

Se halla la velocidad del gas para un diámetro de tubería de cuatro pulgadas Reemplazando en la ecuación de velocidad de gas:

$$V_g = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Datos:

$$Z = 0,92$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$T = 551 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$d = 4 \text{ Pulgadas}$$

$$P = 500 \text{ Psi}$$

Reemplazando datos en la ecuación

$$Vg = \frac{60 * 0,92 * 10 * 551}{4^2 * 500}$$

El resultado de la velocidad del gas a un diámetro de 4 pulgadas es igual a

$$Vg = 38,02 \frac{\text{pie}}{\text{segundo}}$$

3.2.2.2.2 VELOCIDAD DEL GAS PARA DIAMETRO DE SEIS PULGADAS

La fórmula para hallar la velocidad el gas para una tubería de seis pulgadas es:

$$Vg = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Datos:

$$Z = 0,92$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$T = 551 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$D = 6 \text{ Pulgadas}$$

$$P = 500 \text{ Psi}$$

Reemplazando datos en la ecuación

$$Vg = \frac{60 * 0,92 * 10 * 551}{6^2 * 500}$$

$$Vg = 16.897 \frac{\text{pie}}{\text{segundo}}$$

La velocidad que tendrá el gas dentro de una tubería de 6 pulgadas será de 16.89 pies por segundo

3.2.2.2.3 VELOCIDAD DEL GAS PARA DIAMETRO DE OCHO PULGADAS

Se halla la velocidad del gas para un diámetro de tubería de ocho pulgadas Reemplazando en la ecuación de velocidad de gas:

$$Vg = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Datos:

$$Z = 0,92$$

$$Q_g = 10 \text{ millones de pies cúbicos día (MMCPD)}$$

$$T = 551 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$d = 8 \text{ Pulgadas}$$

$$P = 500 \text{ Psi}$$

Reemplazando datos en la ecuación

$$Vg = \frac{60 * 0,92 * 10 * 551}{8^2 * 500}$$

El resultado de la velocidad del gas a un diámetro de 8 pulgadas es igual a:

$$Vg = 9,505 \frac{\text{pie}}{\text{segundo}}$$

3.2.2.2.4 VELOCIDAD DEL GAS PARA DIAMETRO DE DIEZ PULGADAS

Se halla la velocidad del gas para un diámetro de tubería de diez pulgadas Reemplazando en la ecuación de velocidad de gas:

$$Vg = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Datos:

$$Z = 0,92$$

$Q_g = 10$ millones de pies cúbicos día (MMCPD)

$T = 580$ °R

$D = 10$ Pulgadas

$P = 500$ Psi

Reemplazando datos en la ecuación

$$V_g = \frac{60 * 0,92 * 10 * 580}{10^2 * 500}$$

El resultado de la velocidad del gas a un diámetro de 10 pulgadas es igual a:

$$V_g = 6,083 \frac{\text{pie}}{\text{segundo}}$$

3.2.2.2.5 VELOCIDAD DEL GAS PARA DIAMETRO DE DOCE PULGADAS

Se halla la velocidad del gas para un diámetro de tubería de doce pulgadas Reemplazando en la ecuación de velocidad de gas:

$$V_g = \frac{60 * Z * Q_g * T}{d^2 * P}$$

Datos:

$Z = 0,92$

$Q_g = 10$ millones de pies cúbicos día (MMCPD)

$T = 580$ °R

$d = 12$ Pulgadas

$P = 500$ Psi

Reemplazando datos en la ecuación

$$V_g = \frac{60 * 0,92 * 10 * 580}{12^2 * 500}$$

El resultado de la velocidad del gas a un diámetro de 10 pulgadas es igual a:

$$Vg = 4.224 \frac{\text{pie}}{\text{segundo}}$$

3.2.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR VARIACION DE DIÁMETRO

Una vez que obtenidos los datos para cada diámetro se realiza una tabla para poder analizar y ver cuál es el diámetro más adecuado para la línea de recolección

DATOS OBTENIDOS		
Diámetro (pulgada)	ΔP (psi)	Velocidad del gas (pie/segundo)
4	202,122	38,019
6	26,617	16,897
8	6,316	9,505
10	2,070	6,083
12	0,832	4,224

Tabla 12. Resumen de valores hallados para diferentes diámetros
Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 13, se hace un análisis de los resultados obtenidos con los diferentes diámetros para seleccionar el adecuado verificando la Velocidad del gas, Caída de presión y Presión de salida de la línea.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS				
Diámetro (Pulg)	Velocidad del Gas (Ft/Seg)	Caída de presión (Psi)	% de caída de presión $\frac{\Delta P}{P} * 100$	Presión salida de la línea $P_s = P - \Delta P$
4	38,019	202,122	40,424	297,878
6	16,897	26,617	5,323	473,383
8	9,505	6,316	1,263	497,684
10	6,083	2,070	0,414	497,93
12	4,224	0,832	0,166	499,168

Tabla 13. Análisis de los resultados para diferentes diámetros
Fuente Elaboración Propia

En la tabla 14, se muestran las especificaciones del gas de entrada que debe tener la batería de recolección Ñupuco según el Estándar API 14E.

Estándar API 14E	
Máxima Velocidad del gas	30 pies/seg
Caída de Presión	4-5 Psi/100 pies
Presión de entrada	400 Psi
Capacidad	60MMPCD

Tabla 14. Especificaciones para el gas de alimento de la Batería Ñupuco, según Estándar API 14E
Fuente: (Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019)

En la Figura 18 se observan los diferentes comportamientos que sufre el gas natural al cambio de diferentes diámetros de tubería, esta figura muestra la presión de salida, la caída de presión y el porcentaje de caída de presión de cada diámetro de tubería. Además, en la Figura 18 se observa que a menor diámetro de la tubería se tiene mayor caída de presión y a mayor diámetro de la tubería la presión de salida muy similar a la presión de entrada.

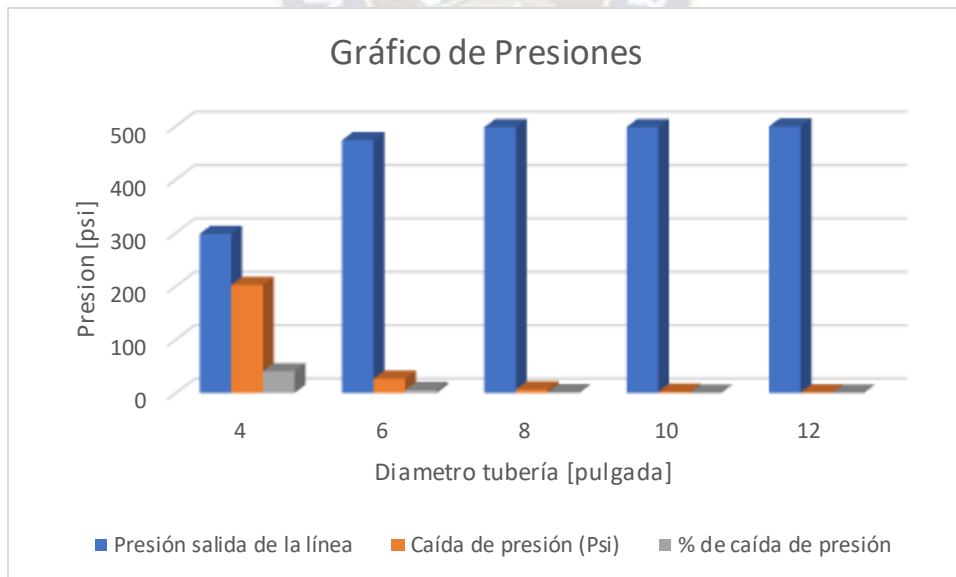


Figura 18. Comportamiento de la presión del gas de flujo monofásico a diferentes diámetros
Fuente: Elaboración Propia

La Figura 19 muestra la velocidad que adquiere el gas con flujo monofásico en tuberías de diferentes diámetros, en esta figura se observa que a mayor diámetro se tiene menor velocidad del gas.

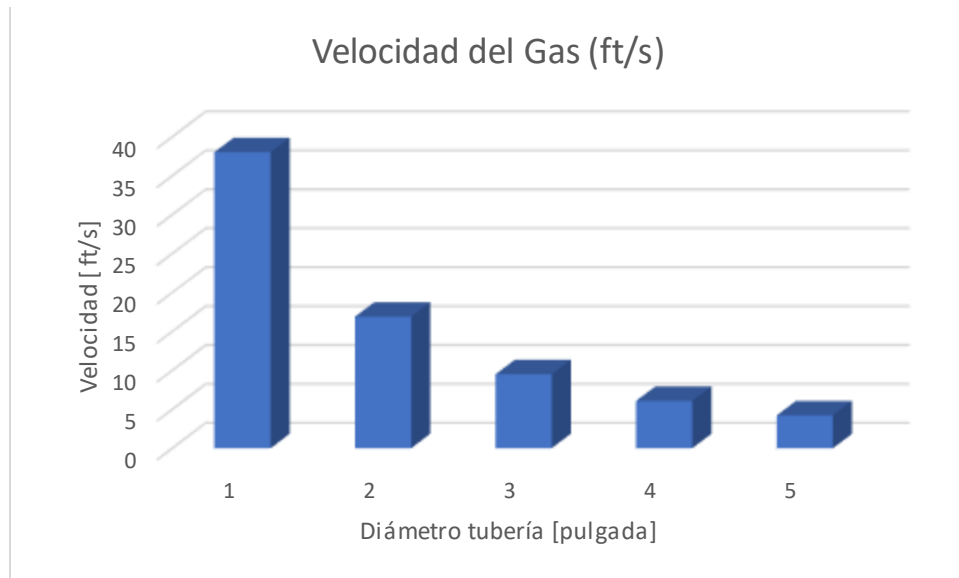
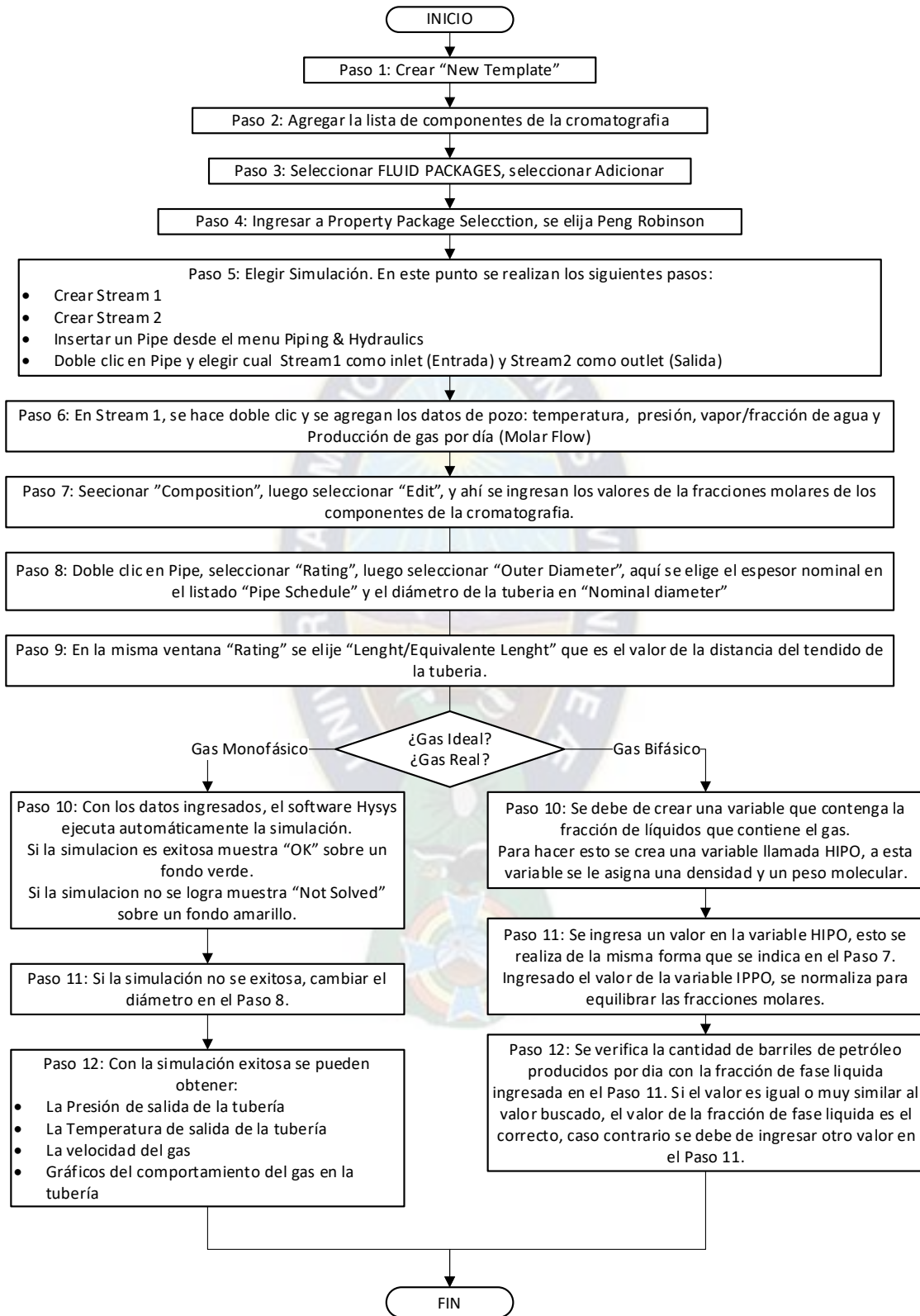


Figura 19. Comportamiento de las velocidades del gas flujo monofásico a diferentes diámetros
Fuente: Elaboración Propia

3.2.3 SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ASPEN HYSYS®

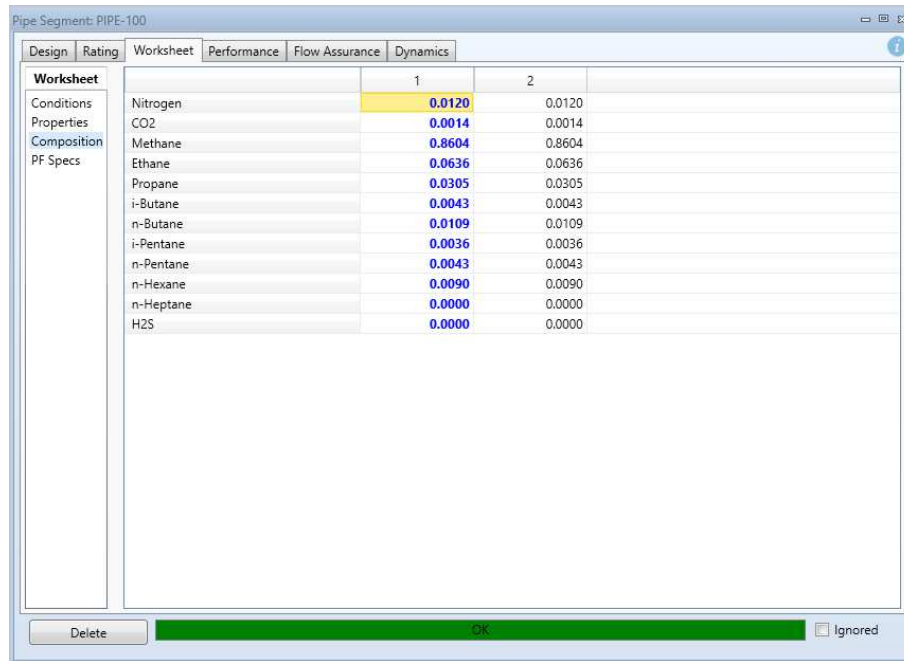
Se realizó la simulación de todo el tramo de la línea de recolección con todos los datos obtenidos del pozo y de la batería, para corroborar los valores que se muestran en la tabla 13. En la simulación se asume que todo el tramo es lineal, y no existen inclinaciones.

Flujograma



El flujograma da a conocer cómo se realizó la simulación paso a paso.

En la Figura 20, se observa la implementación de los datos para hacer la simulación correspondiente y se observa que se introdujo la lista de la cromatografía del gas



	1	2
Nitrogen	0.0120	0.0120
CO2	0.0014	0.0014
Methane	0.8604	0.8604
Ethane	0.0636	0.0636
Propane	0.0305	0.0305
i-Butane	0.0043	0.0043
n-Butane	0.0109	0.0109
i-Pentane	0.0036	0.0036
n-Pentane	0.0043	0.0043
n-Hexane	0.0090	0.0090
n-Heptane	0.0000	0.0000
H2S	0.0000	0.0000

*Figura 20. Carga de la Cromatografía
Fuente: Simulador Aspen Hysys V14.*

En la Figura 21, se ingresaron los datos termodinámicos para poder concluir la simulación.

Worksheet	Name	1	2	Q
Conditions	Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Properties	Temperature [F]	120.0	118.5	<empty>
Composition	Pressure [psia]	500.0	475.3	<empty>
PF Specs	Molar Flow [MMSCFD]	10.00	10.00	<empty>
	Mass Flow [lb/hr]	2.162e+004	2.162e+004	<empty>
	LiqVol Flow [USGPM]	127.7	127.7	<empty>
	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3.353e+004	-3.353e+004	<empty>
	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	38.07	38.16	<empty>
	Heat Flow [Btu/hr]	-3.682e+007	-3.682e+007	0.0000

Figura 21. Ingreso de datos termodinámico.

Fuente: Simulador Aspen Hysys V14.

Se procedió a realizar la simulación correspondiente en el software Aspen Hysys® V14, utilizando los mismos diámetros que fueron de referencia para crear la Tabla 12, tomando en cuenta una distancia de 4300 metros, y contrastar los datos con los que se muestran en la tabla 13.

- Tubería de cuatro pulgadas de diámetro

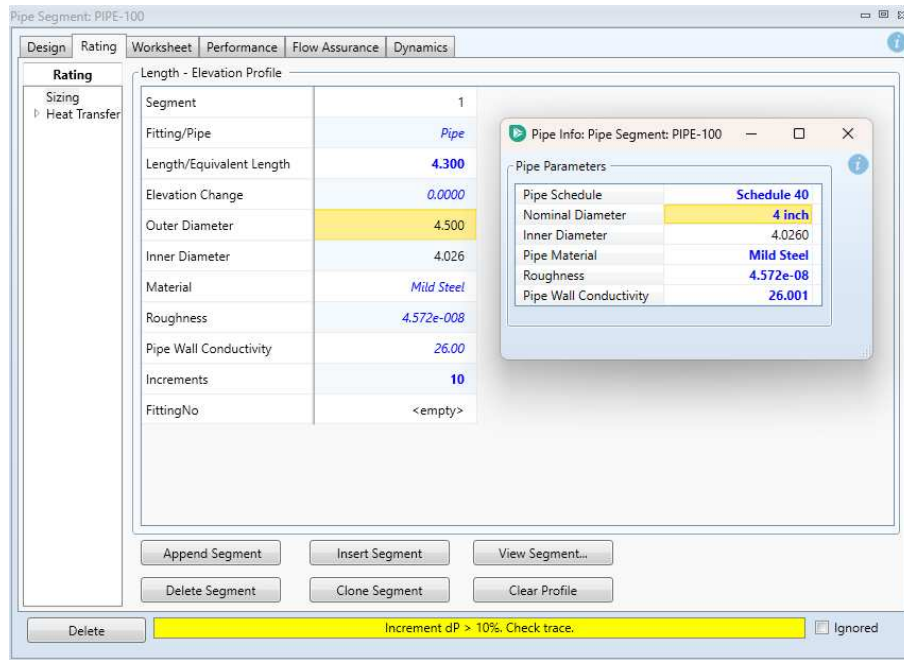


Figura 22. Ventana de datos para simulación de cuatro pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia

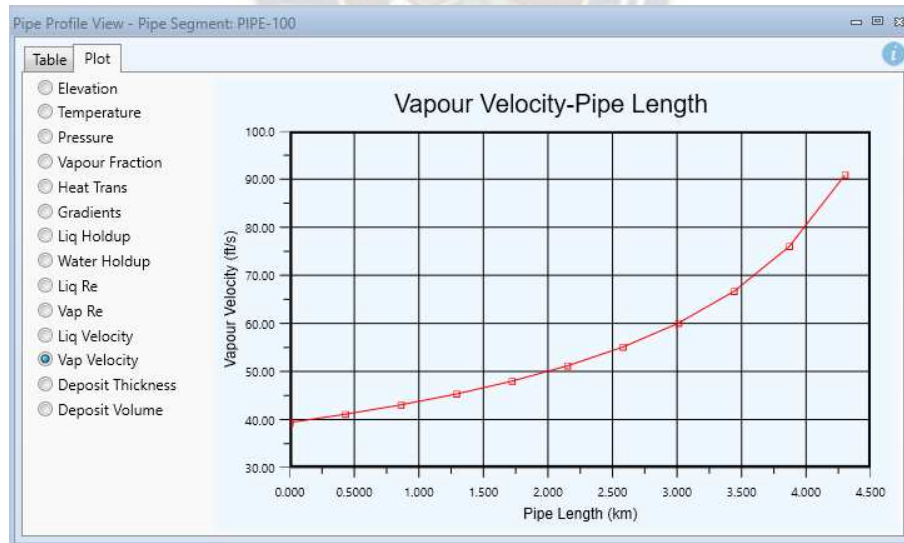


Figura 23. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.
Fuente: Elaboración Propia

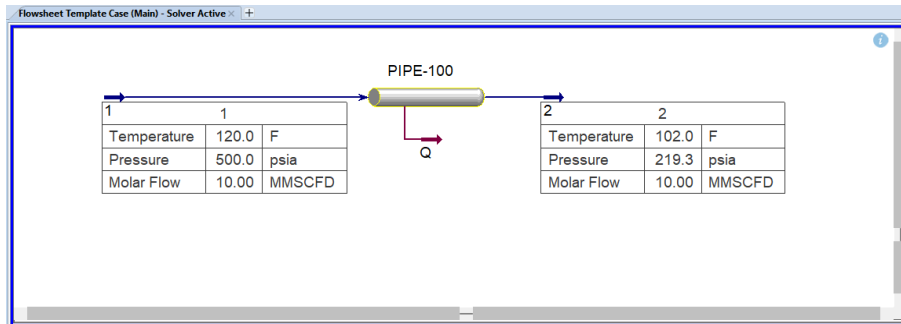


Figura 24. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de cuatro pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de seis pulgadas de diámetro

The screenshot shows the 'Pipe Segment: PIPE-100' window with the 'Rating' tab selected. The 'Length - Elevation Profile' table is as follows:

Property	Value
Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	4.300
Elevation Change	0.0000
Outer Diameter	6.625
Inner Diameter	6.065
Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-008
Pipe Wall Conductivity	26.00
Increments	10
FittingNo	<empty>

The 'Pipe Info: Pipe Segment: PIPE-100' dialog box shows the following parameters:

Parameter	Value
Pipe Schedule	Schedule 40
Nominal Diameter	6 inch
Inner Diameter	6.0650
Pipe Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-08
Pipe Wall Conductivity	26.001

Figura 25. Ventana de datos para simulación de seis pulgadas en Aspen Hysys® V14

Fuente: Elaboración Propia

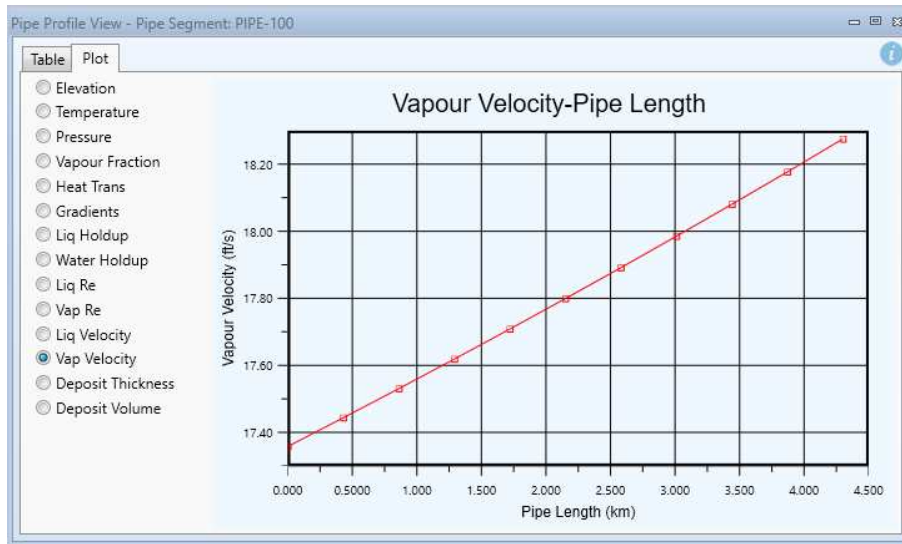


Figura 26. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.
Fuente: Elaboración Propia

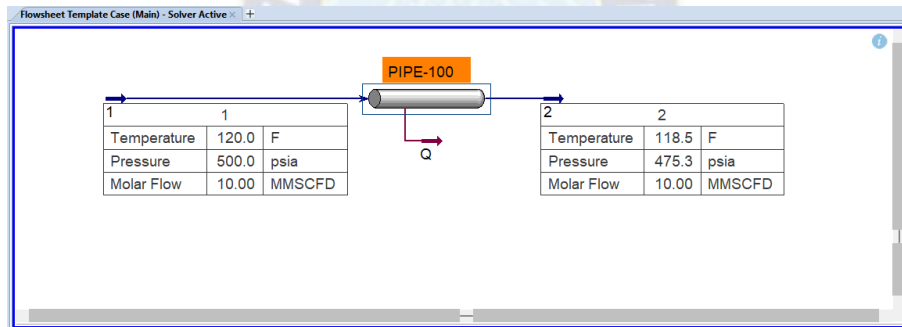


Figura 27. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de seis pulgadas.
Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de ocho pulgadas de diámetro

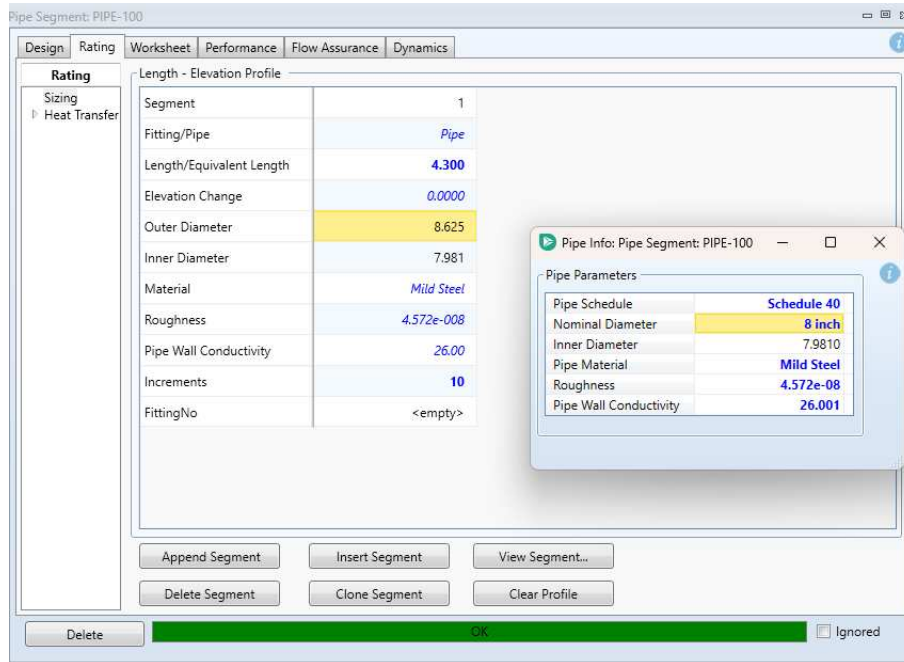


Figura 28. Ventana de datos para simulación de ocho pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia

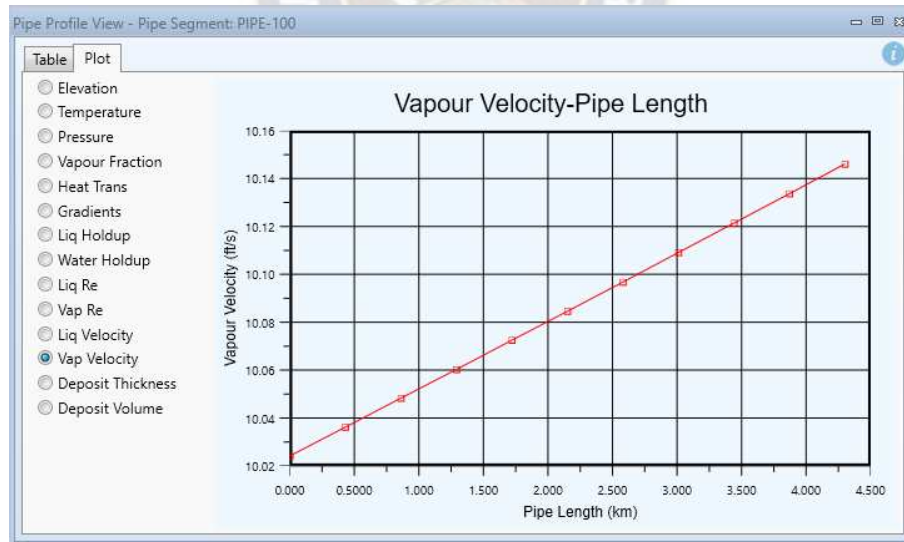


Figura 29. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.
Fuente: Elaboración Propia

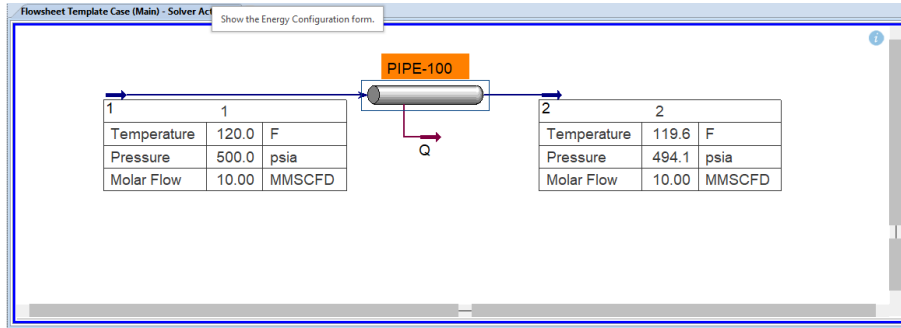


Figura 30. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de ocho pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de diez pulgadas de diámetro

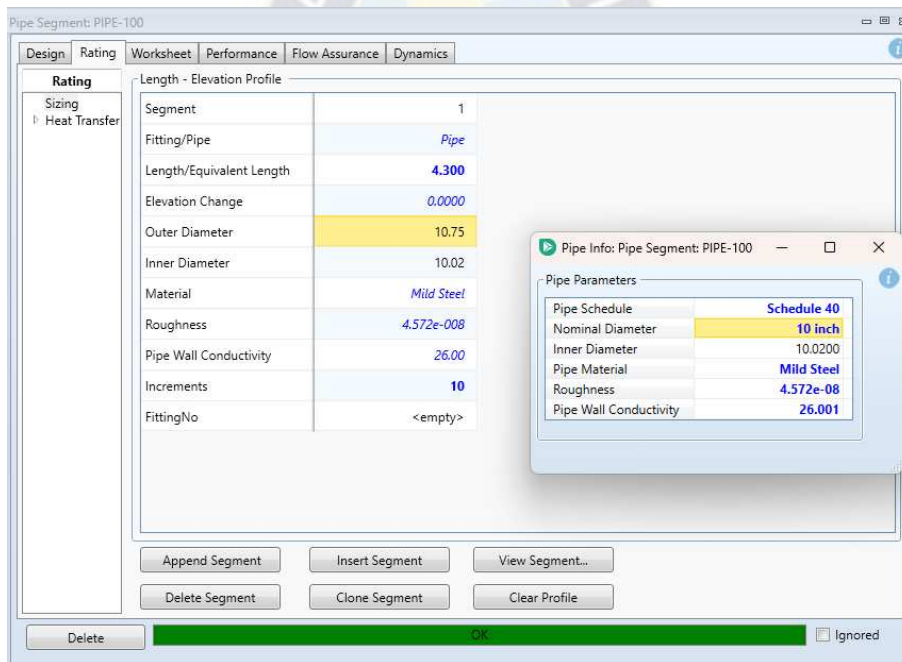


Figura 31. Ventana de datos para simulación de diez pulgadas en Aspen Hysys® V14

Fuente: Elaboración Propia

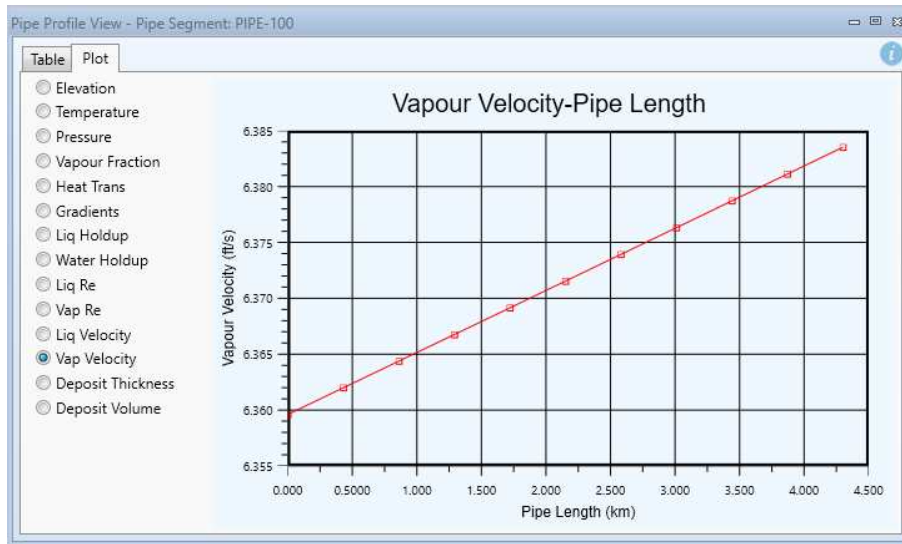


Figura 32. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.

Fuente: Elaboración Propia

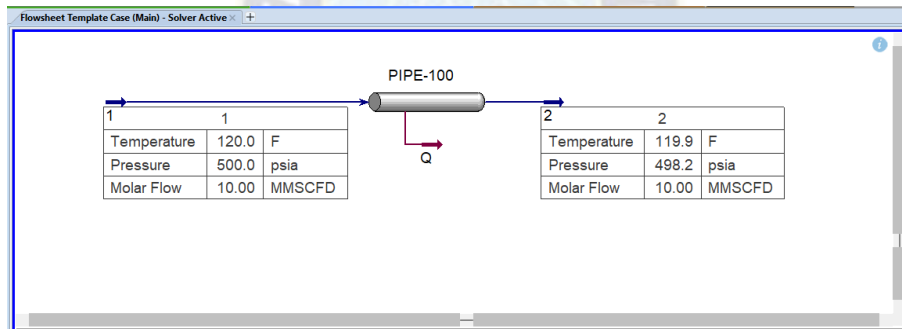


Figura 33. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de diez pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de doce pulgadas de diámetro

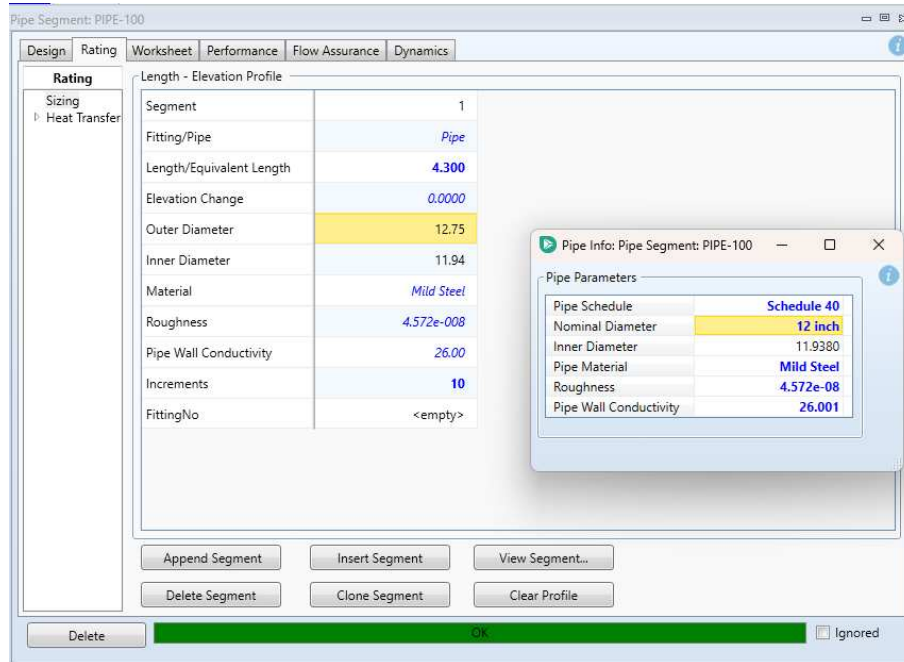


Figura 34. Ventana de datos para simulación de doce pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia

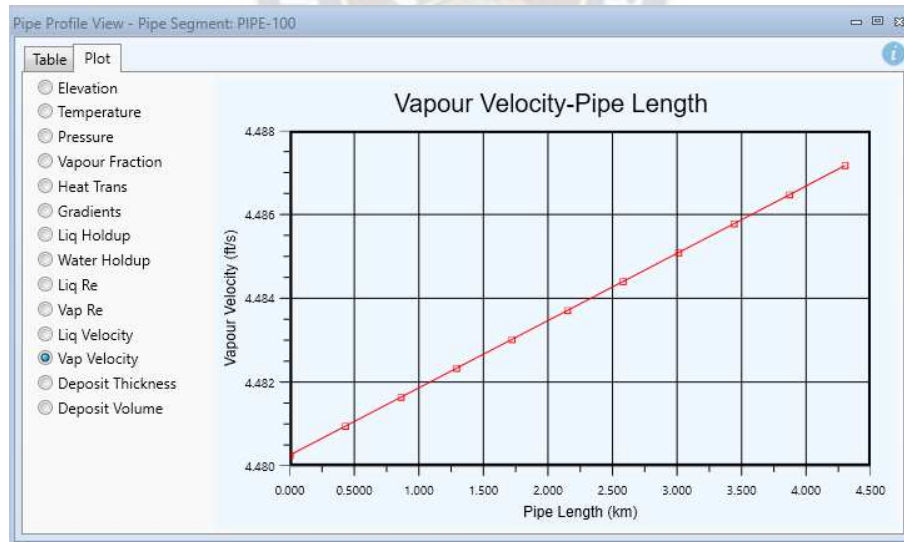


Figura 35. Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.
Fuente: Elaboración Propia

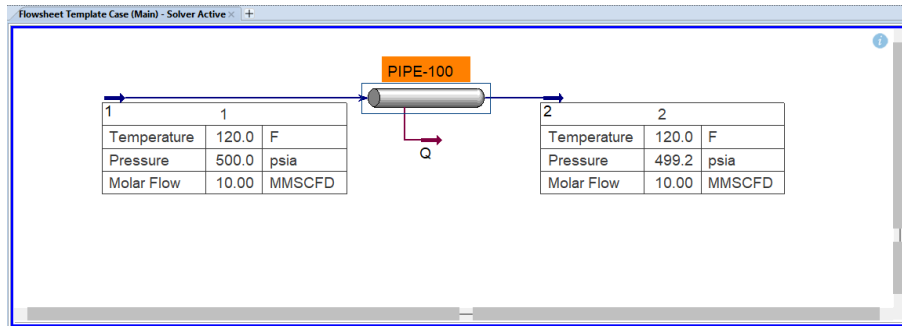


Figura 36. Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de doce pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 23 muestra la simulación para una tubería de diámetro de cuatro pulgadas, se puede ver que la velocidad del gas se incrementa a medida que la longitud aumenta.

Con los diámetros de 6, 8, 10 y 12 pulgadas, se tiene una velocidad casi lineal, esto se puede observar en la Figura 26, Figura 29, Figura 32 y Figura 35. Este comportamiento es estable.

La Tabla 15 muestra un resumen de los valores de presión de salida del gas, la pérdida de presión del gas y la velocidad del gas, todos obtenidos con el software Aspen Hysys®, además se muestran los datos de pérdida de presión del gas y velocidad del gas obtenidos previamente de forma teórica. Cabe hacer notar que en la Tabla 15 para un diámetro de cuatro pulgadas el software Aspen Hysys® genera un mensaje de “No solved” por lo cual no culmina la simulación requerida, esto debido a que la pérdida de presión del gas es superior al 10% de la presión de salida.

Diámetro (pulgada)	DATOS OBTENIDOS TEORICAMENTE		DATOS OBTENIDOS POR SIMULACION ASPEN HYSYS®		
	ΔP (psi)	Vg (pie/s)	Presión de salida	ΔP (psi) calculado	Vg (pie/s)
4	202,122	38,019	S/D	S/D	39,393
6	26,617	16,897	475,26	24,74	17,3582
8	6,316	9,505	494,081	5,919	10,0242
10	2,070	6,083	498,154	1,846	6,35961
12	0,832	4,224	499,2	0,8	4,48026

Tabla 15. Presentación de los datos teóricos y los datos simulados para diferentes diámetros
Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 15 presenta claramente que los datos obtenidos de forma teórica son muy similares a los obtenidos con el simulador Aspen Hysys®. La variación entre estos valores se debe en gran medida al valor del Factor de compresibilidad Z obtenido de forma teórica que se muestra en la Figura 14, donde se ve que $Z = 0,92$. Por otro lado en la simulación realizada se pudo obtener un valor de $Z = 0,9177$ tal cual se muestra en la Figura 17.

De la Tabla 15, se puede concluir que la tubería que cumple de mejor manera con las especificaciones del Estandar API14E en los requerimientos de Presión y Velocidad del gas es la tubería de seis pulgadas de diámetro.

3.3 ANALIZANDO AL GAS DE POZO COMO UN GAS DE FLUJO BIFASICO

Es importante comprender que toda línea de recolección de hidrocarburos que sale de pozo tiene dos fases, una fase gaseosa y una fase de condensados, es por esto que las baterías de recolección tienen la función de realizar la separación de estas fases.

El analizar los gases reales es complejo, por eso se idealiza un gas para poder trabajar en condiciones normales y llegar a un valor muy cercano al de un gas real. Los gases ideales son una simplificación matemática para poder aproximarse a la descripción de los gases reales. Además, al ser cálculos complejos, conllevan mucho tiempo para procesarlos y paralelamente se pueden introducir errores por variables no contempladas. Para optimizar el tiempo y obtener respuestas

precisas y aproximadas a la realidad, se utilizan simuladores. En este proyecto, como se mencionó, se utilizará la herramienta de simulación Aspen Hysys®.

3.3.1 DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE CONDENSADOS

Del dato del portal de YPFB Bolivia³ mostrado en la introducción de este documento, se espera una producción de 500 barriles de petróleo por día (BPD), este valor es el punto de partida para realizar el cálculo correspondiente del porcentaje de condensados existente en el gas del pozo CHE-X2.

Otros datos de importancia son los que se obtienen de la Tabla 7, los cuales son la Presión de cabeza de pozo de 500 psi, y la Temperatura de reservorio que es de 152 °F. Además, se debe de utilizar el dato de la producción estimada del gas que es de 10 millones de pie cúbicos día (MMPCD), este valor se muestra en la introducción de este documento.

Para esta nueva simulación se utilizará únicamente el diámetro de seis pulgadas ya que de los resultados mostrados en la tabla 15, se determinó que el diámetro más adecuado es el de seis pulgadas.

Con todos estos valores, se realiza la simulación en Aspen Hysys®, usando como objetivo los 500 barriles de petróleo por día.

Para el porcentaje de fase de condensados líquidos se creará una variable llamada “Hypo20000” la cual es una variable que crea Aspen Hysys® por defecto según el Estándar API 14E al momento de agregar una fase líquida.

En Aspen Hysys® se introducirán los siguientes valores:

^{3 3} <https://www.ypfbrefinacion.com.bo/detalle-noticia.php?id=19>

- Los valores de cromatografía de la Tabla 9.
- El diámetro de la tubería de seis pulgadas.
- La presión de pozo con un incremento de factor de seguridad del 20%, es decir 600 psi
- La temperatura de reservorio
- Producción de gas por día, 10 MMPCD

Worksheet	Stream Name	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.9658	0.0342
Properties	Temperature [F]	152.0	152.0
Composition	Pressure [psia]	600.0	600.0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMSCFD]	10.00	0.3422
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	2.651e+004	6057
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	4713	516.1
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3.688e+004	-1.466e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	39.42	73.35
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-4.050e+007	-5.507e+006
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	1.769e+006	501.0
Emissions	Fluid Package	Basis-1	

Figura 37. Resultado de la simulación en Hysys®
Fuente: Elaboración propia

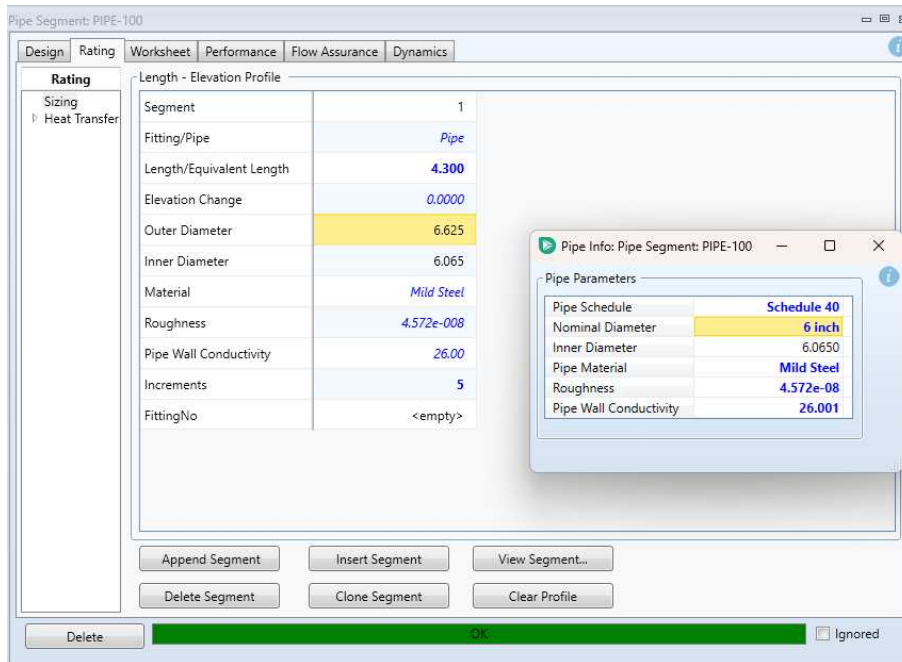


Figura 38. Ingreso en Hysys® del diámetro de tubería de seis pulgadas
Fuente: Elaboración propia

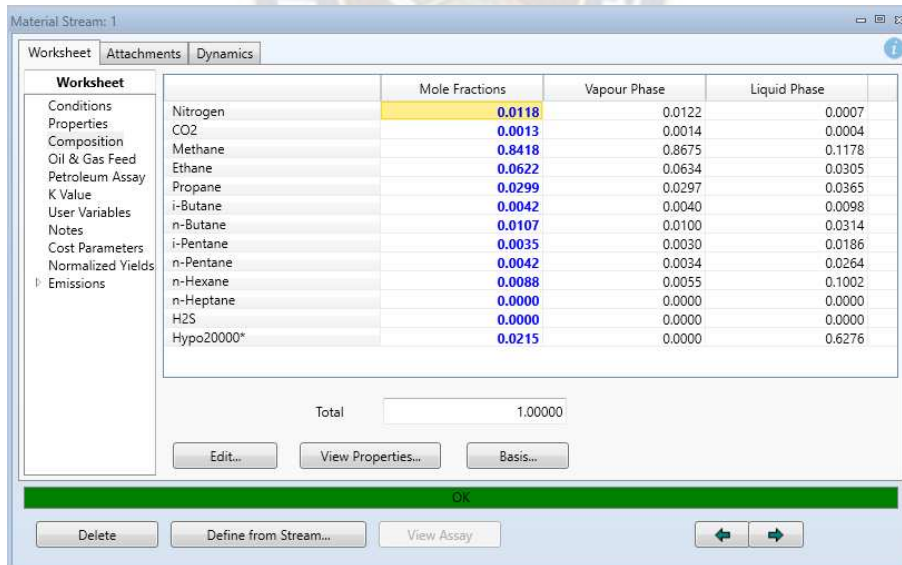


Figura 39. Normalización en Hysys® para una fracción de líquidos de 0.0215
Fuente: Elaboración propia

En Aspen Hysys® se prueban diferentes valores de la fracción de condensados líquidos, este valor de fracción se ingresa en la variable Hypo20000, en el software Aspen Hysys® se tiene que realizar la normalización, este paso equilibra la sumatoria de las fracciones molares para obtener un total de 1.00000 como se puede ver en la Figura 39. Lo que se busca luego de hacer la normalización es corroborar si en la simulación se logra obtener 500 barriles de petróleo al día, este valor se puede ver en la Figura 37 en la columna “Liquid Phase”, en la fila “Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)”.

Se realizó la simulación con diferentes valores de fracción de fase de condensados líquidos y se verificó con que valor se logra obtener la cantidad de 500 barriles de petróleo por día, los valores que se probaron en la simulación son los que se muestran en la Tabla 16.

COMPONENTE	% MOLAR	FRACCIÓN MOLAR	Valores obtenidos en Hysys en la normalización				
N2	1,204	0,01204	0,00602	0,01	0,012	0,0111	0,0118
CO2	0,135	0,00135	0,000675	0,0011	0,0013	0,0012	0,0013
C1	86,03	0,8603	0,43015	0,7169	0,8582	0,7965	0,8418
C2	6,364	0,06364	0,03182	0,053	0,0635	0,0589	0,0622
C3	3,054	0,03054	0,01527	0,0255	0,0305	0,0283	0,0299
IC4	0,431	0,00431	0,002155	0,0036	0,0043	0,004	0,0042
NC4	1,094	0,01094	0,00547	0,0091	0,0109	0,0101	0,0107
IC5	0,36	0,0036	0,0018	0,003	0,0036	0,0033	0,0035
NC5	0,432	0,00432	0,00216	0,0036	0,0043	0,004	0,0042
C6	0,896	0,00896	0,00448	0,0075	0,0089	0,0083	0,0088
C7+	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	100	1	0,5	0,8333	0,9975	0,9257	0,9785
Fracción de fase líquida ingresada			0,5	0,1667	0,0025	0,0743	0,0215
TOTAL			1	1	1	1	1
Barriles de petróleo por día			1,030*10⁴	3558	59,94	1637	501

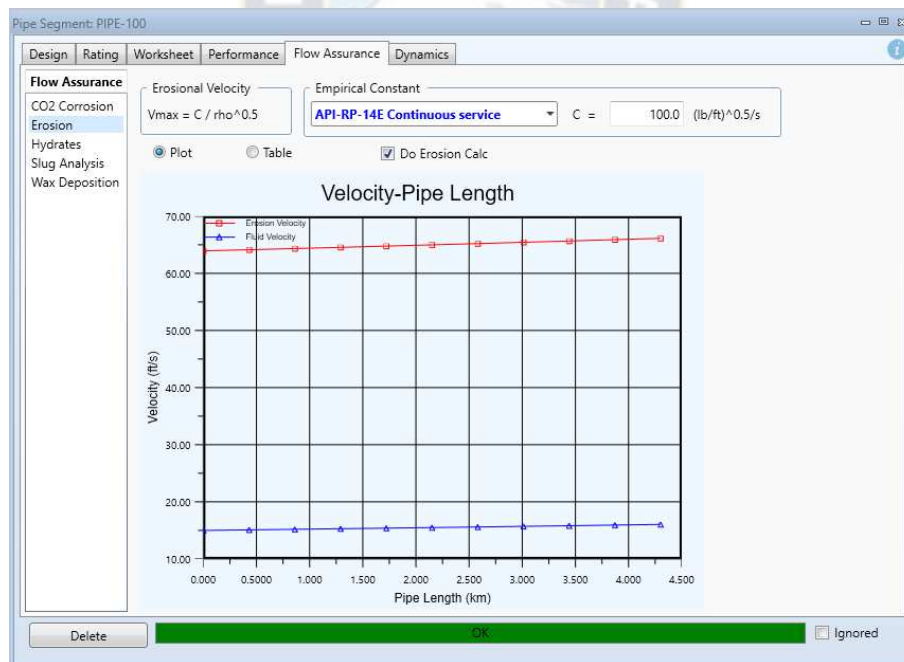
Tabla 16. Resultados simulación Hysys® para obtener 500 barriles de petróleo día

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 16, muestra que el porcentaje de fase líquida que debe de tener el gas del pozo CHE-X2 debe ser 2.15%. Este porcentaje es el que puede producir hasta 500 Barriles de petróleo por día. Se ve también en la Tabla 16 que a medida que se cambia el valor de la fracción de fase de condensados líquidos, los valores de las fracciones molares del gas son afectados en forma directa, esto para compensar la cantidad de fase de condensados líquidos existente en el gas.

Con el valor obtenido de la fracción de condensados líquidos, se podrá obtener el valor de la velocidad de erosión a lo largo de toda la tubería de recolección, esto se puede ver en la Figura 40.

La Figura 41 muestra la tabulación que corresponde a los valores de la velocidad del fluido y a la velocidad de erosión a lo largo de toda la tubería.



*Figura 40. Velocidad del fluido y Velocidad de erosión a lo largo de la tubería
Fuente: Elaboración propia*

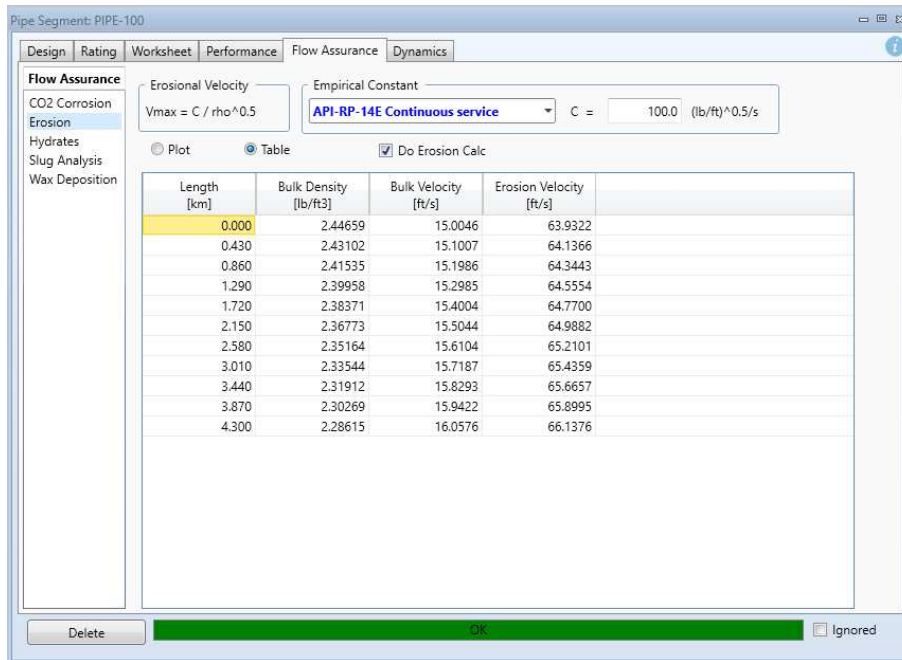


Figura 41. Tabla de Velocidad del fluido y Velocidad de erosión a lo largo de la tubería
Fuente: Elaboración propia

Según el Estándar API 14E, la erosión se debe a altas velocidades de flujo, presencia de arena, CO₂, H₂S y accesorios que perturban la trayectoria del fluido como ser codos en la línea de transferencia.

Puesto que un pozo no puede producir de forma intermitente, se asume que la línea de recolección es de servicio continuo, es por este motivo que en la simulación de Aspen Hysys® el valor de “c” es de 100.

De la simulación se obtienen los siguientes valores promedio de velocidades:

$$\text{Velocidad de erosión} = V_e = 65 \frac{\text{pie}}{\text{s}}$$

$$\text{Velocidad de condensado} = V = 15,5 \frac{\text{pie}}{\text{s}}$$

CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES OBJETIVO GENERAL

Para lograr el objetivo de este proyecto, se realizaron dos tipos de análisis, el primero analizando el gas como un gas de flujo monofásico y el segundo analizando el gas como un gas de flujo bifásico.

4.1.1 ANÁLISIS DEL GAS COMO UN FLUJO MONOFASICO

Luego de culminar el análisis del diámetro adecuado para línea de recolección del pozo CHACO ESTE-EXPLORATORIO 2 (CHE-X2) hacia el múltiple de recolección en la batería Ñupuco, se analizó cual es la mejor elección para el diámetro de la tubería, para este análisis se tomaron como referencia los datos obtenidos por la simulación Aspen Hysys® porque estos datos son los más cercanos a la realidad.

Se tomaron en cuenta los dos parámetros importantes para esta determinación, la presión al final de la línea de recolección que se conecta en la entrada de la batería de recolección en el separador, y la velocidad del gas a la salida de la cabeza de pozo al inicio de la línea de recolección.

i. Perdida de presión

Si bien la pérdida de presión en la tubería de seis pulgadas es de 26,617 psi, este valor representa aproximadamente el 5% de caída de presión, este valor está dentro el rango permitido por el Estándar API 14E que indica una pérdida máxima del 10%.

Se puede ver en la Tabla 15, que la caída de presión para diámetros superiores a seis pulgadas es mucho menor al 10% establecido por el Estándar API 14E, pero se debe analizar también la velocidad, como se mencionó previamente.

Se descarta una tubería con cuatro pulgadas de diámetro, esto porque la presión de salida excede el 10% que permite el Estándar API 14E, dando un valor en el cálculo teórico de 202,122 psi, lo que representa aproximadamente un 40% de caída de presión.

ii. Velocidad del gas

Según el Estándar API 14E, la velocidad del gas no debe de exceder un valor de 30 pie/s, y para un correcto funcionamiento de la batería de recolección, se debe de tener un valor lo más cercano a lo que indica el Estándar API 14E.

Analizando la Tabla 15, se puede ver que para el diámetro de tubería de seis pulgadas se tiene una velocidad de gas de 17,3582 pie/s, este valor es superior a los obtenidos con diámetros de ocho, diez y doce pulgadas. Se puede ver claramente que, a mayor diámetro de tubería, se tiene menor velocidad del gas.

En el caso de la tubería de cuatro pulgadas, se tiene una velocidad de 39,39 pie/s, el cual excede el valor máximo permitido por el Estándar API 14E y nuevamente este diámetro se descarta.

Al analizar la simulación realizada en Aspen Hysys® que se resume en la Tabla 15, se observa que las presiones de salida para los diferentes diámetros de tubería son:

- 475,26 psi para seis pulgadas de diámetro
- 494,081 psi para ocho pulgadas de diámetro
- 498,154 psi para diez pulgadas de diámetro
- 499,2 psi para doce pulgadas de diámetro

Según la Tabla 14, la batería de recolección de Ñupuco soporta una presión de entrada de 400 psi. Al revisar el listado previo se puede observar que con un diámetro de tubería de seis pulgadas se tiene una presión de entrada a la batería de 475,26 psi, este valor es 18% superior a lo diseñado en la batería de recolección, pero está dentro el rango de seguridad de diseño que es de 20%.

Los diámetros superiores tienen una presión superior al 20% del factor de seguridad y se descartan porque a estas presiones podrían generar daños en la batería de recolección.

Se pudo determinar de manera irrefutable que la mejor elección para el diámetro de la tubería es la de seis pulgadas, puesto que tiene una pérdida de presión aceptable por el Estándar API 14E, y la velocidad del gas no excede el límite máximo especificado en el Estándar API 14E.

4.1.2 ANÁLISIS DEL GAS CON UN FLUJO BIFASICO

Gracias a la determinación que se obtuvo en el punto anterior que da como resultado un diámetro adecuado de seis pulgadas para la línea de recolección desde el pozo CHE-X2 hasta la batería de recolección Ñupuco, se realizó el análisis del comportamiento del gas condensado basado en las simulaciones realizadas con el software Aspen Hysys®.

De las simulaciones realizadas con el software Aspen Hysys® y luego de determinar la fracción de condensados líquidos que existen en el gas, se calculó la velocidad de erosión a lo largo de la tubería de recolección. El valor de la velocidad de erosión debe de ser siempre superior al valor de la velocidad del gas, esto porque la velocidad de erosión calculada es la mínima aceptable para el diámetro de tubería estimado en la cual se inicia el desgaste y disminución del espesor de la tubería.

$$\textit{Velocidad de erosión} > \textit{Velocidad de condensado}$$

$$65 \frac{\textit{pie}}{\textit{s}} > 15,5 \frac{\textit{pie}}{\textit{s}}$$

Finalmente se puede resumir que:

- i. El diámetro adecuado para la tubería de recolección del pozo CHE-X2 es de seis pulgadas.
- ii. La velocidad del condensado líquido promedio a lo largo de la tubería de recolección del pozo CHE-X2 es de 15,5 pie/s
- iii. La velocidad de erosión promedio a lo largo de la tubería de recolección del pozo CHE-X2 es de 65 pie/s

4.2 CONCLUSIONES OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Para corroborar si el diámetro óptimo calculado cumple la recomendación del Estándar API14E se hará uso de la Tabla que se muestra en el Apéndice 5 – PRESIONES DE TRABAJO MAXIMAS PERMITIDAS – ESTANDAR API14E

TABLE 2.5
MAXIMUM ALLOWABLE WORKING PRESSURES — PLATFORM PIPING
ASTM A106, GRADE B, SEAMLESS PIPE
(STRESS VALUES from ANSI B31.3 — 1980)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nominal Size In	Outside Diameter In	Nominal Wall Thickness In	Nominal Weight Per Foot Lb	Weight Class	Schedule No.	-20/400°F	401/500°F	501/600°F	601/650°F
2	2.375	0.218	5.02	XS	80	2489	2352	2153	2115
		0.344	7.46	—	160	4618	4364	3994	3925
		0.436	9.03	XXS	—	6285	5939	5436	5342
2½	2.875	0.276	7.66	XS	80	2814	2660	2434	2392
		0.375	10.01	—	160	4194	3963	3628	3565
		0.552	13.70	XXS	—	6850	6473	5925	5822
3	3.500	0.300	10.25	XS	80	2553	2412	2208	2170
		0.438	14.31	—	160	4123	3896	3566	3504
		0.600	18.58	XXS	—	6090	5755	5258	5176
4	4.500	0.237	10.79	STD	40	1439	1360	1245	1223
		0.337	14.98	XS	80	2276	2151	1969	1934
		0.438	18.98	—	120	3149	2976	2724	2676
		0.531	22.52	—	160	3979	3760	3442	3382
6	6.625	0.280	18.97	STD	40	1206	1139	1043	1025
		0.432	28.57	XS	80	2062	1949	1784	1753
		0.562	36.42	—	120	2817	2663	2437	2395
		0.719	45.34	—	160	3760	3553	3252	3196
		0.864*	53.16	XXS	—	4660	4404	4031	3961

El dato obtenido de la presión del gas a lo largo de la tubería de recolección seleccionada de seis pulgadas es de 475,26 psi.

Según el cuadro mostrado, las presiones permitidas para un diámetro de seis pulgadas en el rango de temperatura del pozo de 152 °F son:

Esesor nominal en pulgadas	Máxima presión de trabajo permitida en psig
0.280	1206
0.432	2062
0.562	2817
0.719	3760
0.864	4660

Tabla 17. Presión máxima de trabajo permitida para tuberías de seis pulgadas de diámetro externo según Estándar API14E

Fuente: Estándar API14E

En la simulación se utilizó una tubería de seis pulgadas de diámetro de Esquema 40.

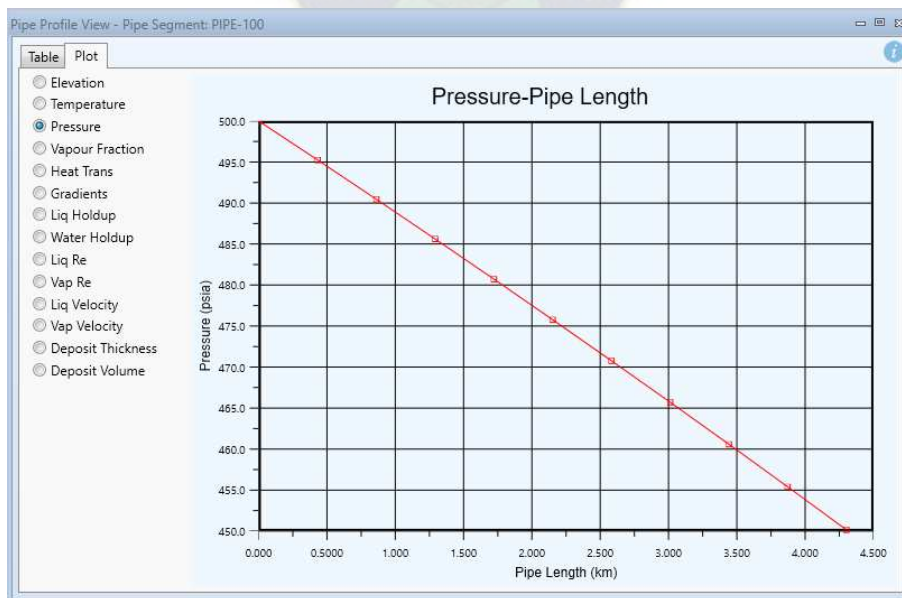
Las tuberías de seis pulgadas de diámetro de Esquema 40 tienen un espesor de 0.280 [pulg]⁴.

Al confrontar el espesor de la tubería con los datos de la Tabla 17, se determina que la presión máxima de trabajo permitida para esta tubería de seis pulgadas de diámetro es de 1206 psig. Entonces se tiene:

- Presión máxima de trabajo permitida Estándar API14E: 1206 psig
- Presión en la línea de recolección del pozo CHE-X2 a Ñupuco: 475,26 psi

La presión calculada es menor a la máxima presión de trabajo permitida, por lo cual es adecuada para el diámetro determinado de seis pulgadas.

- La simulación del comportamiento de la presión y la temperatura del gas en la línea de recolección se realizará en ambos tipos de análisis, es decir en gas con flujo monofásico y en gas con flujo bifásico.
 - Gas de flujo monofásico – Presión



⁴ <https://www.octalacero.com/dimensiones-de-tubos-cedula-40-80>

Figura 42. Gráfico de Presión vs. Longitud de la tubería
Fuente: Elaboración propia

Length [km]	Pressure [psia]	Total dP [psi]
0.000	500.000	
0.430	495.260	4.73961
0.860	490.471	4.78902
1.290	485.631	4.83998
1.720	480.739	4.89256
2.150	475.792	4.94686
2.580	470.789	5.00297
3.010	465.728	5.06099
3.440	460.607	5.12103
3.870	455.424	5.18321
4.300	450.176	5.24766

Figura 43. Tabla de datos Presión, Longitud de la tubería y pérdida de presión
Fuente: Elaboración propia

El gráfico obtenido de la simulación realizada en Aspen Hysys® muestra que existe una caída de presión casi constante a lo largo de toda la línea de recolección, es decir sobre los 4300 metros de longitud.

Si la longitud aumentará en la implementación debido a la topografía del lugar, por accesorios agregados, o por el propio diseño de la línea de recolección, se debe de recalcular de forma adecuada el diámetro de la tubería para que este cumpla con los requerimientos del Estándar API14E.

- Gas de flujo monofásico – Temperatura

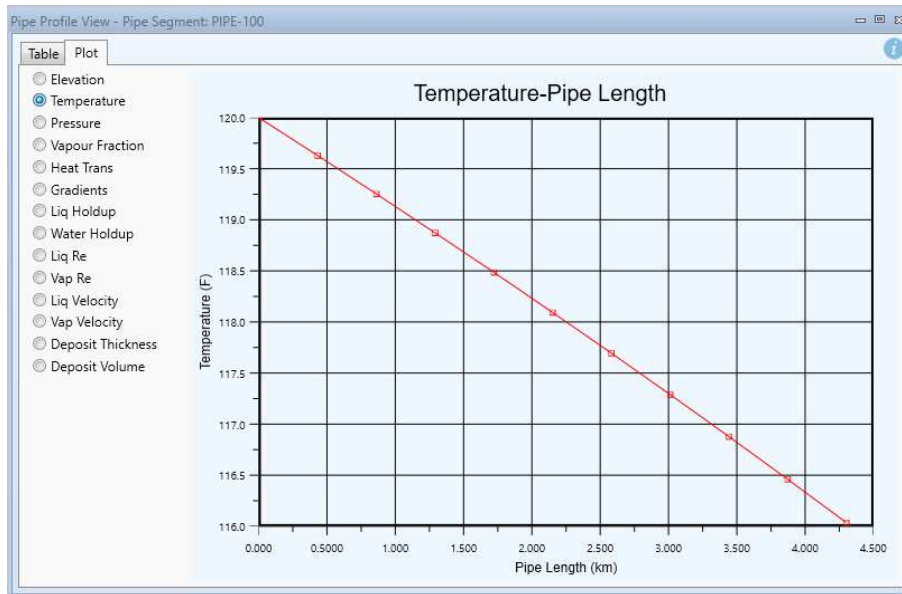


Figura 44. Gráfico de la Temperatura vs. Longitud de la tubería
Fuente: Elaboración propia

Length [km]	Temperature [F]	Vap. Frac.
0.000	120.000	0.955329
0.430	119.630	0.955464
0.860	119.254	0.955601
1.290	118.873	0.955742
1.720	118.487	0.955886
2.150	118.094	0.956033
2.580	117.696	0.956183
3.010	117.291	0.956337
3.440	116.880	0.956494
3.870	116.462	0.956655
4.300	116.038	0.956820

Figura 45. Tabla de datos de Temperatura
Fuente: Elaboración propia

El gráfico obtenido de la simulación realizada en Aspen Hysys® muestra que existe una pérdida de temperatura a lo largo de toda la línea de recolección, es decir sobre los 4300 metros de longitud.

Si la temperatura descendiera afectaría en la dinámica del hidrocarburo y no permitiría un buen flujo a lo largo de la línea de recolección, además al disminuir la temperatura se incrementa la densidad.

- Gas de flujo bifásico – Presión

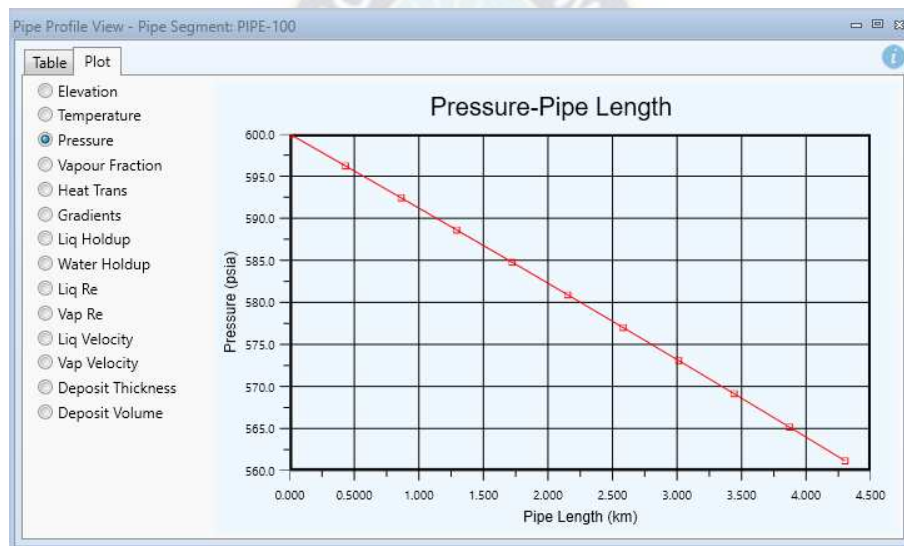


Figura 46. Gráfico de Presión vs. Longitud de la tubería
Fuente: Elaboración propia

Length [km]	Pressure [psia]	Total dP [psi]
0.000	600.000	
0.430	596.234	3.76596
0.860	592.444	3.79038
1.290	588.628	3.81529
1.720	584.788	3.84070
2.150	580.921	3.86663
2.580	577.028	3.89310
3.010	573.108	3.92012
3.440	569.160	3.94771
3.870	565.184	3.97590
4.300	561.179	4.00471

*Figura 47. Tabla de datos Presión, Longitud de la tubería y pérdida de presión
Fuente: Elaboración propia*

El gráfico obtenido de la simulación realizada en Aspen Hysys® se inicia en 600 psi, esto a razón de que se utilizó un factor de seguridad del 20% al de la presión nominal de pozo que es de 500 psi. Esta gráfica muestra que existe una caída de presión casi constante a lo largo de toda de la línea de recolección, es decir sobre los 4300 metros de longitud.

Si la longitud aumentará en la implementación debido a la topografía del lugar, por accesorios agregados, o por el propio diseño de la línea de recolección, se debe de recalcular de forma adecuada el diámetro de la tubería para que este cumpla con los requerimientos del Estándar API14E.

- Gas de flujo bifásico – Temperatura

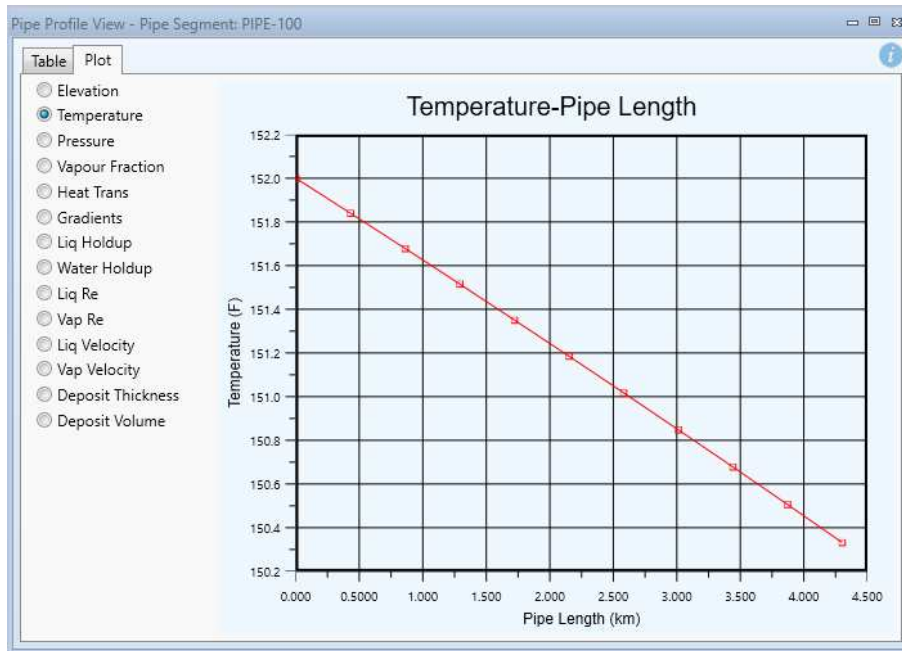


Figura 48. Gráfico de la Temperatura vs. Longitud de la tubería
Fuente: Elaboración propia

Pipe Profile View - Pipe Segment: PIPE-100

Length [km]	Temperature [F]	Vap. Frac.
0.000	152.000	0.965779
0.430	151.840	0.965823
0.860	151.679	0.965868
1.290	151.516	0.965913
1.720	151.351	0.965959
2.150	151.186	0.966005
2.580	151.018	0.966051
3.010	150.849	0.966099
3.440	150.679	0.966147
3.870	150.507	0.966195
4.300	150.333	0.966244

*Figura 49. Tabla de datos de Temperatura
Fuente: Elaboración propia*

El grafico obtenido de la simulación realizada en Aspen Hysys® muestra que existe una pequeña pérdida de temperatura a lo largo de toda la línea de recolección, es decir sobre los 4300 metros de longitud.

- El valor de la velocidad se calculó utilizando simulación en Aspen Hysys®. Para realizar esta simulación se debe de asumir que el gas es de flujo bifásico. Para la simulación se utilizó el diámetro de seis pulgadas para la tubería.

La velocidad de erosión es un indicador del desgaste que sufrirá una tubería debido a la erosión.

El valor que se obtuvo de las simulaciones es de 65 pie/s.

La velocidad de erosión debe de ser siempre superior a la velocidad del gas.

$$\text{Velocidad de erosión} = V_e = 65 \frac{\text{pie}}{\text{s}}$$

$$\text{Velocidad del gas de flujo bifasico} = V = 15,5 \frac{\text{pie}}{\text{s}}$$

4.3 RECOMENDACIONES

- La topografía del terreno no permite una línea de transmisión totalmente horizontal, lo cual implica perdida que no se tomaron en cuenta en este documento. Se recomienda un levantamiento topográfico de la línea de recolección al culminar su implementación y con esta información realizar nuevamente los cálculos de perdida y la simulación correspondiente para corroborar el diámetro calculado o en su defecto recomendar el diámetro que corresponda.
- Al momento de implementar la tubería de recolección, se debe de tomar en cuenta los siguientes aspectos:
 - Puntos existencia de válvulas
 - Lugares de cambio de dirección (por ejemplo: codos)
 - Uniones de las tuberías
 - Ángulos de inclinación

- Se recomienda como una previsión la instalación de una válvula de alta presión antes de la entrada de la batería de recolección de Ñupuco, esto a razón de que se tiene un valor de presión de entrada muy cercano al porcentaje del factor de seguridad.



BIBLIOGRAFÍA

- Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, Daniel G. McCartney. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*.
- Ahmed, T. H. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior (Contributions in Petroleum Geology & Engineering)*.
- Alejandro Isaías Anaya-Durand, Guillermo Israel Cauich-Segovia, Oliver Funabazama-Bárceñas, Víctor Alfonso Gracia-Medrano-Bravo. (2014). *Evaluación de ecuaciones de factor de fricción explícito para tuberías*. Mexico.
- Alejandro Zararías Santiago, Justino Gonzales López, Andrés Granados Manzo, Antonio Mota Lugo. (2017). *Mecánica de Fluidos*. Mexico: Patria.
- API, A. P. (1991). *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems 14E* (QUINTA ed.).
- Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing, Technology and Engineering Design*.
- Calle, R. A. (2012). *Diseño de un Sistema de Recolección y Transporte de Gas Natural*. Lima, Perú.
- Copa, M. Q. (2023). *Aplicación de correlaciones numéricas para la determinación de las propiedades PVT de reservorios de gas condensado*. La Paz, Bolivia.
- Domingo, A. M. (2011). *Apuntes de Mecánica de Fluidos*. Madrid, España.
- Hernández Segovia, L. F. (2012). *Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básicos y especiales del campo Escuela Colorado*. Bucaramanga.
- Hidrocarburos, A. N. (2019). *Ficha técnicas de plantas que operan en Bolivia. base de datos de plantas*.

Huerta, L. A. (2011). *Determinación de la densidad de un líquido con el método del picnómetro*.
Valencia.

Huerta, L. A. (2020). *Gases ideales y reales*. Valencia.

Ikoku, C. U. (1984). *Natural Gas Production Engineering*. Wiley.

LTDA, V. P. (2019). *Programa de perforación Pozo CHE - X2*.

Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.

Menon, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. Taylor & Francis Group.

Nuñez, A. P. (2014). Obtenido de
<https://martinfernandezgarcia.files.wordpress.com/2014/02/capitulo-1-propiedades-del-gas-natural.pdf>

Ramiro Pérez Palacio, Klarcías J. Martínez. (1994). *Características y comportamiento de los hidrocarburos*. Maracaibo, Venezuela.

Rivero S., J. L. (2004). *Explotación del Gas y Optimización de la Producción; Usando Análisis Nodal*.
Santa Cruz, Bolivia.

Saeid Mokhatab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David Wood. (2013). *Handbook of Liquefied Natural Gas*.

Speight, J. G. (2019). *Natural Gas; A Basic Handbook*. Gulf Professional Publishing.

William C. Lyons, Gary J. Plisga, Michael D. Lorenz. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*.

ANEXOS

ANEXO 1. DATOS DEL POZO Y DE PRODUCCIÓN

DATOS DEL POZO					
Cañería de producción	9 5/8	PULG. OD.	BTC		
Agujero abierto	12 1/4	PULG.			
Profundidad total del pozo			3200	M.	
Intervalo perforado			2062	M.	2063
Tubería de producción	2 7/8	PULG. OD.	6.5	#/FT.	
Packer			2050	M.	
Profundidad del zapato			2063	M.	
DATOS DE PRODUCCION Y DEL RESERVORIO					
Producción gas	5000	MSCFD			
Producción de agua	110	BPD.			
Temperatura en superficie	91	°F		°C	
Temperatura del reservorio	152	°F		°C	
Presión en cabeza	650	PSI			
Presión en Reservorio	1488	PSI			

Se producirá de las formaciones Tupambi y Scarpment

Fuente: (Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019)

ANEXO 2. COMPOSICIÓN DEL POZO CHE-X2



Programa de Perforación CHE-X2

Composición del gas del pozo

COMPONENTES		% MOLAR
Nitrógeno	N2	1.204
Dióxido Carbono	CO2	0.135
Ácido sulfhídrico	H2S	0.000
Metano	CH4	86.030
Etano	C2H6	6.364
Propano	C3H8	3.054
I-Butano	I-C4H10	0.431
N-Butano	N-C4H10	1.094
I-Pentano	I-C5H12	0.360
N-Pentano	N-C5H12	0.432
Hexano	C6H14+	0.896

Fuente: (Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019)

ANEXO 3. DATOS DE LA BATERÍA

Batería Campo Ñupuco

Pozos	Estado	Tipo de terminación
NRJ-120LL	Abierto	Doble
NRJ-119	Abierto	Simple
NRJ-11	Abierto	Simple
ÑPC-106	Abierto	Simple
ÑPC-104	Abierto	Simple

La Tabla muestra la batería de recolección se encuentra actualmente recolectando la producción de 4 pozos

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Norma API 14E

Máxima Velocidad del gas	30 pies/seg
Caída de Presión	4-5 Psi/100 pies
Presión de entrada	400 Psi
Capacidad	60MMPCD

Son los parámetros mínimos que se tiene de la batería de recolección Fuente: (Vintage Petroleum Boliviana LTD., 2019)

ANEXO 4. SIMULACIÓN EN ASPEN HYSYS® V14.

Pipe Segment: PIPE-100

	1	2
Conditions		
Properties		
Composition		
PF Specs		
Nitrogen	0.0120	0.0120
CO2	0.0014	0.0014
Methane	0.8604	0.8604
Ethane	0.0636	0.0636
Propane	0.0305	0.0305
i-Butane	0.0043	0.0043
n-Butane	0.0109	0.0109
i-Pentane	0.0036	0.0036
n-Pentane	0.0043	0.0043
n-Hexane	0.0090	0.0090
n-Heptane	0.0000	0.0000
H2S	0.0000	0.0000

Ingreso de datos de la composición del fluido en Fracción Molar

Pipe Segment: PIPE-100

	1	2	Q
Conditions			
Properties			
Composition			
PF Specs			
Name	Vapour	Vapour	<empty>
Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Temperature [F]	120.0	118.5	<empty>
Pressure [psia]	500.0	475.3	<empty>
Molar Flow [MMSCFD]	10.00	10.00	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	2.162e+004	2.162e+004	<empty>
LiqVol Flow [USGPM]	127.7	127.7	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3.353e+004	-3.353e+004	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	38.07	38.16	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-3.682e+007	-3.682e+007	0.0000

Se verifican los datos termodinámicos del fluido por el software

Pipe Segment: PIPE-100

Design Rating Worksheet Performance Flow Assurance Dynamics

Worksheet

Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000
Mass Exergy [Btu/lb]	186.1	183.6
Partial Pressure of CO2 [psia]	0.7001	0.6654
Cost Based on Flow [Cost/\$]	0.0000	0.0000
Act. Gas Flow [ACFM]	209.0	220.0
Avg. Liq. Density [lbmole/ft3]	1.072	1.072
Specific Heat [Btu/lbmole-F]	11.11	11.05
Std. Gas Flow [MMSCFD]	9.981	9.981
Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft3]	21.10	21.10
Act. Liq. Flow [USGPM]	<empty>	<empty>
Z Factor	0.9177	0.9208
Watson K	18.10	18.10
User Property	<empty>	<empty>
Partial Pressure of H2S [psia]	0.0000	0.0000
Cp/(Cp - R)	1.218	1.219
Cp/Cv	1.357	1.352
Ideal Gas Cp/Cv	1.246	1.246
Ideal Gas Cp [Btu/lbmole-F]	10.05	10.04
Mass Ideal Gas Cp [Btu/lb-F]	0.5107	0.5101
Heat of Vap. [Btu/lbmole]	4901	4968
Kinematic Viscosity [cSt]	0.4633	0.4849
Liq. Mass Density (Std. Cond) [lb/ft3]	5.217e-002	5.217e-002
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [USGPM]	5.166e-004	5.166e-004
Liquid Fraction	0.0000	0.0000
Molar Volume [ft3/lbmole]	11.42	12.02
Mass Heat of Vap. [Btu/lb]	249.0	252.3

Delete OK Ignored

Se halla el factor de compresibilidad Z

- Tubería de cuatro pulgadas de diámetro

Pipe Segment: PIPE-100

Design Rating Worksheet Performance Flow Assurance Dynamics

Rating

Length - Elevation Profile

Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	4.300
Elevation Change	0.0000
Outer Diameter	4.500
Inner Diameter	4.026
Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-008
Pipe Wall Conductivity	26.00
Increments	10
FittingNo	<empty>

Append Segment Insert Segment View Segment...
Delete Segment Clone Segment Clear Profile

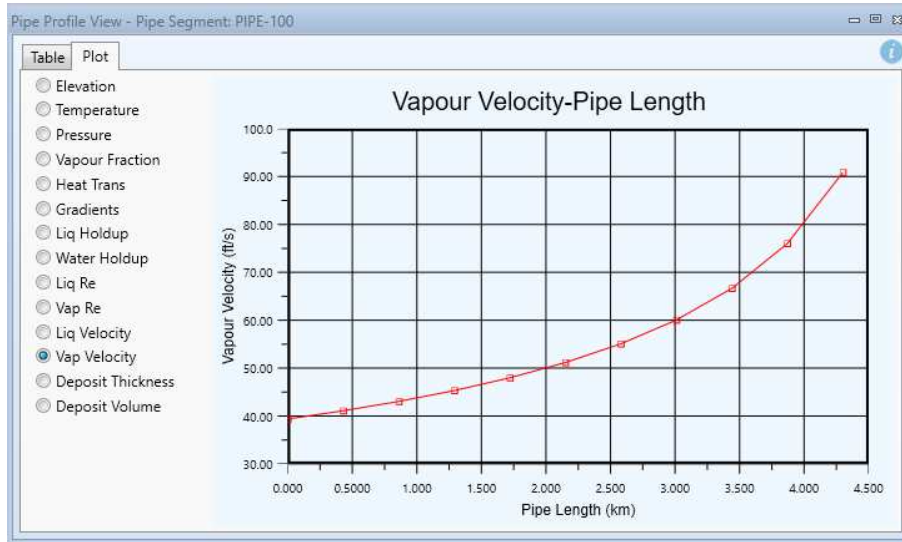
Delete Increment dP > 10%. Check trace. Ignored

Pipe Info: Pipe Segment: PIPE-100

Pipe Parameters

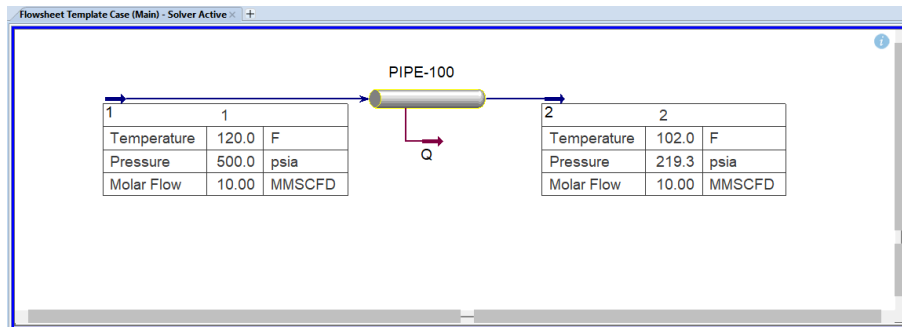
Pipe Schedule	Schedule 40
Nominal Diameter	4 inch
Inner Diameter	4.0260
Pipe Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-08
Pipe Wall Conductivity	26.001

Ventana de datos para simulación de cuatro pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia



Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.

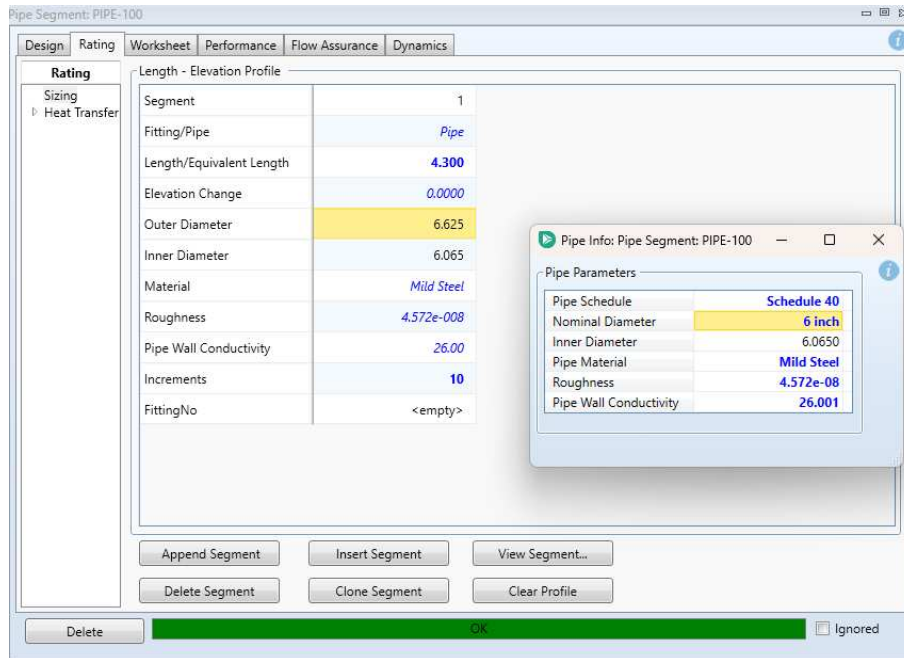
Fuente: Elaboración Propia



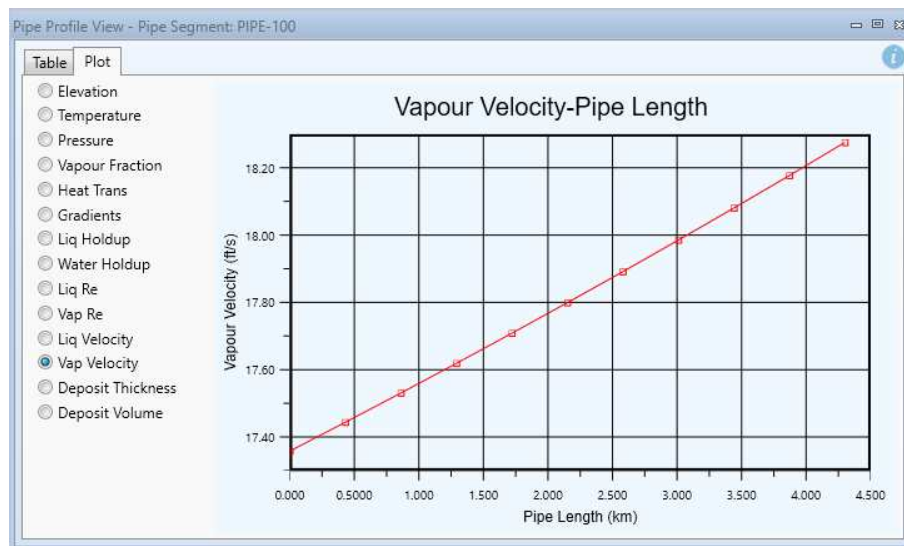
Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de cuatro pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de seis pulgadas de diámetro

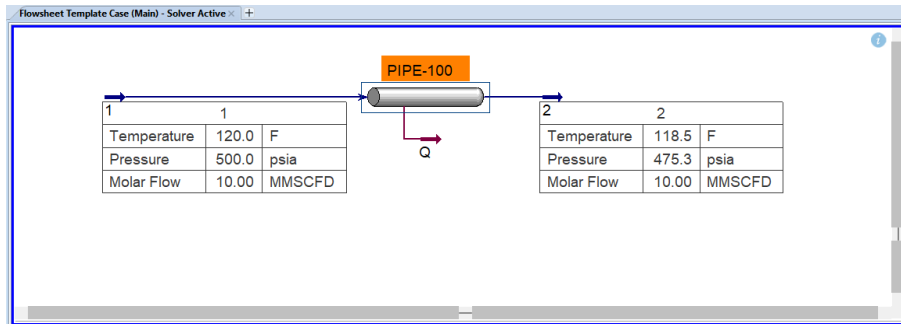


*Ventana de datos para simulación de seis pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia*



Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.

Fuente: Elaboración Propia



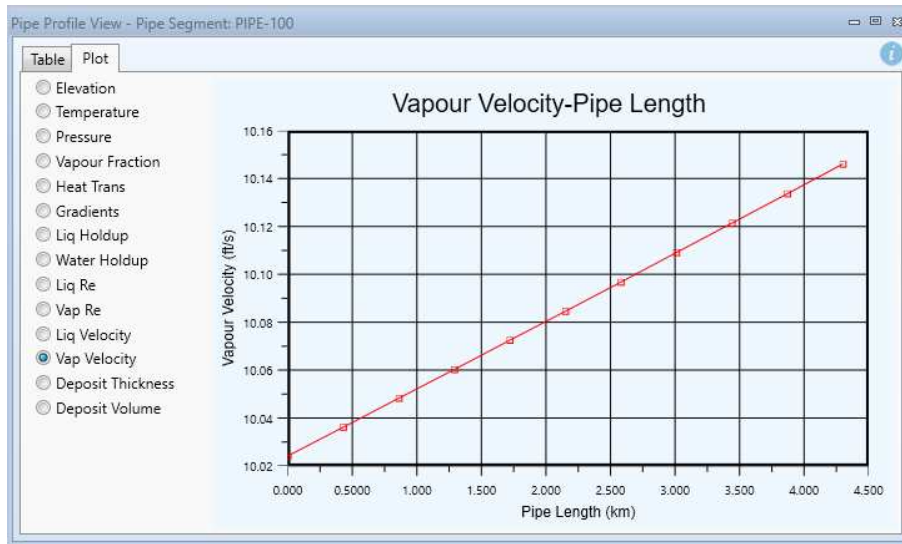
Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de seis pulgadas.
Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de ocho pulgadas de diámetro

Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	4.300
Elevation Change	0.0000
Outer Diameter	8.625
Inner Diameter	7.981
Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-008
Pipe Wall Conductivity	26.00
Increments	10
FittingNo	<empty>

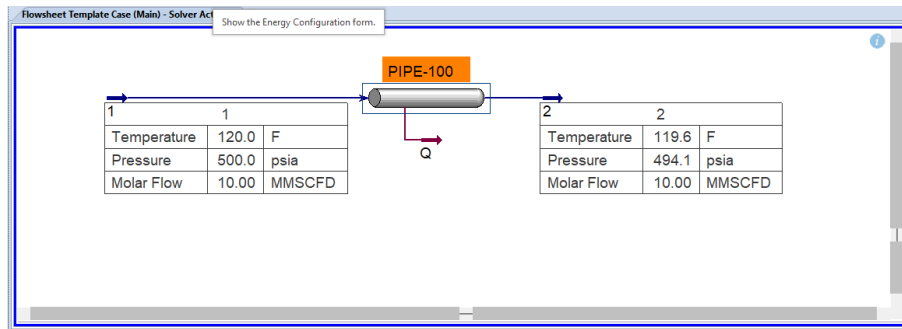
Pipe Schedule	Schedule 40
Nominal Diameter	8 inch
Inner Diameter	7.9810
Pipe Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-08
Pipe Wall Conductivity	26.001

Ventana de datos para simulación de ocho pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia



Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.

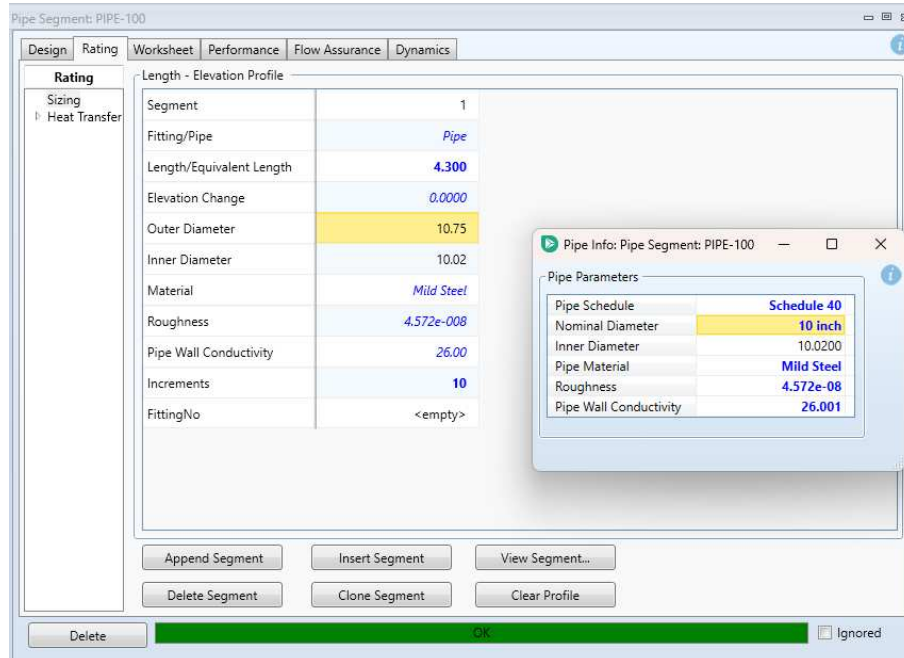
Fuente: Elaboración Propia



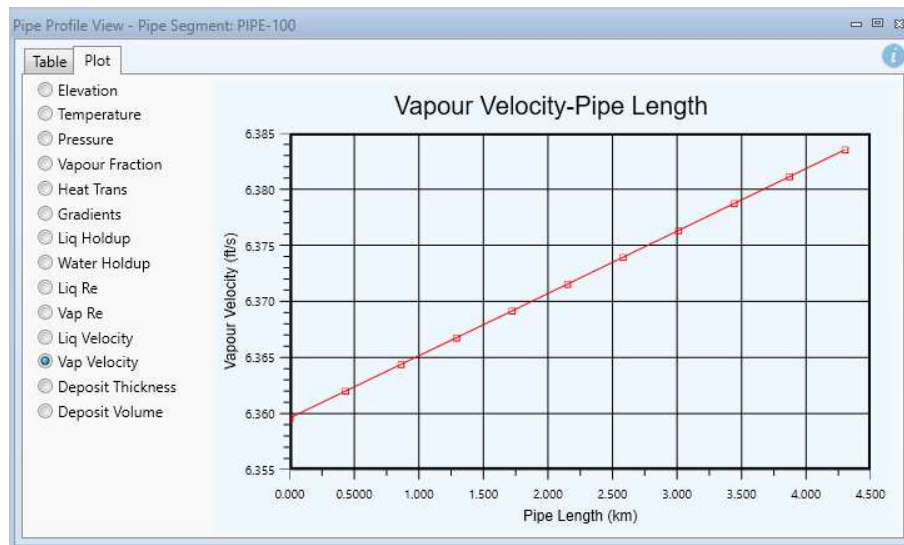
Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de ocho pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

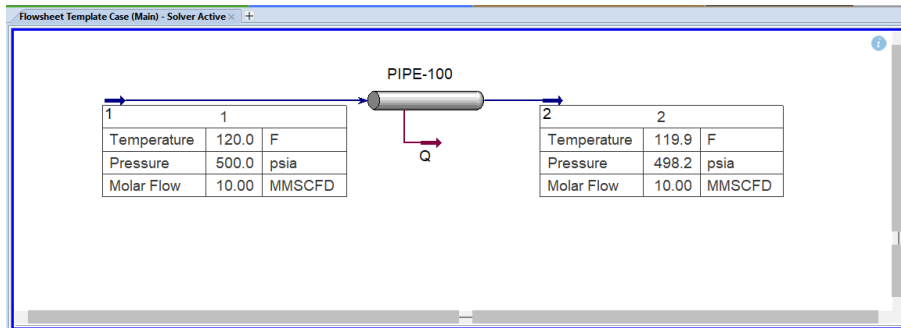
- Tubería de diez pulgadas de diámetro



*Ventana de datos para simulación de diez pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia*



*Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.
Fuente: Elaboración Propia*



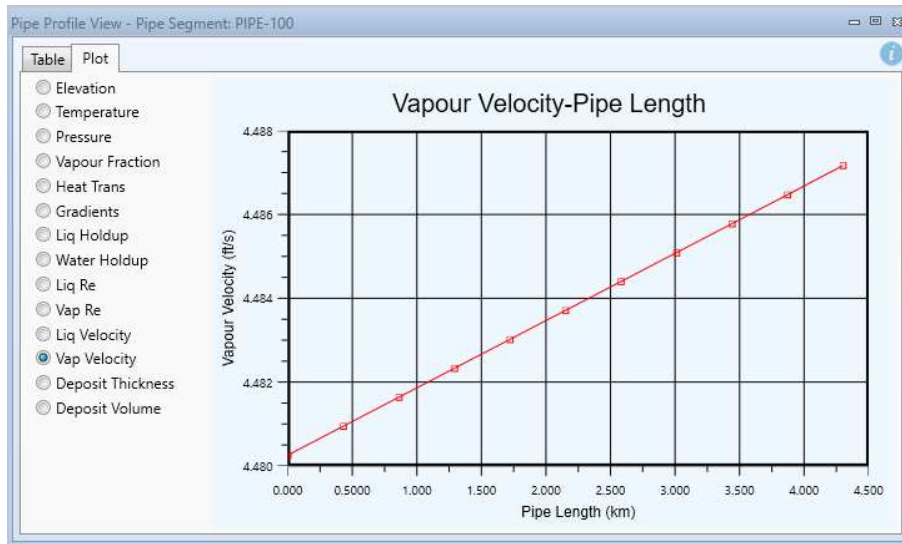
Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de diez pulgadas.
Fuente: Elaboración Propia

- Tubería de doce pulgadas de diámetro

Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	4.300
Elevation Change	0.0000
Outer Diameter	12.75
Inner Diameter	11.94
Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-008
Pipe Wall Conductivity	26.00
Increments	10
FittingNo	<empty>

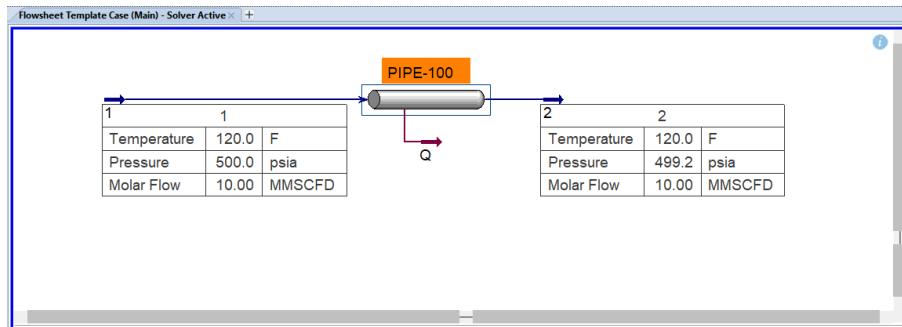
Pipe Schedule	Schedule 40
Nominal Diameter	12 inch
Inner Diameter	11.9380
Pipe Material	Mild Steel
Roughness	4.572e-08
Pipe Wall Conductivity	26.001

Ventana de datos para simulación de doce pulgadas en Aspen Hysys® V14
Fuente: Elaboración Propia



Simulación en Aspen Hysys®, Grafico de la Velocidad del Gas de flujo monofásico vs. Longitud de la tubería.

Fuente: Elaboración Propia



Simulación en Aspen Hysys®, Datos de entrada y salida en la tubería de doce pulgadas.

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 5. PRESIONES DE TRABAJO MAXIMAS PERMITIDAS – ESTANDAR API14E

TABLE 25
MAXIMUM ALLOWABLE WORKING PRESSURES — PLATFORM PIPING
ASTM A106, GRADE B, SEAMLESS PIPE
(STRESS VALUES from ANSI B31.3 — 1980)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nominal Size In	Outside Diameter In	Nominal Wall Thickness In	Nominal Weight Per Foot Lb	Weight Class	Schedule No.	-20/400°F	401/500°F	501/600°F	601/650°F
2	2.375	0.218	5.02	XS	80	2489	2352	2153	2115
		0.344	7.46	—	160	4618	4364	3994	3925
		0.436	9.03	XXS	—	6285	5939	5436	5342
2½	2.875	0.276	7.66	XS	80	2814	2660	2434	2392
		0.375	10.01	—	160	4194	3963	3628	3565
		0.552	13.70	XXS	—	6850	6473	5925	5822
		0.750	17.02	—	—	9772	9423	8625	8476
3	3.500	0.300	10.25	XS	80	2553	2412	2208	2170
		0.438	14.31	—	160	4123	3896	3566	3504
		0.600	18.58	XXS	—	6090	5755	5298	5176
4	4.500	0.237	10.79	STD	40	1439	1360	1245	1223
		0.337	14.98	XS	80	2276	2151	1969	1934
		0.438	18.98	—	120	3149	2976	2724	2676
		0.531	22.52	—	160	3979	3760	3442	3382
		0.674	27.54	XXS	—	5307	5015	4591	4511
6	6.625	0.280	18.97	STD	40	1206	1139	1043	1025
		0.432	28.57	XS	80	2062	1949	1784	1753
		0.562	36.42	—	120	2817	2663	2437	2395
		0.719	45.34	—	160	3760	3553	3252	3196
		0.864*	53.16	XXS	—	4660	4404	4031	3961
		0.277	24.70	—	30	908	858	786	772
8	8.625	0.322	28.55	STD	40	1098	1038	950	934
		0.406	35.66	—	60	1457	1377	1260	1238
		0.500	43.39	XS	80	1864	1762	1612	1584
		0.594	50.93	—	100	2278	2153	1970	1936
		0.719	60.69	—	120	2838	2682	2455	2413
		0.812*	67.79	—	140	3263	3084	2823	2774
		0.875*	72.42	XXS	—	3555	3359	3075	3022
		0.906*	74.71	—	160	3700	3496	3200	3145
		10	10.750	0.250	28.04	—	20	636	601
0.279	31.20			—	—	733	693	634	623
0.307	34.24			—	30	827	781	715	703
0.365	40.48			STD	40	1023	967	885	869
0.500	54.74			XS	60	1485	1403	1284	1262
0.594	64.40			—	80	1811	1712	1567	1540
0.719	77.00			—	100	2252	2128	1948	1914
0.844*	89.27			—	120	2700	2552	2336	2295
1.000*	104.13			XXS	140	3271	3091	2829	2780
1.125*	115.65			—	160	3737	3531	3232	3176

*All welds must be stress relieved.

NOTE: Includes Corrosion/Mechanical strength allowance of 0.050 inches and 12½% variation below nominal wall thickness (Manufacturer tolerance).

**DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO DE LA LÍNEA DE
RECOLECCIÓN DEL POZO CHE-X2, CONSIDERANDO LOS
PARÁMETROS DE OPERACIÓN**

LUIS FERNANDO VALDIVIA BALDIVIEZO

CELULAR: 73299333

E_MAIL: mrvaldivia@hotmail.com



MINISTERIO DE DESARROLLO
PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



2024-TTES-536-D-1

**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1594/2024
La Paz, 31 de mayo de 2024**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **23 de mayo de 2024**, por **LUIS FERNANDO VALDIVIA BALDIVIEZO** con **C.I. N° 3497955 LP**, con número de trámite **DA 896/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO DE LA LÍNEA DE RECOLECCIÓN DEL POZO CHE-X2, CONSIDERANDO LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los"*



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urriolagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf.: 72018160





ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL

ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO DE LA LÍNEA DE RECOLECCIÓN DEL POZO CHE-X2, CONSIDERANDO LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN"** a favor del autor y titular: **LUIS FERNANDO VALDIVIA BALDIVIEZO** con C.I. N° 3497955 LP bajo el seudónimo **FER**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA

Firma:



vj4ec8Kf5Bd74H

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telf: 72005873

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Umiolagotia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.

