

**PROPUESTA PARA EL MONTAJE DE UNA ESTACIÓN COMPRESORA QUE
PERMITA AUMENTAR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PROVENIENTE
DEL CAMPO LA CRECIENTE.**

CESAR OMAR ORDOÑEZ RIBEROS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2012

**PROPUESTA PARA EL MONTAJE DE UNA ESTACIÓN COMPRESORA QUE
PERMITA AUMENTAR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PROVENIENTE
DEL CAMPO LA CRECIENTE.**

CESAR OMAR ORDOÑEZ RIBEROS

**MONOGRAFIA PARA OPTAR AL TITULO DE ESPECIALISTA
EN INGENIERIA DEL GAS**

**DIRECTOR
RICARDO ALFONSO LIZARAZO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2012

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS.....	14
1.1 Objetivo general.....	14
1.2 Objetivos específicos	14
2. ANTECEDENTES.....	15
2.1 Localización	15
2.2 Descripción del problema.....	17
2.3 ALCANCES DEL ESTUDIO.....	19
3. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE	22
3.1 Descripción	22
3.2 Información Requerida.....	22
4. MARCO CONCEPTUAL	23
4.1 CÁLCULO HIDRÁULICO DEL GASODUCTO	23
4.1.1 Introducción	23
4.1.2 Parámetros De Diseño Hidráulico	24
4.1.3 Composición del Gas	24
4.1.4 Ecuaciones de Flujo.....	25
4.2 VELOCIDAD DEL GAS EN GASODUCTOS	40
4.3 VELOCIDAD EROSIONAL	41
4.4 ESTACIONES COMPRESORAS.....	42
4.4.1 Propósito de la Compresión.....	42
4.4.2 Factores que afectan la selección de compresores	48
4.4.3 Esquema típico de estaciones compresoras.....	49
5. CARACTERÍSTICAS DE LA RED	50
5.1 Diagrama esquemático de la tubería	50
5.1.2 Red del Sistema Regional de Transporte en Cartagena.....	52

5.2 RESUMEN DATOS DE ENTRADA (LONGITUDES DE TUBERIA, TEMPERATURA).....	54
5.3 Propiedad del Fluido	54
6. DESARROLLO DE LOS CALCULOS HIDRAULICOS.....	56
6.1 Introduccion	56
6.2 Calculo de la Gravedad Específica	56
6.3 CONSIDERACIONES PARA EL CHEQUEO HIDRAULICO.....	57
6.4 Resultados	58
6.4.1 Resultados Hidraulicos en Condiciones Actuales	58
6.4.2 Resultados Hidraulicos a Condiciones Proyectadas.....	64
7. SIMULACION DEL PROCESO – ESTACION COMPRESORA.....	70
7.1 Descipcion del proceso.....	70
7.2CONDICIONES DE OPERACIÓN	71
7.3 Propiedades de Gas Natural.....	72
7.4 Condiciones climáticas	73
7.5 Simulacion de proceso y evaluación hidráulica.....	74
7.5.1 Premisas	74
7.5.2 Equipos	74
7.5.3 Lineas	75
7.5.4 Resultados.....	75
8. SELECCIÓN COMPRESOR.....	82
8.1 INFORMACION REQUERIDA (DIMENSIONAMIENTO)	82
8.2 Determinacion Número de Etapas	89
8.3 DETERMINACION DE LA POTENCIA ESTIMADA	91
8.4 Selección del Compresor	92
8.5 Evaluacion del rendimiento	104
RECOMENDACIONES	108
CONCLUSIONES	109
BIBLIOGRAFIA.....	113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Datos de entrada para la realizacion de calculos hidraulicos.....	54
Tabla 2: Caracterizacion del Gas.....	55
Tabla 3: Calculo gravedad específica.....	56
Tabla 4: resumen datos aga.....	58
Tabla 5: Resumen de resultados Panhandle A.....	59
Tabla 6: Resumen datos Panhandle B.....	60
Tabla 7: Resumen de resultados WEYMOUTH.....	61
Tabla 8: Consolidado de Resultados Hidraulicos.....	62
Tabla 9: Resumen de Resultados Aga.....	64
Tabla 10: Resumen de resultados Panhandle A.....	65
Tabla 11: Resumen de resultados Panhandle B.....	66
Tabla 12: Resumen de resultados Weymouth.....	67
Tabla 13: Consolidado de resultados Hidraulicos.....	68
Tabla 14 Condiciones del Gas.....	71
Tabla 15 Condiciones de Entrega a Abocol.....	72
Tabla 16 Condiciones de Entrega a SRT.....	72
Tabla 17 Caracterización del Gas.....	73
Tabla 18. Condiciones atmosféricas Estación Mamonal.....	73
Tabla 19. Unidades de compresión.....	76
Tabla 20. Línea desde conexión existente 10" hasta entrada estación.....	77
Tabla 21. Línea de gas unidad compresora 1 a unidad compresora 2.....	78
Tabla 22. Línea de gas comprimido compresor #1 a compresor #2.....	78
Tabla 23. Línea de gas salida unidades compresoras a línea de gas Abocol.....	79
Tabla 24. Línea de gas a SRT y a gas regulado SRT.....	80
Tabla 25. Información requerida para la selección de compresores.....	82
Tabla 26 Caracterización del Gas.....	87
Tabla 27 Evaluacion del Rendimiento – Unidades Compresoras.....	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localizacion General Bloque La Creciente	15
Figura 2: Localizacion Estación la Creciente	16
Figura 3: Area Propuesta para la instalación de la Estacion Compresora dentro de los Predios de Abocol	17
Figura 4. Perfil de velocidad en flujo	30
Figura 5. Diagrama de MOODY	32
Figura 6. Grafica del régimen de Flujo	34
Figura 7: Esquema de tuberia para análisis de velocidad	40
Figura 8: Esquema del propósito de Compresion	42
Figura 9: Diagrama Presion Volumen “CompresionIsotermica”	44
Figura 10: Diagrama Presion Volumen “CompresionAdiabatica”	45
Figura 11: Esquema típico de Estaciones Compresoras	49
Figura 12: Esquema General Gasoducto La Creciente - Mamonal.....	50
Figura 13: Diagrama Gasoducto La Creciente – Conexión troncal Mamonal – Jobo y acometidas con longitudes de tuberías	51
Figura 14: Esquema Resumen con selección de los puntos de referencia para calculoshidraulicos	51
Figura 15: Esquema de Fujo Actual en el Sitema Regional de Transporte.....	52
Figura 16: Esquema de Flujo propuesto con la Estacion Compresora	53
Figura 17: Grafica de Presión vs. Longitud gasoducto	63
Grafica 18: Grafica de presión Vs. Longitud gasoducto	69
Figura 19. Esquema del Proceso	71
Figura 20. Condiciones de operacion	76
Figura 21. PFD (Pipe FlowDiagram)	81
Figura 22. Calculo para presión atmosferica	83
Figura 23. Vista Software Ariel para insertar datos Generales	85

Figura 24. Vista Software Ariel – Ventana Service / Stage Data.....	86
Figura 25. Vista Software Ariel – Detalle opción Gas Analysis	87
Figura 26. Vista Software Ariel - Detalle ventana para insertar la cromatografía del Gas	88
Figura 27. Vista software ariel – detalle ventana para insertar el numero de etapas de compresion	90
Figura 28. Vista Software Ariel – Detalle ventana para insertar la Potencia Estimada	92
Figura 29. Vista software ariel – selección del frame del compresor	93
Figura 30. Vista Software Ariel – Selección del Motor	94
Figura 31. Vista Software Ariel – Frame Selección.....	95
Figura 32. Vista Software Ariel – Frame Seleccionado.....	96
Figura 33. Vista Software Ariel – Selección del Motor de Combustion	97
Figura 34. Vista Software Ariel – Frame y Motor Seleccionado.....	98
Figura 35. Vista Software Ariel – Motor Seleccionado.....	98
Figura 36. Vista Software Ariel – Ventana para la Selección de los Cilindros	102
Figura 37. Vista Software Ariel – Cilindros Seleccionados	103
Figura 38. Vista Software Ariel – Selección final del conjunto Compresor - Motor.....	103
Figura 39. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180@315	105
Figura 40. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180@300	106
Figura 41. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180 @ 285	107

RESUMEN

TITULO:

PROPUESTA PARA EL MONTAJE DE UNA ESTACIÓN COMPRESORA QUE PERMITA AUMENTAR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PROVENIENTE DEL CAMPO LA CRECIENTE.*

AUTOR:

ORDOÑEZ Riberos Cesar Omar **

PALABRAS CLAVES:

Compresores, Ecuaciones de Flujo, Calculos hidráulicos, simulación del proceso, evaluación del rendimiento de compresores

DESCRIPCIÓN:

Los Resultados y análisis del presente trabajo se baso en realización de tres (3) tipos de simulación, la primera en la realización de cálculos hidráulicos del gasoducto existente, la segunda en la simulación del proceso para una estación compresora y el tercero en la selección de las unidades compresoras de acuerdo a los condiciones de entreda y salida de Gas.

Como primera instancia se realizaron cálculos hidráulicos utilizando las ecuaciones de flujo como: Weymouth, Panhandle B, AGA, entre otras para evaluar presiones ante el aumento de flujo objetivo del presente informe llegando dos tiepos de conclusiones:

La ecuación Panhandle B se obtienen condiciones muy cercanas a las reales de acuerdo a las condiciones del Gasoducto La Creciente – Mamonal

Para el Aumento a 50 MMSCFD se requiere el montaje de una estación compresora para garatizar las presiones de entrega a las Plantas Industriales de Mamonal

En segunda instancia se realizó una simulación del proceso con HYSYS considerando todas los elementos y equipos de una estación compresora determinando así la potencia minima requerida de la maquina a seleccionar para poder manejar el flujo a las presiones allí simuladas

Y en tercera instancia se procedera con la selección del compresor insertando los parámetros y condiciones para la corrida utilizando el Software Ariel , analizando las variables de desempeño de las unidades seleccionadas de acuerdo a las posibles variaciones del sistema.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierias Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Lizarazo Ricardo

ABSTRACT

TITLE:

PROPOSAL FOR A COMPRESSION GAS STATION ASSEMBLING THAT ALLOWS TO IMPROVE THE NATURAL GAS SUPPLY THAT COMES FROM LA CRECIENTE FIELD

Author:

ORDOÑEZ Cesar Omar **

KEY WORDS:

Compressors, flow equations, hydraulic calculation, simulation of the process, evaluation of the compressors performance.

DESCRIPTION:

The accomplishment of the following presentation was based in the enforcement of (3) a type of simulation, the first one was the performance of the hydraulic calculations of the existing pipeline, the second one the simulation of the process for a compressor station and the third one the selection of the compressor units according to input and output of gas.

First of all, hydraulic calculations were made using flow equations such as : Weymouth, Panhandle B,AGA, among others to evaluate pressures before the increase of the target flow of the present report arriving to two types of conclusions.:

Panhandle B equation are obtained conditions very closed to the real ones according to the Pipeline La Creciente- Mamonal.

To increase to 50 MMSCDF it requires the assembling of a compressor station to assure the delivery pressures to Mamonal.

Second of all, a simulation of the process was made with HYSIS considering all the elements and equipment of a compressor station, determining in this way the minimum power required for the machine to select to be able to manage the pressure flows simulated in there.

As third and last point it will proceed with the selection of the compressor inserting the parameters and conditions for the mentioned simulation using Ariel software, analyzing the performance variables of the selected units according to the possible variations of the system.

*Project of Degree

**Universidad Industrial de Santander, Facultad de IngenieriasFisicoquimicas, Escuela de Ingenieria de Petroleos, Director: LIZARAZO Ricardo

INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los resultados y análisis de cálculos hidráulicos, simulación del proceso con el fin de proponer, aprobar o rechazar el aumento en la capacidad de transporte desde el campo La Creciente.

Los cálculos se han concentrado principalmente en el gasoducto desde la Creciente hasta Mamonal siendo el objetivo comprobar las presiones del sistema ante el aumento del caudal, las cuales pueden presentar problemas de baja Presión, afectando considerablemente el sistema.

En el Capítulo II, se presentan los antecedentes del problema, llegando a la conclusión de que se requieren cálculos hidráulicos, simulación del proceso y selección del compresor con el fin de aumentar la capacidad de transporte desde el campo la Creciente

En el Capítulo III, se presentan la revisión de la información existente, diagrama de flujo, cromatografía del gas a transportar y las condiciones atmosféricas

En Capítulo IV se describe el marco conceptual a aplicar para todos los cálculos relacionados con el proyecto ecuaciones de flujo, criterios para la selección de compresores entre otros.

En Capítulo V se incluyen las características de la Red y todos los datos de entrada como longitudes, diámetros y demás datos para la realización de los cálculos hidráulicos

En el Capitulo VI se incluye el desarrollo de los Calculos hidráulicos, por medio de la cual se ha podido cuantificar la capacidad hidráulica de la tubería ante el aumento del Flujo propuesto

En el Capitulo VII se incluye la simulación del proceso de compresión, incluyendo las condiciones de operación, los equipos típicos para su funcionamiento, arrojando resultados de las líneas de interconexión de equipos y determinación de la potencia requerida para dar cumplimiento a las presiones deseadas.

En el Capitulo VIII se presenta la selección del Compresor mediante el Software Ariel para garantizar las presiones del sistema ante el aumento del flujo, junto con la evaluación del rendimiento de los equipos propuestos antes las variaciones del sistema

En el Capítulo IX y X se dan las principales recomendaciones para Investigación y conclusiones del proyecto

Finalmente, en el Capítulo X se presentan las referencias bibliográficas utilizadas

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta para el montaje de una estación compresora a partir de la simulación del Proceso y cálculos hidráulicos, buscando incrementar la capacidad de suministro de Gas Natural desde el Campo la Creciente garantizando condiciones de entrega de tal manera que se pueda obtener el flujo máximo y presiones admisibles en el Sistema.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

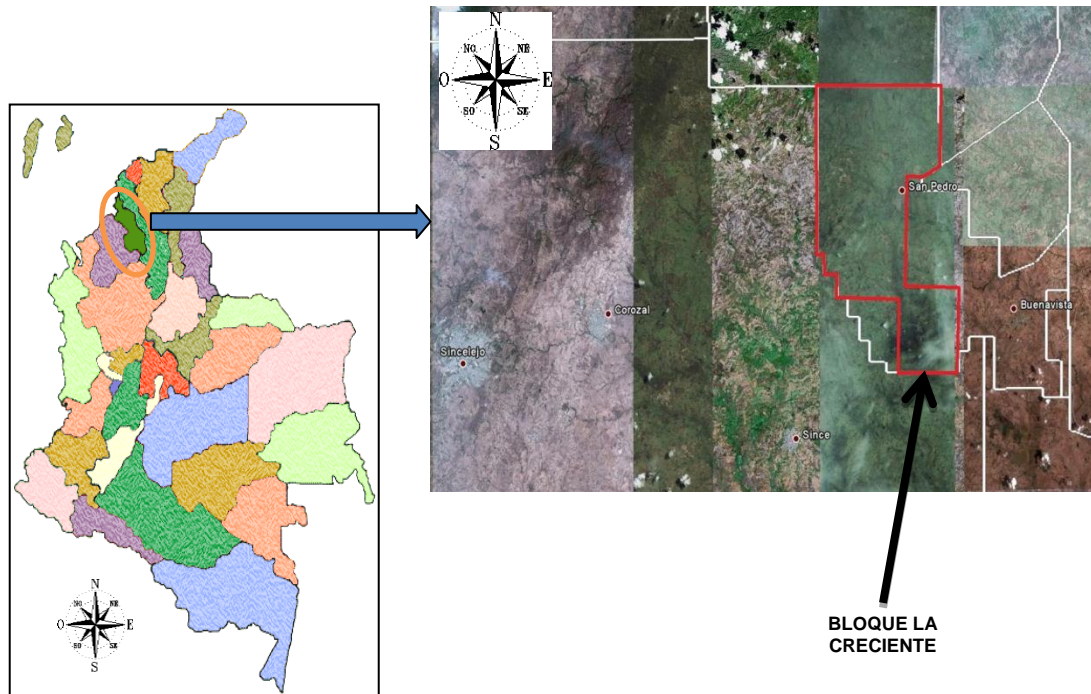
- Recolectar y Analizar la información técnica del esquema de flujo desde la Creciente hasta el Sector de Mamonal
- Realizar cálculos hidráulicos mediante la aplicación de las ecuaciones de flujo que permitan determinar la capacidad de entregas, requerimientos de presión y comportamiento del sistema.
- Determinar la ecuación de mejor aplicabilidad de acuerdo a las condiciones reales del sistema
- Describir y simular el proceso de una estación compresora mediante la aplicación del Software Hysys.
- Selección del Com. presor y análisis de las variables de desempeño utilizando el Software Ariel Performance.
- Evaluar el esquema de flujo existente, con el fin de determinar el comportamiento según las proyecciones de Producción y dejar recomendaciones para la optimización de sistema propuesto.

2. ANTECEDENTES

2.1 LOCALIZACIÓN

El campo la Creciente operado por Pacific Rubiales Energy se encuentra ubicado en el Departamento de Sucre, mas exactamente en el municipio de San Pedro con una producción de 60MMSCFD³

Figura 1: Localizacion General Bloque La Creciente

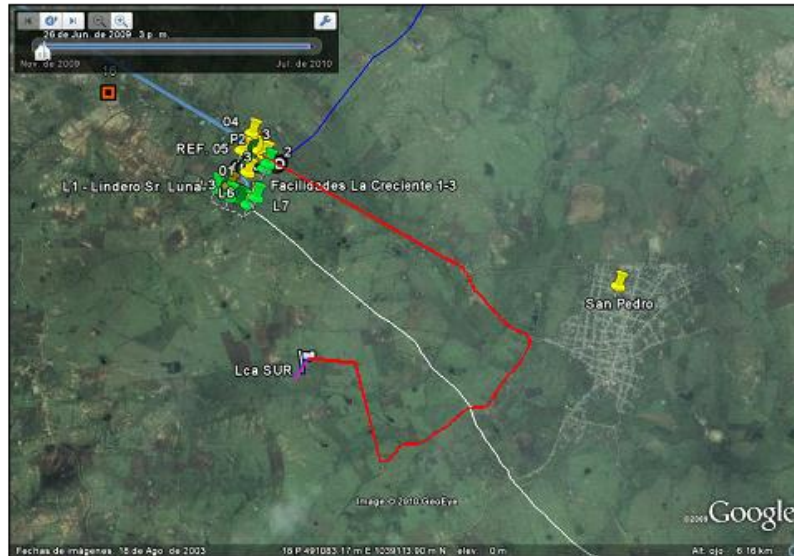


Fuente: Documentos Pacific

Toda la Producción de Gas es tratada (control Dew Point) para posteriormente ser transportada desde la Estacion “La Creciente” en un tubo de Carbol Steel de diámetro 12” en una longitud de 9,3 Km en donde se encuentra la estación de

Transferencia y custodia llamada “San Mateo”. A partir de este punto el Gas es transportando por Promigas mediante un sistema de Gasoductos Regionales y acometidas de Distrito SAHAGUN

Figura 2: Localizacion Estación la Creciente



Fuente: Google Earth

El 30 % del Gas producido es entregado para generación Electrica en Cerromatoso y Abastecimiento de gas Natural a los municipios del Sector. El Excedente correspondiente al 70% es transportado a Cartagena para alimentación de petroquímicas y el Sitema Regional de Transporte “SRT”

En búsqueda de la Localizacion mas viable por tiempos de construcción, permisos Ambientales, negociación de tierras a continuación se presenta la Localización de la Planta Compresora propuesta la cual se propone se encuentre dentro de los predios de Abocol

Figura 3: Area Propuesta para la instalación de la Estacion Compresora dentro de los Predios de Abocol



Fuente: Google Earth

2.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Uno de los problemas esenciales que enfrenta la industria de gas en Colombia es el posible desabastecimiento, es por esto que las compañías petroleras han incrementado la actividad exploratoria en búsqueda nuevos yacimientos, como también la búsqueda de métodos que permitan incrementar sin riesgo la producción de Gas y el flujo de caja, a través de inversiones que garanticen ingresos y retorno total de la inversión en los tiempos acordes con las políticas de inversiones atractivas.

PacificStratusEnergy se encuentra en la búsqueda de incrementar la capacidad de suministro de gas Natural desde el Campo La Creciente, para entrega al sistema regional de Transporte de Promigas, garantizando las condiciones de entrega para Abocol (Abonos Colombianos – Empresa Industrial compradora del Gas Natural) y el Sistema Regional de Transporte de Cartagena.

Actualmente el sistema se alimenta de dos fuentes: 42MMscfd de gas natural del Campo La Creciente a través de una línea de 10” y 5 MMscfd de gas de la Guajira a través una línea de 20”; estos flujos son medidos, mezclados para luego ser filtrado y distribuido al SRT y a la planta de Abocol, a través de una línea de 10” y una línea de 8”, respectivamente. Los consumos que se registran en la planta de Abocol son de 19 a 23 MMscfd a una presión, de donde se emplea de 15 a 20 MMscfd a 300 psig, como materia prima “Fundamental para su proceso” y el restante como gas combustible para generación eléctrica.

De acuerdo a los pronósticos de producción y reservas de Gas, surge el proyecto para incrementar el suministro de Gas de 42 MMscfd a 50 MMscfd , utilizando el sistema actual de transporte , para el cual se necesita aprobar, rechazar o realizar una propuesta que permita aumentar el flujo y garantizar las condiciones de entrega actuales a todo el sistema regional.

El propósito de incrementar la producción del yacimiento La Creciente hace necesario realizar modificaciones en el sistema de transporte del gasoducto troncal; usualmente se construyen líneas paralelas (“Loops) a las existentes, de tal manera que se incremente la capacidad de transporte. Otra alternativa consiste en instalar Estaciones Compresoras que permiten disminuir las presiones aguas abajo, permitiendo que se pueda transportar más flujo. En este caso particular se decidió instalar una estación compresora teniendo en cuenta que el tiempo de construcción es menor y que sería una solución temporal, puesto que en el mediano plazo, se

tendrá que implementar una solución que permita un mayor crecimiento en la capacidad de transporte. Teniendo en cuenta el monto representativo de las inversiones y la importancia estratégica del proyecto para la organización, es altamente recomendable realizar un **diagnóstico mediante simulación** de un proceso que permita, determinar el flujo máximo y presiones admisibles para el sistema existente, el cual servirá de soporte para la toma de decisiones importantes: predicción del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operacionales, potencia estimada de la nueva estación compresora, modificaciones adicionales al sistema para acondicionar la entrega a Abocol y al SRT (Sistema Regional de Transporte), bases para desarrollar análisis de confiabilidad e integridad del sistema , bases conceptuales para los diseños de ingeniería finalmente requeridos, etc.

Los requerimientos de seguridad operativa del transporte de gas actualmente implementados por Promigas y las condiciones de entrega requeridas por Abocol para realizar su proceso, en pro del control de calidad, riesgos operacionales y protección ambiental, se constituyen en los elementos justificativos para encarar el proyecto.

2.3 ALCANCES DEL ESTUDIO

El presente proyecto busca como primera instancia realizar un diagnóstico mediante una simulación y cálculos hidráulicos que permita reproducir el comportamiento bajo presiones para las condiciones actuales y proyectadas de operación desde el Campo la Creciente hasta la Estación de Gas Mamonal (Ubicada en la Zona Industria de Mamonal - Cartagena), y de acuerdo a lo anterior, realizar la simulación del Proceso, dejando las bases, criterios de diseño, procedimientos de cálculo y filosofía de operación para una estación Compresora

que permita el incremento de la capacidad de suministro del gas natural al sistema.

Los alcances detallados del proyecto son los siguientes:

Revisión de la información existente: Como un primer paso dentro de los estudios, se revisará toda la información existente sobre:

- Planos piping and instrument diagram (P&ID), donde reúna la información del proceso de despacho, y todo el sistema de instrumentación desde el campo La Creciente hasta el sector Industrial de Mamonal, punto de entrega final
- Esquema del flujo actual del Gasoducto desde el campo La Creciente – Sincelejo – Cartagena, con longitudes de tubería y diámetros
- Cromatografía del gas a transportar
- Condiciones atmosféricas: Altura, presión atmosférica, temperatura máxima, promedio y mínima

Calculos Hidraulicos y simulación del Proceso

Calculos Hidraulicos

Para llevar a cabo los estudios hidráulicos desde el Campo La Creciente hasta el punto propuesto para la estación Compresora, se apelará al uso de las ecuaciones de flujo, vital para estos estudios, en los cuales se modelará la condición del sistema para poder transportar Gas Natural.

Para esto se aplicara las hojas de cálculo empleando ecuaciones de flujo que se mencionan a continuación para flujo turbulento:

- Weymouth
- Panhandle B
- Panhandle A

- Colebrook White
- AGA

Simulación del Proceso

Desde el punto propuesto para la estación compresora o punto de referencia seleccionado para realizar la simulación del proceso de Compresión, Para ello se podrá contar para realizar la simulación del proceso con el simulador Hysys, usando el paquete termodinámico Peng Robinson, incluyendo una pequeña evaluación hidráulica para las líneas de succión y descarga de las Estación compresora utilizando la herramienta Gas Pipe.

Selección del Compresor

Para la Selección de las unidades compresoras se contará con el software Ariel, programa que será alimentado con las condiciones reales del sistema simulado en líneas superiores con:

- Presión de Succión
- Presión y descarga
- Volumen
- Temperatura de succión
- Análisis de Gas
- Gravedad específica
- Elevación sobre el Nivel del Mar
- Temperatura deseada del Intercambiador de Calor

3. REVISION DE LA INFORMACION EXISTENTE

3.1 DESCRIPCIÓN

La información suministrada por PacificStratusEnergy y Promigas, fue levantada y/o recopilada en el Oleoducto Sincelejo - Jobo en el periodo comprendido entre los meses de Octubre y Noviembre de 2011.

El fin de los trabajos fue obtener la información necesaria para el estudio de los cálculos hidráulicos con el fin de determinar presiones del tubo teniendo en cuenta el aumento del flujo de gas, con el fin de aprobar o no la utilización del sistema mediante la propuesta del Montaje de una estación compresora

3.2 INFORMACIÓN REQUERIDA

La información solicitada a las empresas interesadas en el sector para el desarrollo del proyecto fue:

- Planos piping and instrument diagram (P&ID), donde reúna la información del proceso de despacho, y todo el sistema de instrumentación desde el campo la Creciente hasta el sector Industrial de Mamonal, punto de entrega final
- Esquema del flujo actual del Gasoducto desde el campo La Creciente – Sincelejo – Cartagena, con longitudes de tubería y diámetros
- Cromatografía del gas a transportar
- Condiciones atmosféricas: Altura, presión atmosférica, temperatura máxima, promedio y mínima

4. MARCO CONCEPTUAL

4.1 CALCULO HIDRAULICO DEL GASODUCTO

4.1.1 Introducción

El cálculo hidráulico del gasoducto es la base fundamental para el seleccionamiento de las unidades compresoras con lo cual se obtiene la máxima capacidad de transporte de acuerdo al flujo de presiones requeridas.

Para el cálculo que se plantea es indispensable poseer cierta información como la calidad del gas que se va a transportar por el gasoducto o sistema de transporte para prever todas las medidas y accesorios que permitan controlar o minimizar los efectos adversos de algunos compuestos que componen el gas, ya que el desconocimiento de la composición del gas de su comportamiento del flujo, y las implicaciones prácticas y reales de su proceso de transporte puede ocasionar que los diseños sean extremadamente e injustificadamente costosos.

La base del cálculo para fluidos compresibles en estado estacionario se deriva de la ecuación de Bernoulli teniendo en cuenta todas las fuerzas existentes (presión, peso, fricción etc.). Es por eso que la ecuación de flujo para gas Natural se deriva de la ecuación de Bernoulli aplicando ecuación de estado para cada tipo de energía involucrada; para dar resultado a esta es necesario determinar parcialmente las variables como son: las pérdidas primarias que involucran el factor de fricción determinado por las ecuaciones de Nikuradse y Kármán - Prandtl.

4.1.2 Parametros De Diseño Hidraulico

En el diseño de sistemas de tuberías se consideran algunos parámetros importantes como: el grado de la tubería, diámetro, espesor de pared, rugosidad efectiva, y el factor de arrastre de la tubería

A continuación se describen los parámetros del gas a tener en cuenta para los cálculos hidráulicos:

4.1.3 Composicion del Gas

A partir de la composición del gas se determinan otras propiedades del gas, como la gravedad específica, peso molecular, valor calorífico y viscosidad, que inciden en el cálculo de la capacidad de flujo de la tubería y en la caída de presión. De allí que sea importante tener una composición real del gas, para evitar resultados de capacidad y caídas de presión distorsionados.

Las variaciones inesperadas en el Poder calorífico del gas pueden resultar en problemas en los procesos o en la boquilla de los quemadores del usuario final. Los compuestos no combustibles (ejemplo: nitrógeno, compuestos de nitrógeno, dióxido de carbono, etc.,) pueden reducir el valor calorífico y aumentar la gravedad específica de la corriente de gas. El dióxido de carbono contribuye a la corrosión interna en presencia de agua libre. El aumento de la gravedad específica predice la condensación de hidrocarburos pesados a menores temperaturas lo que podría afectar negativamente las operaciones. Un cambio en la gravedad específica podría afectar los cálculos de capacidad del gasoducto o de los compresores.

Gravedad específica

La capacidad de transporte es inversamente proporcional, a la raíz cuadrada de la gravedad específica.

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \sqrt{\frac{G.E_1}{G.E_2}}$$

Factor de Compresibilidad

Los efectos de la variación de la compresibilidad, sobre la capacidad de flujo calculada, esencialmente están determinados por la temperatura y la composición del gas. La mayoría de los simuladores hidráulicos calculan inherentemente la compresibilidad usando las ecuaciones de estado aplicables, para relacionar P, T, Q y la composición del gas. Para las condiciones normales de un gasoducto el rango de la compresibilidad es típicamente 0.825 - 0.925, para presiones hasta 50 Psia, la compresibilidad se puede tomar como 1.

4.1.4 Ecuaciones de Flujo

El punto de partida en el estudio de flujo es el concepto de balance de energía del flujo entre dos puntos del sistema considerado. Es decir, que la energía del fluido que entra al ducto, menos las pérdidas irreversibles, más el trabajo hecho sobre el sistema, es igual a la energía del fluido a la salida del sistema.

$$\int_1^2 V dP + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \frac{g}{g_c} \Delta x + lw + w = 0$$

Donde:

V = Volumen específico Ft³/lb masa

P= Presión lb.f/ft²

Lw= Pérdidas de energía por fricción ft.lb-f/lb-masa

Perdidas en Tuberías⁴

Las pérdidas de carga en las tuberías son de dos clases: primarias y secundarias, la pérdida de energía Primaria se debe a la fricción de conducto, mientras que las perdidas secundarias se deben a los accesorios presentados en el sistema de tuberías y generalmente son pequeñas en comparación, y por consiguiente se hace referencia a ellas como Perdidas Menores.

A continuación se presenta la formula general para el cálculo de las pérdidas en el sistema de tuberías:

$$HT = H_f + H_p$$

VARIABLE	NOMBRE	OBTENCIÓN	UNIDADES
HT	Pérdidas hidráulicas totales	Fórmula	m, Ft
H _f	Pérdida de carga primaria	Fórmula	m, Ft
H _p	Pérdida de carga secundaria	Fórmula	m, Ft

Perdidas hidráulicas totales

Perdidas Menores

Estas perdidas ocurren cuando existe un cambio en la dirección del flujo, o cuando la trayectoria de flujo se encuentra obstruida, como sucede con la válvula.

Estas perdidas son proporcionales a la cabeza de velocidad del fluido al fluir este alrededor de un codo, una dilatación o contracción, o a través de una válvula.

Perdida de cargas secundarias

$$H_s = \sum K * V^2 / 2g$$

VARIABLE	NOMBRE	OBTENCIÓN	UNIDADES
Hs	Pérdida de carga secundaria	Fórmula	m, Ft
ΣK	Sumatoria de coeficientes adimensionales de pérdida de carga secundaria	Apartes anteriores (contracción o nesanchamiento)	Adimensional
V	Velocidad del fluido	Fórmula	m/s, Ft/s
g	Aceleración de la gravedad	Constante	m/s ² , Ft/s ²

Las pérdidas de energía incurrida como flujos de fluidos a través de una válvula o accesorios se calculan a partir de la siguiente ecuación:

$$K = (L_e / D) f_t$$

Donde:

L_e = Longitud equivalente, la cual es la longitud del conducto recto del mismo diámetro nominal de la tubería.

D= Diámetro interno real del conducto.

f_t = Es el factor de fricción en la tubería a la cual esta conectada la válvula o accesorio, tomado en la zona de turbulencia completa

Los fabricantes y usuarios de válvulas, sobre todas las de control, han encontrado que es conveniente expresar la capacidad de la válvula mediante un coeficiente de flujo Cv, El cual es empleado para relacionar el tamaño de una válvula con la caída de presión para un flujo dado.

El "Cv", expresa la rata de flujo en Galones por minuto de fluido a 60°F, con una caída de presión de 1 psi a través de la válvula.

El diferencial de presión, el caudal y el Cv, pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$C_v = Q \otimes \sqrt{\frac{SG}{\Delta P}}$$

Donde:

Q= Caudal en [gpm]

SG= Gravedad específica

ΔP = Diferencial de presión

Nota: El diferencial de presión puede ser calculado mediante la fórmula de pérdidas de carga secundaria

Perdidas Mayores

Estas son las *perdidas de superficie* en el contacto del fluido con la tubería, esto se debe a la *fricción en el fluido en movimiento*. **En el caso del gas natural en una sola fase éstas consisten esencialmente en pérdidas por fricción (por rugosidad y viscosidad) y "f" es el factor de fricción, adimensional, que se hace función de la rugosidad relativa (e/D) e independiente de las propiedades del fluido, cuando el flujo es turbulento.**

Nikuradse obtuvo una relación experimental para f, con flujo totalmente turbulento que se denominó factor de transmisión y se expresa como::

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \lg\left(\frac{D}{e}\right) + 1.14$$

Los estudios publicados por AGA en el documento: IGT TechnicalReportNumber 10 "SteadyFlow in Gas Pipelines" July 1965, se muestran factores de fricción mayores que los predichos por la ley de tubería lisa y la ley de tubería rugosa.

Los estudios confirmaron las teorías de Prandtl and von Karman y los trabajos experimentales de Nikuradse sobre el comportamiento de flujo.

Esto es para ratas de flujo bajas el factor de fricción es dependiente de Nre y para altos caudales el factor de fricción es función de la rugosidad relativa de la tubería. Para flujo parcialmente turbulento o bajas ratas de flujo el factor de fricción es un múltiplo constante del obtenido por la ley de tubería lisa. La constante de proporcionalidad es función del factor de arrastre Df, y refleja la caída de presión debido a la fricción presentada por los accesorios, curvas, codos, soldaduras, configuración del terreno, etc. Los valores del factor de arrastre típicamente varía entre 92% y 98% dependiendo del número y grado de los elementos inductores de arrastre.

Numero de Reynolds

Para calcular la cantidad de energía debido a la fricción, es necesario caracterizar la naturaleza del flujo. El tipo de flujo puede predecirse mediante el cálculo de un número sin dimensiones, conocido como el Número de Reynolds, el cual relaciona las variables más importantes que describen el flujo como es la velocidad, longitud de la trayectoria de flujo, densidad del fluido y viscosidad.

$$Re = \frac{\rho * D * u}{\mu}$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido, lb_m/ ft³

D = Diámetro interno de la tubería, ft

u = Velocidad promedio del fluido, ft/sec

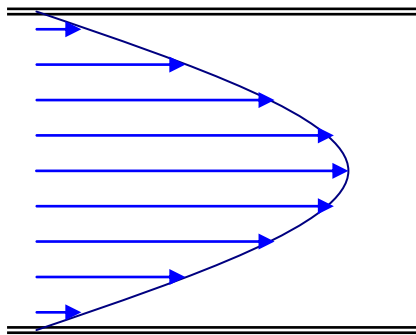
μ = Viscosidad del fluido, lb_m/ft.sec

Número de Reynolds

Número bajo de Reynolds

Un número de Reynold's, menor de 2000, para un flujo en particular en un ducto, indica que el flujo en el ducto es laminar. El flujo laminar es una condición de líquidos con bajas tasas de flujo en el cual el fluido en el centro del tubo se mueve mas rápido que el líquido que fluye en las cercanías de las paredes de la tubería.

Figura 4. Perfil de velocidad en flujo



Número grande de Reynolds

Un número grande de Reynold's Representa un rango de volumen de flujo en flujo turbulento. En éste caso, un número alto de Reynold's puede ser desde 4000 hasta millones. Se define el flujo turbulento como el flujo que ocurre cuando las partículas del fluido fluyen en una dirección al azar y hacia adelante a la misma velocidad.

Esto significa que la fricción de la pared del ducto no afecta ninguna parte del fluido más que cualquier otra parte cuando existen baches en el ducto con características de flujo diferentes. Cuando el fluido es gas este siempre opera con un volumen de flujo que resulte en un número alto de Reynold's.

Zona crítica

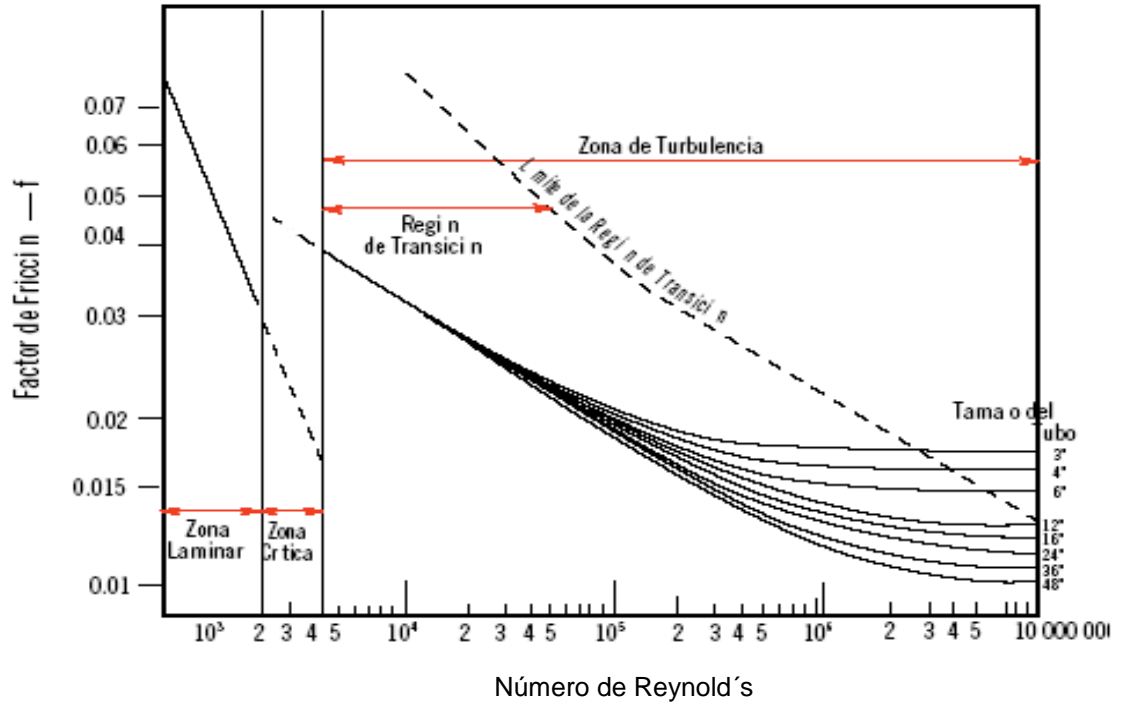
Entre éstos dos tipos de flujo, claramente definidos, (laminar y turbulento), desde 2000<NR>4000, es una zona crítica. La zona crítica es donde el flujo fluctúa y se alterna entre las condiciones laminares y turbulentas. Por lo tanto, la zona crítica es inestable. *Se debe evitar operar en la zona crítica a toda costa.* La inestabilidad del flujo hace que las presiones de los ductos fluctúen y ocurran las descargas de energía. Si el flujo es inestable por un determinado tiempo la bomba se podría dañar.

Región de transición para una zona turbulenta

Existe también una región de transición. En ésta región, el flujo es aún turbulento, pero la turbulencia no se ha desarrollado completamente. Hacia la derecha de la región de transición, el flujo está completamente turbulento y no se obtiene una reducción mayor del factor de fricción al aumentar el volumen de flujo.

Para visualizar la afectación del factor de fricción de acuerdo al Número de Reynolds observemos el diagrama de Moody, el cual es uno de los métodos gráficos de uso universal para determinar el factor de fricción de acuerdo al Número de Reynolds, con una serie de curvas paramétricas relacionadas con la rugosidad relativa (D/e), como se muestra en el diagrama siguiente.

Figura 5. Diagrama de MOODY



Fuente: Gas Pipeline Hidraulics – E. ShashiMenon – Taylor & Francis Group

El factor de fricción para tasas de flujo laminar es mucho mayor que en tasas de flujo en áreas de flujo turbulento, es por esto que para flujo laminar, mucha mas energía es requerida para mover una cantidad equivalente de líquido.

Ecuacion general de flujo

En el cálculo de tubería de acero existen muchas ecuaciones, pero todas caen dentro de la relación general que toma una forma específica dependiendo de la forma como se exprese en factor de fricción

$$Q = 1.6156 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{G T_f L f} \right]^{0.5}$$

Donde:

- Q = Rata de flujo en SCFH a T_b y P_b
- T_b = Temperatura base °R
- P_b = Presión base PSIA
- P_1 = Presión en el punto inicial PSIA
- P_2 = Presión en el punto 2 PSIA
- T_f = Temperatura de flujo promedio °R
- G = Gravedad específica del gas
- L = Longitud de la tubería, millas
- f = Factor de fricción.

Los sistemas de transporte de Gas operan a alta presión y alto volumen de flujo, dos tipos de régimen de flujo se presentan:

- **Flujo parcialmente turbulento**
- **Flujo Total turbulento**

Regimen de Flujo Parcialmente Turbulento

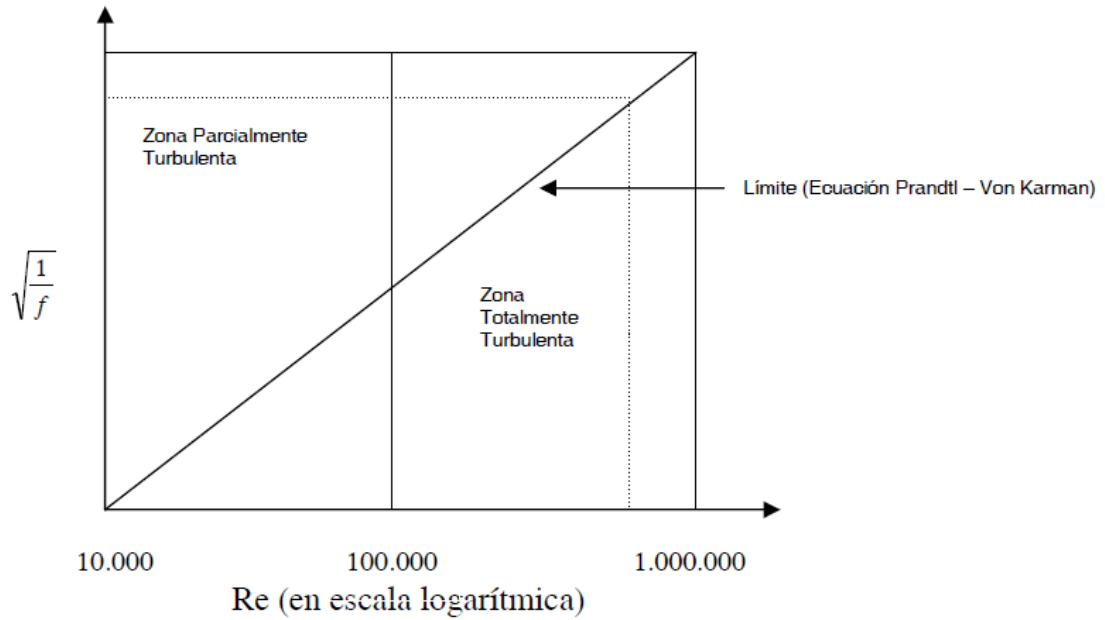
El flujo parcialmente turbulento se define por la ecuación de Prandtl – Von Karman:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log_{10} \frac{Re}{\sqrt{\frac{1}{f}}} - 0.6$$

- Donde: f = Factor de fricción. Adimensional
- Re = Número de Reynolds, adimensional

La anterior expresión se ve expresada en la siguiente grafica:

Figura 6. Grafica del régimen de Flujo



Regimen de Flujo Totalmente Turbulento

El factor de transmisión para el flujo totalmente turbulento es sistemas de transporte de Gas esta dado por la ecuación de Nikuradse

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log_{10} \left[3.7 \frac{D}{K_e} \right]$$

Donde:

$\sqrt{\frac{1}{f}}$ = Factor de transmisión

D = Diámetro interno, pulgadas

K_e = Rugosidad efectiva, pulgadas

K_e/D = ϵ Rugosidad Relativa, adimensional

En donde la rugosidad efectiva K_e esta comprendida de la sumatoria de la Rugosidad de la superficie (K_s) + Rugosidad interfacial (K_i) + Rugosidad debido a doblamiento, soldaduras, adecuaciones etc... (K_d)

A continuación se presenta el resumen de las ecuaciones que tienen aplicabilidad para los calculos hidráulicos de acuerdo al régimen de flujo y condiciones especiales determinadas de acuerdo a la experiencia de su aplicabilidad:

Ecuaciones para flujo Parcialmente Turbulento:

Ecuacion de Aga

La ecuación de flujo AGA, frecuentemente se denomina como “Exxon Pipeline equation”, después de las recomendaciones que hiciera esta empresa en el año 1967. Probablemente lo más importante de la ecuación AGA, es la inclusión del factor de transmisión, relacionado con el factor de Fanning y depende de la rugosidad relativa que muestra mayores valores de fricción que los predichos por la ley de tubos rugosos o tubos lisos.

Para flujo parcialmente turbulento (bajas ratas de flujo), el factor de fricción es un múltiplo del de la ley de tubo liso. La constante de proporcionalidad es una función del factor arrastre, D_f , y refleja las perdidas en accesorios, codos, soldaduras, perfil el terreno del sistema de tuberías. Este factor varía típicamente entre 92% y 98% dependiendo del número y grado de los elementos que inducen arrastre o resistencia al flujo.

La expresión del factor de fricción para flujo parcialmente turbulento es una expresión implícita que cuando se sustituye en la ecuación general se obtiene la siguiente ecuación para flujo parcialmente turbulento:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4D_f \log_{10}(\text{Re}/(1.4126\sqrt{1/f}))$$

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} * 4D_f \log_{10} \frac{\text{Re}}{1.4126\sqrt{1/f}} D^{2.5}$$

Ecuacion de Panhandle A

Esta ecuación se desarrollo a partir de datos operativos de la compañía “Texas Panhandle gas pipeline” de Chicago, en donde el gasoducto se opero a presiones hasta de 900 psia y a condiciones de régimen parcialmenteturbulento, adicional a lo anterior Panhandle considero el factor como una función únicamente del número de Reynolds siendo una aproximación razonable a ley del tubo liso de Prandtl – Von Karman

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 6.9 * Nre^{0.07305}$$

Desarrollando la expresión del numero de Reynolds y con base en la relación entre la tasa de flujo a condiciones reales y estándar

$$Q_b = 2.450 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{T_f LZ_{avg}} \right)^{0.539} \left(\frac{D^{2.618}}{G^{0.461}} \right)$$

Presión: psia
 Diámetro: pulgadas
 Diferencial de presión: pulgadas de agua
 Flujo, Q_b : MPC/hr

Temperatura: °R
 Longitud de la tubería: pies

Ecuaciones para flujo Totalmente Turbulento

Ecuacion de Weymouth

Para eliminar el proceso iterativo en la solución de la ecuación fundamental para el flujo de gas a través de una tubería, Weymouth propuso que el factor de fricción fuera solo función del diámetro de la tubería.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 11.19D^{1/6}$$

El valor es por lo tanto constante para un diámetro dado sin importar la rata de flujo. Obviamente es una indicación de flujo totalmente turbulento. En este caso, asume una rugosidad efectiva de 1000 μ pulg., para una tubería de 36". En este sentido esta ecuación se considera razonable para diseñar bajo estas condiciones. Sin embargo, si se usara para tubería de 30", produciría un sobre-diseño del 10%, mientras que para diámetros más pequeños la ecuación no tiene consistencia y por lo tanto no se recomienda

$$Q_b = 1.3124 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{16/3}}{GT_f L} \right)^{0.500}$$

Presión: psia
Diámetro: pulgadas
Diferencial de presión: pulgadas de agua
Flujo, Q_b : MPC/hr

Temperatura: °R
Longitud de la tubería: pies

Panhandle B

También se denomina Panhandle modificada, se desarrolló de la base de datos de gasoductos operando a altas ratas de flujo, esto es a régimen de flujo totalmente turbulento

L.E Hanna y J.F Schomaker en su estudio sobre revisión de la ecuación de Panhandle supusieron un valor de viscosidad igual a 7.4×10^{-6} lb/pie-s (Para gases Naturales) que reemplazado en la función de Reynolds permite deducir la ecuación de flujo

Es menos dependiente de Re que la anterior e incluye un valor implícito de la rugosidad para cada diámetro al cual se aplica.

$$Q_b = 2.431 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.961} L T_f Z_{avg}} \right)^{0.510} \cdot D^{2.53}$$

Ecuacion de Aga “Flujo totalmente turbulento”

Para la ecuación de AGA en flujo turbulento la rugosidad se define como efectiva o de operación (k_e), a diferencia de la ley del tubo rugoso que usa la rugosidad absoluta. Entonces el factor de fricción se expresa como:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log_{10}(3.7D/k_e)$$

$$Q_b = 0.4696 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G T_f Z_{avg}} \right)^{0.500} \cdot \log \left(3.7 \frac{D}{K_e} \right) \cdot D^{2.5}$$

Presión: psia
 Diámetro: pulgadas
 Diferencial de presión: pulgadas de agua
 Flujo, Q_b : MPC/hr

Temperatura: °R
 Longitud de la tubería: pies

Ecuacion de Colebrook-White

Esta ecuación combina las leyes de tubo liso y tubo rugoso, y es el primer intento exitoso por definir el factor de fricción en todo el rango de régimen turbulento con una sola ecuación. Se basa en el análisis de datos de tubería de agua de pequeño diámetro con superficies rugosas artificial. Colebrook también usó datos extrapolados en el régimen turbulento

Esta ecuación se caracteriza por la transición suave y amplia entre los regímenes turbulento y parcialmente turbulento, y da valores conservativos de la caída de presión. Muestra menores factores de transmisión que la AGA y consecuentemente predice mayores caídas de presión.

Esta es la ecuación estándar recomendada para análisis hidráulicos, puesto que ha sido probado que concuerda con los datos operativos mejor que cualquiera de las otras ecuaciones de flujo

$$Q_b = 0.4696 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f \cdot Z_{avg} L} \right)^{0.50} \cdot \log \left(\frac{K_e}{3.7D} - \frac{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}}{R_e} \right) \cdot D^{2.5}$$

Presión: psia
Diámetro: pulgadas
Diferencial de presión: pulgadas de agua
Flujo, Q_b : MPC/hr

Temperatura: °R
Longitud de la tubería: pies

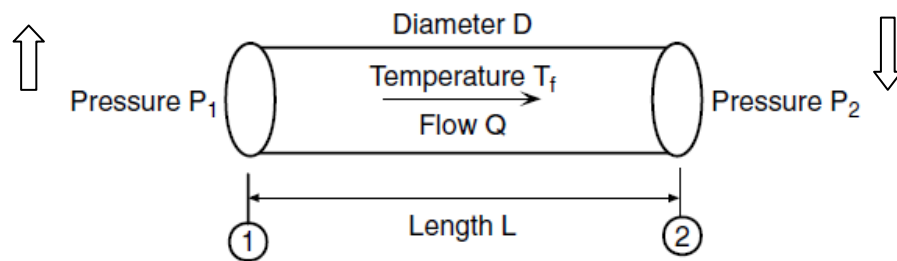
En conclusión la Ecuacion seleccionada debe permitir determinar de manera relativamente fácil cualquiera de las tres variables principales de diseño, a saber:

Caudal, diámetro o caída de presión, en función de las otras variables que intervienen en la ecuación, incluyendo las propiedades conocidas del gas y de la tubería; por último debe expresarse en terminología práctica de la industrias

4.2 VELOCIDAD DEL GAS EN GASODUCTOS

La velocidad de flujo de gas en una tubería, representa la velocidad a la que las moléculas de gas se mueven desde un punto a otro. A diferencia de una tubería de líquido, debido a la compresibilidad, la velocidad del gas depende de la presión y, por tanto, pueden variar a lo largo de la tubería, incluso si el diámetro del tubo es constante. La velocidad más alta estará en el extremo de aguas abajo, donde la presión es menor. Correspondientemente, la velocidad mayor será en el extremo de aguas arriba, donde la presión es mayor.

Figura 7: Esquema de tubería para análisis de velocidad



Fuente: Gas Pipeline Hydraulics – E. Shashi Menon – Taylor & Francis Group

Teniendo en cuenta que el flujo de gas en una tubería puede resultar en variaciones de temperatura desde un punto al otro, la densidad del gas varía también con la temperatura y presión, sumado a esto las condiciones

condiciones estándar de 60°F y 14,7 psi son conocidos, se presenta la fórmula de velocidad con la corrección por el factor de compresibilidad a condiciones de flujo

$$u_s = 0.05093 * \frac{Q_b}{D^2} * \frac{P_b * T_s * Z}{T_b * P_s}$$

4.3 VELOCIDAD EROSIONAL

La velocidad del gas está directamente relacionada con el caudal o tasa de flujo. A medida que aumenta la velocidad de flujo, también lo hace la velocidad del gas, sin embargo existe una limitante para saber ¿Qué tan alta puede ser la velocidad del gas en una tubería?, ya que a medida que aumenta la velocidad, la vibración y el ruido son evidentes. Además, con velocidades altas se provocará la erosión de la tubería interior durante un largo período de tiempo. Por lo anterior el límite superior de la velocidad del gas se calcula generalmente aproximadamente de las siguientes ecuaciones:

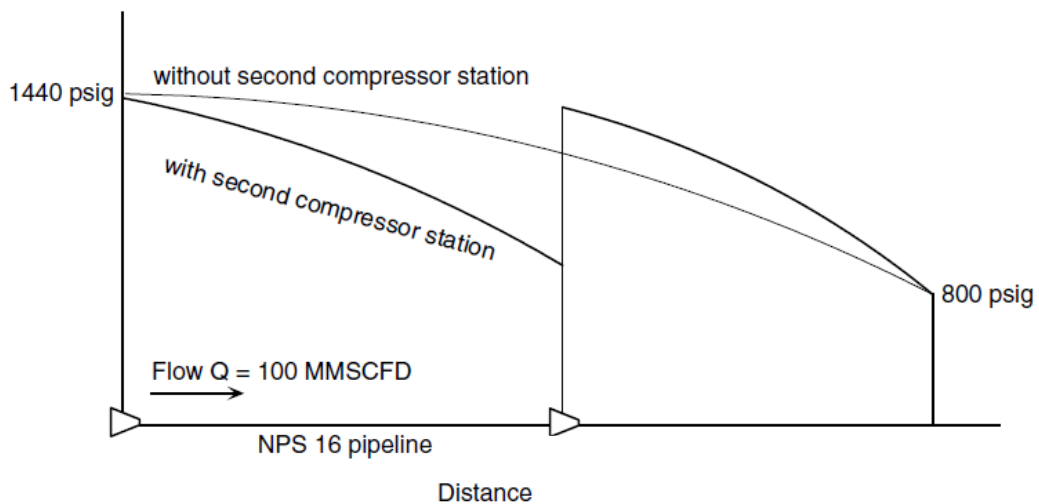
Esquema abreviado utilizando un constante de 100 recomendada para Gasoductos	Dado que la densidad del gas puede ser expresada en términos de presión y temperatura, utilizando la ley de los gases
$u_e = \frac{C}{\rho^{0.5}}$	$u_e = \frac{100}{\sqrt{\frac{29 * G * P}{Z * R * T}}} \quad G = M/29$

4.4 ESTACIONES COMPRESORAS

4.4.1 Proposito de la Compresion

La razón principal de la instalación de una estación compresora es el de permitir el aumento de flujo solucionando la caída de presión del sistema por dicho aumento, es decir manteniendo la presión de operación del sistema cumpliendo con las presiones de entregas a los usuarios finales y en las capacidades esperadas por el transportador tal como se muestra en el siguiente esquema:

Figura 8: Esquema del propósito de Compresion



Fuente: Gas Pipeline Hidraulics – E. ShashiMenon – Taylor & Francis Group

Sin embargo la instalación de una estación compresora no solo trae ventajas si no que también trae operaciones y mantenimiento adicional comprado con los Loop (tuberías también utilizadas para permitir el aumento de flujo sin que se presente una caída de presión que afecte el sistema). Hoy en día las estaciones compresoras tienen preferencia ante soluciones de este tipo para incrementar el

flujo compradas con los Loopsya que para la construccion de estos últimos se requieres permisos de predios, ambientales, gestión con comunidades, problemas geotecnicos que llevan a un mayor costo como tambien un mayor tiempo de recupoeracion de la Inversion, lo que hace que los LOOPS sean menos atractivos que las Estaciones compresoras como soluciones de ingenieria.

Relacion de Compresion

La relación de compresiones simplemente la relación de la presión de descarga del compresora su presión de succion, ambas presiones que se expresa en unidades absolutas.

$$\text{Compression ratio } r = \frac{P_d}{P_s}$$

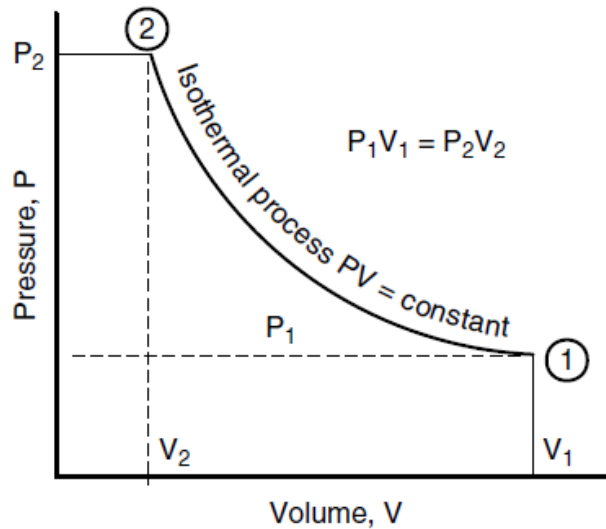
Una relación de compresión aceptable para compresores centrífugos es aproximadamente 1,5. Un número más grande requiere más potencia del compresor, mientras que una relación de compresión más pequeño significa menos potencia requerida. En las tuberías de gas, es deseable mantener la presión de la tubería media tan alta como sea posible para reducir la potencia de compresión

Compresion Isotermica

El proceso de compresión isotérmica consiste en que la que la presión del gas comprimido y el volumen varíade una manera que la temperatura permanece constante. La compresión isotérmica requiere la menor cantidad de trabajo en comparación con otras formas de compresión. Este proceso es de interés teórico, ya que, en realidad, se mantiene la temperatura constante en un compresor de gases prácticamente imposible.

La figura 9 muestra el diagrama de presión-volumen para la compresión isotérmica. El punto 1 representa las condiciones de entrada de presión (P_1), volumen (V_1), y en la temperatura (T_1). El punto 2 representa las condiciones finales comprimidas de presión (P_2), volumen (V_2), y a temperatura constante (T_1).

Figura 9: Diagrama Presión Volumen “Compresión Isotérmica”



Fuente: Gas Pipeline Hidráulica – E. Shashi Menon – Taylor & Francis Group

La relación entre la presión, P y volumen, V , en un proceso isotérmico es como sigue:

$$W_i = \frac{53.28}{G} T_1 \text{Log}_e \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad (\text{USCS units})$$

where

W_i = isothermal work done, ft-lb/lb of gas

G = gas gravity, dimensionless

T_1 = suction temperature of gas, °R

P_1 = suction pressure of gas, psia

P_2 = discharge pressure of gas, psia

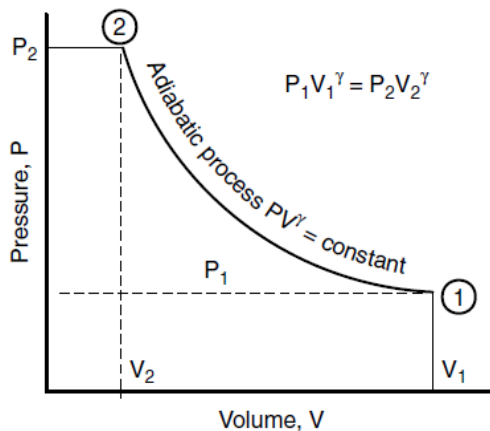
Log_e = natural logarithm to base e ($e = 2.718$)

The ratio $\left(\frac{P_2}{P_1} \right)$ is also called the compression ratio.

Compresión Adiabática

El proceso de compresión adiabática se caracteriza por la transferencia de calor entre el gas y los alrededores. Las condiciones adiabáticas e isentrópicas se utilizan sinónimo por unanimidad, a pesar de que isentrópico en realidad significa "entropía constante." Un proceso adiabático que también tiene rozamiento y se denomina isentrópico. En un proceso de compresión adiabática, la relación entre la presión y el volumen es como muestra a continuación en donde la compresión adiabática es similar al diagrama P-V de compresión isotérmica.

Figura 10: Diagrama Presión Volumen "Compresión Adiabática"



Fuente: Gas Pipeline Hydraulics – E. Shashi Menon – Taylor & Francis Group

Teniendo en cuenta una libra de gas natural comprimido adiabáticamente, el trabajo realizado se calcula como sigue:

Temperatura de Descarga del Gas Comprimido

En la compresión adiabática politrópica del gas natural, se puede determinar la temperatura final del gas conociendo la temperatura inicial, las presiones iniciales y finales tal como se muestra a continuación:

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right) \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

where

T_1 = suction temperature of gas, °R

T_2 = discharge temperature of gas, °R

Z_1 = gas compressibility factor at suction, dimensionless

Z_2 = gas compressibility factor at discharge, dimensionless

Potencia Requerida

La cantidad de absorción de energía en el gas por los compresores depende de la presión del gas y del caudal. La potencia (HP), que representa la energía por unidad de tiempo, también depende de la presión del gas y la velocidad de flujo. Medida que aumenta la tasa de flujo, la presión también aumenta y, por lo tanto, la potencia necesaria aumentará también. Puesto que la energía se define como el trabajo realizado por una fuerza, podemos afirmar la potencia requerida en términos de la tasa de flujo de gas y la presión de descarga de la estación de compresión.

La ecuación para la potencia se puede expresar como se muestra a continuación:

$$HP = 0.0857 \left(\frac{\gamma}{\gamma - 1} \right) Q T_1 \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{1}{\eta_a} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} - 1 \right]$$

where

HP = compressor horsepower

γ = ratio of specific heats of gas, dimensionless

Q = gas flow rate, MMSCFD

T_1 = suction temperature of gas, °R

P_1 = suction pressure of gas, psia

P_2 = discharge pressure of gas, psia

Z_1 = compressibility of gas at suction conditions, dimensionless

Z_2 = compressibility of gas at discharge conditions, dimensionless

η_a = compressor adiabatic (isentropic) efficiency, decimal value

La eficiencia adiabática generalmente varía desde 0,75 hasta 0,85. Al considerar un rendimiento mecánico del impulsor del compresor, se puede calcular la potencia al freno (BHP) necesario para ejecutar el compresor de la siguiente manera:

$$\eta_a = \left(\frac{T_1}{T_2 - T_1} \right) \left[\left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} - 1 \right]$$

4.4.2 Factores que afectan la selección de compresores

Muchos factores se deben considerar en la ingeniería y selección de las unidades compresoras tales como:

- Presion de Succion (Obtenida en el sistema después de realizar los calculos hidráulicos de presiones de acuerdo al aumento de flujo)
- Presion de descarga (Necesidad)
- Volumen o capacidad
- Temperatura de succion
- Analisiscromatografico del Gas
- Gravedad especifica
- Moto a Gas o Motor Electrico
- Elevancio sobre el nivel del Mar
- Temperatura deseada en el Inter cambiador de Calor

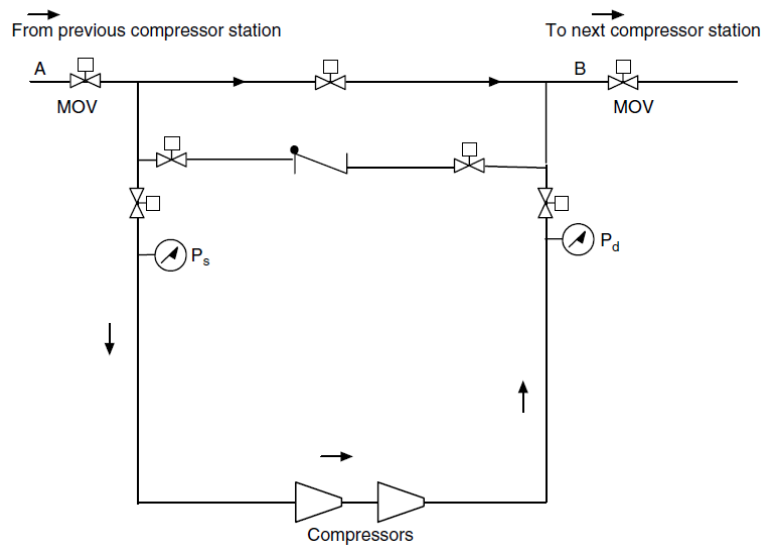
Adicional a lo anterior existen una serie de consideraciones especiales las cuales se deben tener en cuenta para la integridad mecánica del equipo como:

- Gas es Acido
- gas es Humedo
- Limitaciones de velocidad
- Variaciones de presión o Volumen
- Condiciones Atmosfericas Inusuales

4.4.3 Esquema típico de estaciones compresoras

Un esquema de una estación de compresión típica muestra la disposición de las válvulas, tuberías, y el propio compresor se muestra a continuación:

Figura 11: Esquema típico de Estaciones Compresoras



Fuente: Gas Pipeline Hidraulics – E. ShashiMenon – Taylor & Francis Group

5. CARACTERÍSTICAS DE LA RED

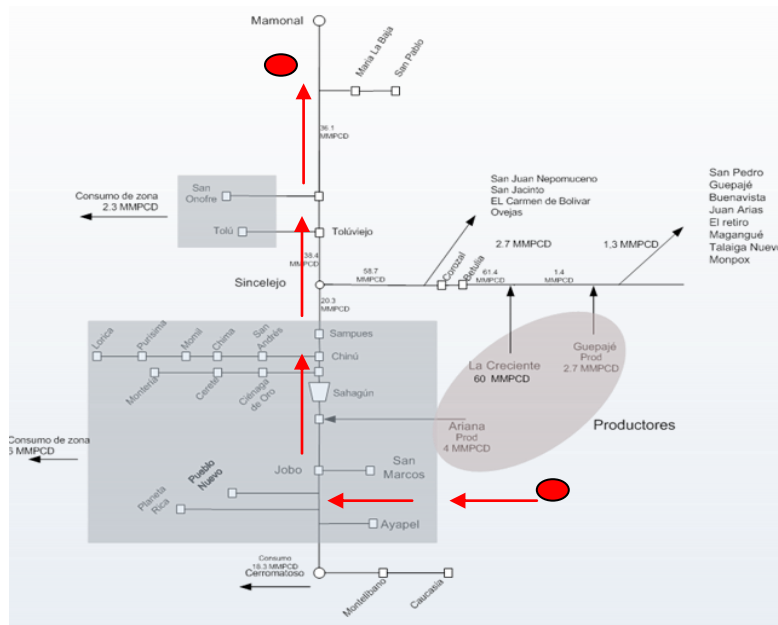
5.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA TUBERÍA

El sistema para el transporte de gas desde el Campo la Creciente hasta Cartagena se encuentra detallada en los planos levantados y entregados por Promigas como propósito de este proyecto.

Los diagramas esquemáticos de tubería para mejor entendimiento del proyecto se dividiran en 2. En primera instancia detallando la conexión desde la Creciente – Hasta Mamonal “Estacion de medición ubicada en Cartagena” y en segunda instancia la Red a Abastecer en Cartagena

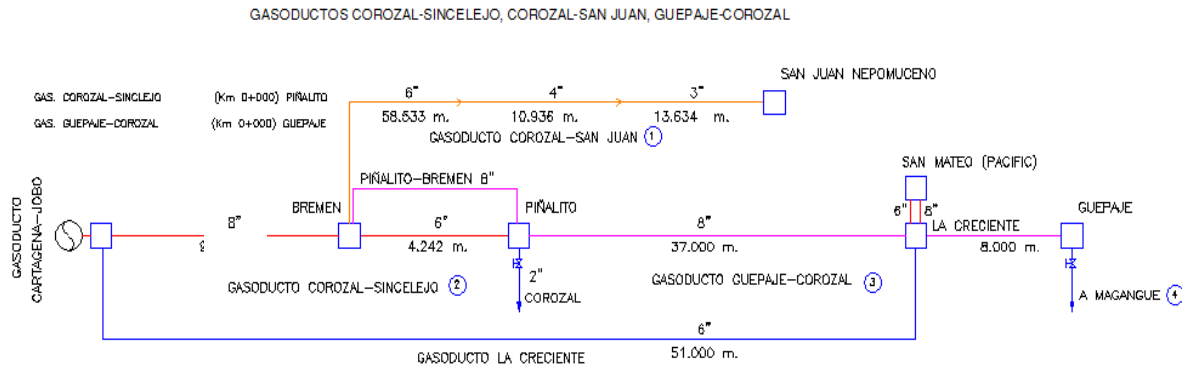
5.1.1 Conexión La Creciente – Mamonal

Figura 12: Esquema General Gasoducto La Creciente - Mamonal



Fuente: Pacific Rubiales

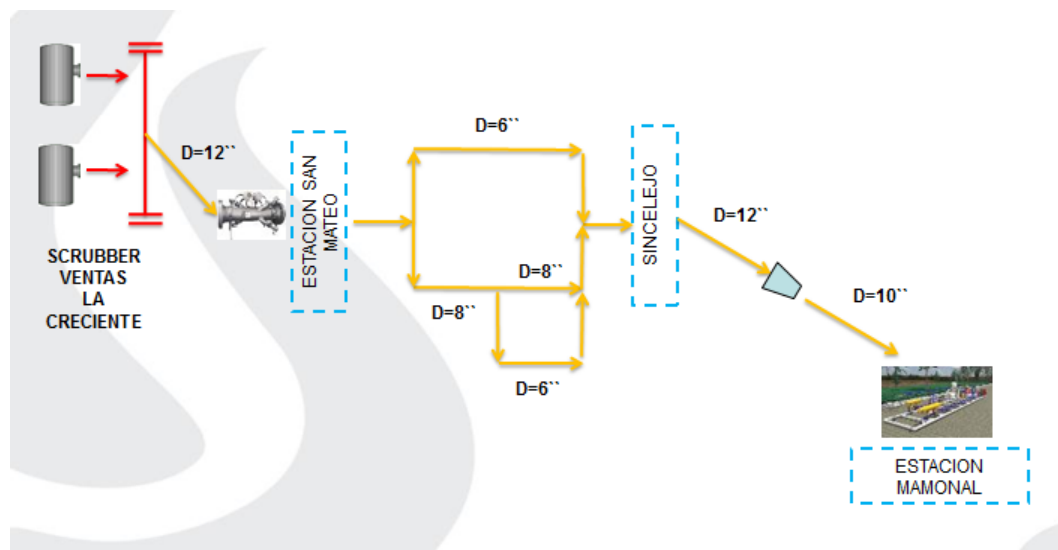
Figura 13: Diagrama Gasoducto La Creciente – Conexión troncal Mamonal – Jobo y acometidas con longitudes de tuberías



Fuente: Promigas

Como resumen a lo anterior a continuación se genera un esquema con los puntos o estaciones de Interés para realizar los calculos hidráulicos

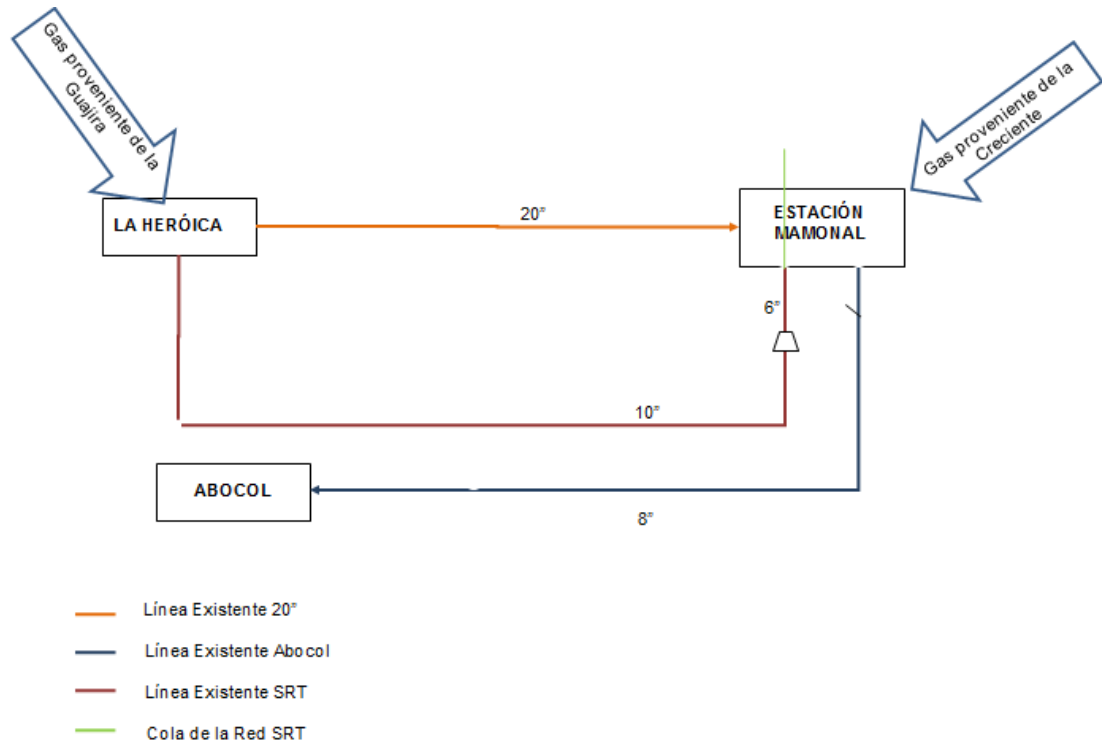
Figura 14: Esquema Resumen con selección de los puntos de referencia para calculoshidraulicos



Fuente: Autor

5.1.2 Red del Sistema Regional de Transporte en Cartagena

Figura 15: Esquema de Flujo Actual en el Sistema Regional de Transporte



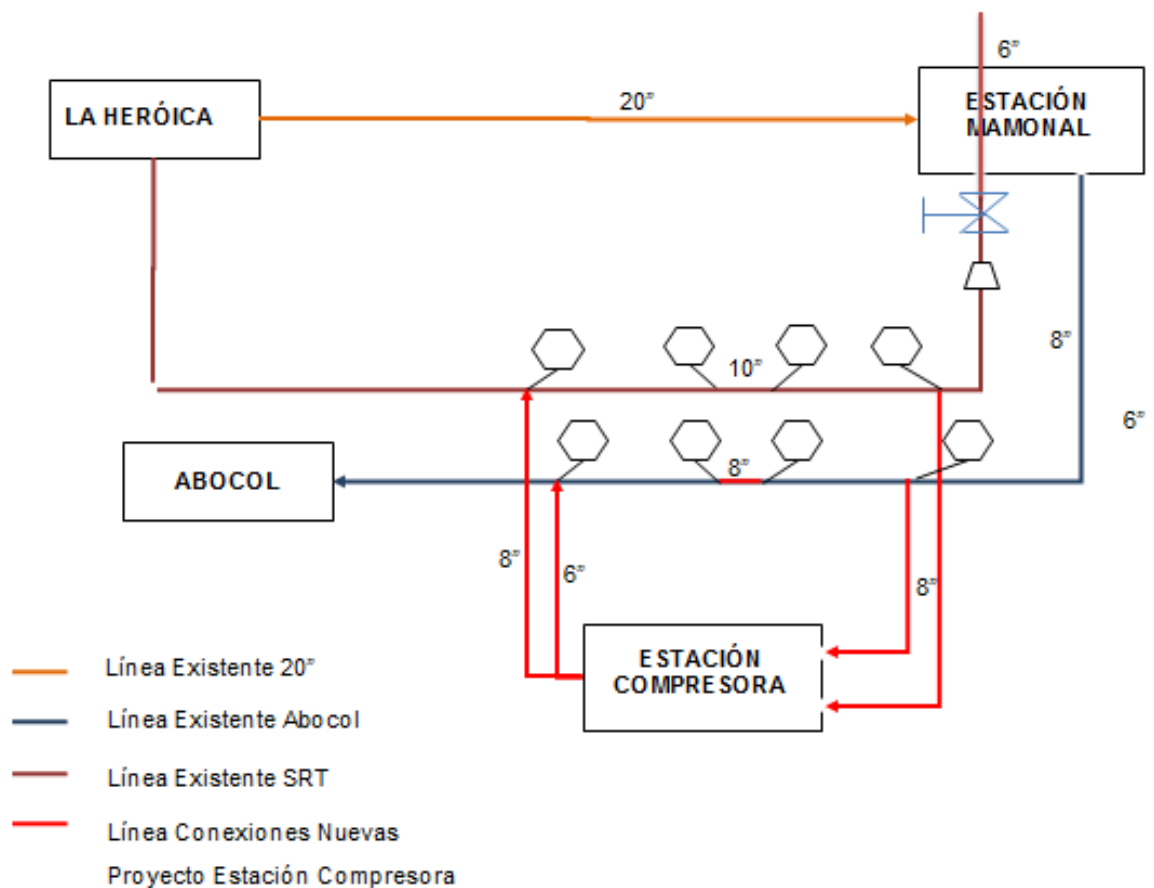
Fuente: Autor

Observaciones y compromisos Actuales:

- SRT (Sistema Regional de Transporte): Compromiso Mínimo de presión 220 Psig - 285Psig
- Flujo actual Proveniente del campo La Creciente 42MMSCFD
- Presion en Mamonal 300 psig
- Presion Requerida por la PretoquimicaAbocol300 psig
- Presion de Alimentacion desde la Estacion la Heorica 400 psig – 700 psig

A continuación se presenta el esquema de flujo con la propuesta en el Montaje de la estación compresora lo mas cercana al punto Critico de Entrega que sera la Empresa Petroquimica Abocol (Abonos Colombianos de Colombia), ubicación mas viable por la relación comercial existente entre Pacific y Abocol, evitar la negociación de tierras y la agilidad en la construcción por la existencia de permisos Ambientales

Figura 16: Esquema de Flujo propuesto con la Estacion Compresora



Fuente: Autor

5.2 RESUMEN DATOS DE ENTRADA (LONGITUDES DE TUBERIA, TEMPERATURA)

Las longitudes de tubería entre tramos, diámetros de tuberías existentes, temperatura del fluido, presiones de entrada y elevaciones proporciona unos adecuados datos de entrada con el fin de obtener resultados de los cálculos hidráulicos muy cercanos a la realidad.

Tabla 1: Datos de entrada para la realización de cálculos hidráulicos

DATOS DE ENTRADA PARA LA REALIZACION DE CALCULOS HIDRAULICOS						
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJO	
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL	
Flujo de Diseño	MMSCFD	65,00	65,00	65,00	50,00	
	lb/h	7135	7135	7135	5488	
Presión de entrada	(psig)		1215			
Diámetro Nominal de la línea		(in)	12"	6"	8"/10"	10"/12"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000	
	(ft)	30512	157480	157480	406824	
Elevación	(m)	200	100	100	0	
	(ft)	656	328	328	0	

Fuente: Autor

5.3 PROPIEDAD DEL FLUIDO

Para obtener resultados exitosos, es fundamental tener muy en cuenta la calidad del gas que se va a transportar por el gasoducto o sistema de transporte para

prever todas las medidas y accesorios que permitan controlar o minimizar los efectos adversos de algunos compuestos que componen el gas.

El desconocimiento de la composición del gas, de su comportamiento de flujo y las implicaciones prácticas y reales de su proceso de transporte puede ocasionar que los diseños sean extremada e injustísimamente costosos o que no cumplan con su objetivo fundamental de transporte seguro, eficiente y confiable.

Tabla 2: Caracterización del Gas

COMPONENTES		% MOLAR
CO ₂	Dióxido de Carbono	0.0600
N ₂	Nitrógeno	1.9509
C ₁	Metano	96.9967
C ₂	Etano	0.7893
C ₃	Propano	0.0892
iC ₄	i-Butano	0.0384
nC ₄	n-Butano	0.0124
iC ₅	i-Pentano	0.0259
nC ₅	n-Pentano	0.0100
C ₆	n-Hexano	0.0272

Fuente: Autor

6. DESARROLLO DE LOS CALCULOS HIDRAULICOS

6.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta los resultados de los calculos hidráulicos realizados con las diferentes ecuaciones de flujo dependiente del régimen de flujo que nos encontremos. A continuación se presenta los resultados respectivos de presiones con el objetivo de aumentar la capacidad de flujo desde el Campo La Creciente a 50 MMSCFD

6.2 CALCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA

Tabla 3: Calculo gravedad específica

<i>DATOS DE ENTRADA CROMATOGRAFIA</i>	
PROCEDENCIA DEL GAS	<i>GAS LA CRECIENTE</i>

Componente	Yi	Mi	Yi*Mi	Valor calorifico Neto Btu/scf Lcj	Yj*Lcj
CO2	0,06000	44,01	2,641	0	0
N2	0,01951	28,0134	0,547	0	0
C1	0,96000	16,043	15,401	909,4	873,024
C2	0,0079	30,07	0,237	1618	12,770874
C3	0,0009	44,097	0,039	2314,9	2,0648908
ic4	0,0004	58,123	0,022	3000,4	1,1521536
nc4	0,00012	58,123	0,007	3010,8	0,3733392
ic5	2,6E-04	72,15	0,019	3699	0,958041
nc5	0,0001	72,15	0,007	3706,9	0,37069
nC6	0,0003	86,177	0,022	4403,8	1,144988
TOTAL	1,00		18,943		891,86

CALCULOS / DATOS DE ENTRADA

GRAVEDAD ESPECIFICA Yg	0,653	
Z	0,982	
Lc Real	908	(BTU/SCF)
Air Density	0,075	(Lb/Ft3)
Gas Density	0,0489	(Lb/Ft3)
Viscosity	0,010	cP
Temperature°F	90,0	°F
Temperature°C	32,2	°C

6.3 CONSIDERACIONES PARA EL CHEQUEO HIDRAULICO

- El material de las tuberías utilizado en la revisión hidráulica fue acero al carbón, Schedule 40.
- En tuberías para transporte de gas la velocidad mínima recomendada está entre 10 – 15 ft/s (evita la precipitación de líquido en los puntos bajos) y la velocidad máxima estará limitada por el nivel de ruido en las tuberías.
- La longitud equivalente de la tuberías se estimó con base en el perfil topográfico, de acuerdo con el trazado previsto para la línea
- El nivel de ruido en la tubería no debe superar los 85 dbA, de acuerdo con la Resolución Colombiana 1792 de 1990. El nivel de ruido se estimará con la siguiente correlación, ver documento de referencia [6]

$$PWL = -5 + 6 * \text{Log} \left(\frac{V_f}{V_0} \right) + 10 * \text{Log} \left(\frac{S}{S_0} \right) - 25 * \text{Log} \left(\frac{T_f}{T_0} \right) + 8.6 * \text{Log} \left(\frac{\rho_f}{\rho_0} \right)$$

Dónde:

- PWL = Nivel de potencia sonora (dba)
- V_f = Velocidad del fluido (m/s) [V_0 = 1 m/s]

- S = Área de la sección transversal (m^2) [$S_0 = 1 m^2$]
- T_f = Temperatura ($^{\circ}K$) [$T_0 = 273 ^{\circ}K$]
- P_f = Densidad (kg/m^3) [$P_0 = 1 kg/m^3$]

6.4 RESULTADOS

6.4.1 Resultados Hidraulicos en Condiciones Actuales

Tabla 4: resumen datos aga

RESUMEN DE RESULTADOS"AGA"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCF D	60	19,59	40,41	42,00
	lb/h	6586	2150	4436	4610
Presión de entrada	(psia)	1235	1199	1199	706
Presión de salida	(psia)	1199	706	706	421
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12	6	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		36	493	493	285
Velocidad erosional (ft/s)		50	65,8	66	85
Velocidad (ft/s)		11	25	30	23
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido
PWL (dBA)		13,70	17,56	14,72	11,87
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple

Fuente: Autor

Tabla 5: Resumen de resultados Panhandle A

RESUMEN DE RESULTADOS "PANHANDLE A"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJ O	SINCELEJ O	MAMONA L
Flujo de Diseño	MMSCFD	60	16,52	43,48	42,00
	lb/h	6586	1813	4773	4610
Presión de entrada	(psia)	1230,7	1217	1217	756
Presión de salida	(psia)	1217	984	984	377
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12"	6"	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		14	232	232	379
Velocidad erosional (ft/s)		50	55,8	56	90
Velocidad (ft/s)		11	15	23	26
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido
PWL (dBA)		13,71	18,87	15,39	11,59
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple

Fuente: Autor

Tabla 6: Resumen datos Panhandle B

RESUMEN DE RESULTADOS "PANHANDLE B"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCF D	60	17,92	42,08	42,00
	lb/h	6586	1967	4619	4610
Presión de entrada	(psig)	1230	1217	1217	756
Presión de salida	(psig)	1217	1017	1017	429
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12"	6"	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		13	199	199	327
Velocidad erosional (ft/s)		50	54,8	55	84
Velocidad (ft/s)		11	16	21	23
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido
PWL (dBA)		13,71	18,74	15,56	11,92
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple

Fuente: Autor

Tabla 7: Resumen de resultados WEYMOUTH

RESUMEN DE RESULTADOS"WEYMOUTH"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCF D	60	17,40	42,60	42,00
	lb/h	6586	1910	4676	4610
Presión de entrada	(psig)	1241,7	1219	1219	756
Presión de salida	(psig)	1219	760	760	#¡NUM!
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12	6	8	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		23	459	459	#¡NUM!
Velocidad erosional (ft/s)		50	63,4	63	#¡NUM!
Velocidad (ft/s)		11	21	29	#¡NUM!
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	#¡NUM!
PWL (dBA)		13,71	18,06	14,77	#¡NUM!
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	#¡NUM!

Fuente: Autor

Resultados Consolidados

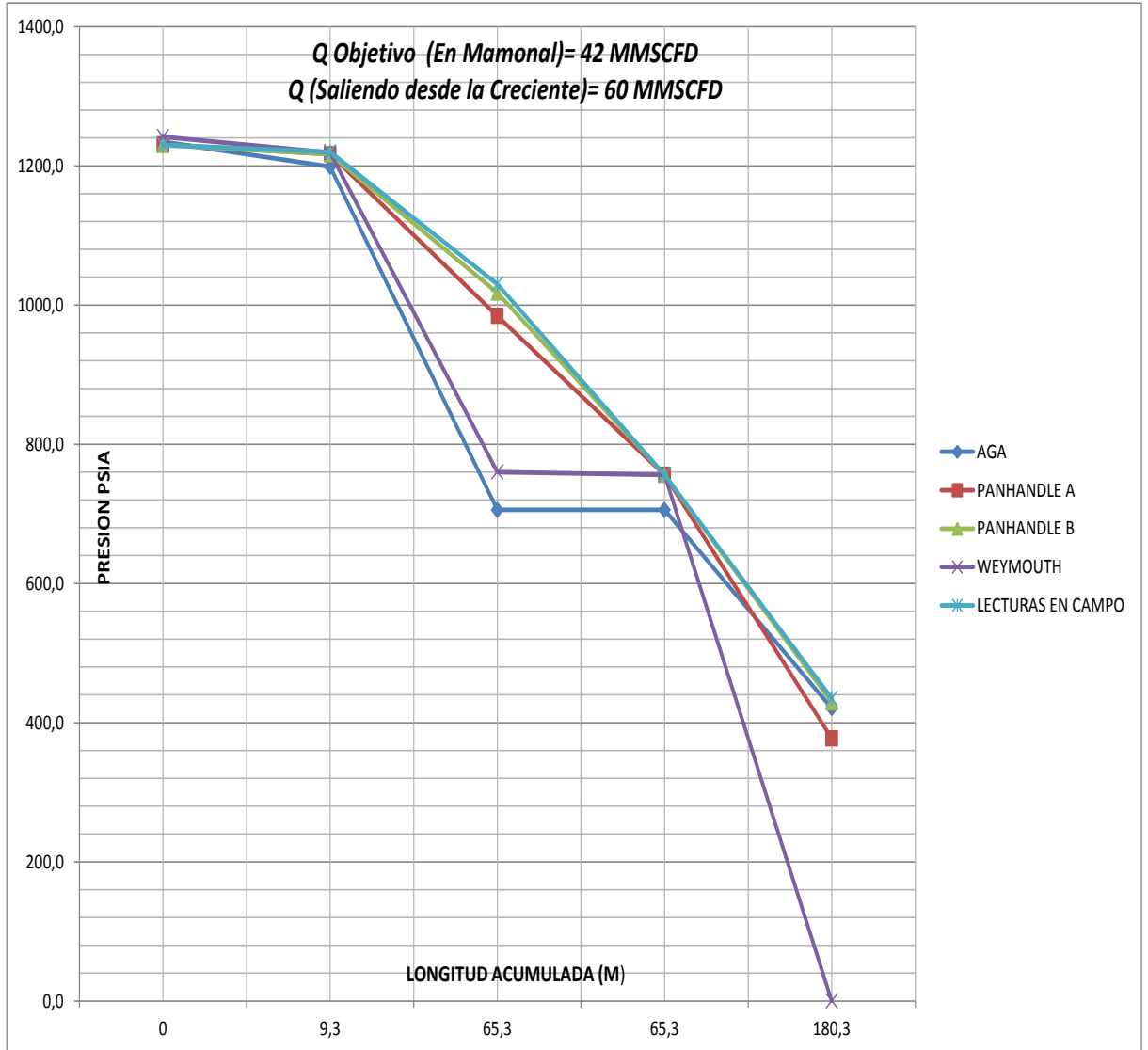
Tabla 8: Consolidado de Resultados Hidraulicos

CONSOLIDADO DE RESULTADOS HIDRAULICOS					
Q (Saliendo desde la Creciente)=	60.000.000	SCFD			
Q (En Mamonal)=	42000000	SCFD			
FORMULAS APLICADAS	Puntos de Refencia y Abscisa				
	LA CRECIENTE	SAN MATEO	SINCELE JO	SINCELE JO	MAMONAL
	0	9,3	65,3	65,3	180,3
	PRESION (Psia)				
AGA	1234,7	1199	706	706	421
PANHANDLE A	1230,7	1217	984	756	377,4
PANHANDLE B	1229,7	1217	1017	756	429
WEYMOUTH	1241,7	1219	760	756	0
LECTURAS EN CAMPO	1230,0	1220	1030	756	435

Fuente: Autor

Figura 17: Grafica de Presión vs. Longitud gasoducto

Graficas Presion Vs Longitud Gasoducto Q= 42MMSCFD



Fuente: Autor

Nota: La Grafica anterior muestra que la formula de "Panhandle B" es la mas cercana a las condiciones reales de operación según Lecturas de campo

De acuerdo a lo anterior y teniendo en cuenta la necesidad de incrementar el flujo desde la creciente se desarrollan los calculos hidráulicos con el Flujo Objetivo para tener el diagrama de Presiones a lo largo del trayecto del Gasoducto y su llegada a la EstacionMamonal sitio propuesto para el montaje de la Estacion Compresora

6.4.2 Resultados Hidraulicos a Condiciones Proyectadas

Tabla 9: Resumen de Resultados Aga

RESUMEN DE RESULTADOS"AGA"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJO
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCFD	65	21,23	43,78	50,00
	lb/h	7135	2330	4805	5488
Presión de entrada	(psia)	1235	1195	1195	565
Presión de salida	(psia)	1195	565	565	#¡NUM!
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12	6	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		40	630	630	#¡NUM!
Velocidad erosional (ft/s)		50	73,6	74	#¡NUM!
Velocidad (ft/s)		12	34	40	#¡NUM!
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	#¡NUM!
PWL (dBA)		13,48	16,77	13,93	#¡NUM!
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	#¡NUM!

Fuente: Autor

Tabla 10: Resumen de resultados Panhandle A

RESUMEN DE RESULTADOS "PANHANDLE A"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCF D	65	17,89	47,11	50,00
	lb/h	7135	1964	5171	5488
Presión de entrada	(psia)	1230,7	1214	1214	756
Presión de salida	(psia)	1214	939	939	#¡NUM!
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12"	6"	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		16	275	276	#¡NUM!
Velocidad erosional (ft/s)		50	57,1	57	#¡NUM!
Velocidad (ft/s)		12	17	26	#¡NUM!
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	#¡NUM!
PWL (dBA)		13,49	18,54	15,06	#¡NUM!
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	#¡NUM!

Fuente: Autor

Tabla 11: Resumen de resultados Panhandle B

RESUMEN DE RESULTADOS "PANHANDLE B"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJ O
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJ O	SINCELEJ O	MAMONA L
Flujo de Diseño	MMSCFD	65	19,39	45,61	50,00
	lb/h	7135	2128	5006	5488
Presión de entrada	(psig)	1230	1214	1214	756
Presión de salida	(psig)	1214	977	977	162
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12"	6"	8"/10"	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		15	237	238	594
Velocidad erosional (ft/s)		50	55,9	56	138
Velocidad (ft/s)		12	18	24	72
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido
PWL (dBA)		13,49	18,43	15,25	8,92
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple

Fuente: Autor

Tabla 12: Resumen de resultados Weymouth

RESUMEN DE RESULTADOS "WEYMOUTH"					
Desde		LA CRECIENTE	SAN MATEO	SAN MATEO	SINCELEJO
Hasta		SAN MATEO	SINCELEJO	SINCELEJO	MAMONAL
Flujo de Diseño	MMSCFD	65	18,85	46,15	50,00
	lb/h	7135	2069	5065	5488
Presión de entrada	(psig)	1241,7	1215	1215	640
Presión de salida	(psig)	1215	640	640	#¡NUM!
Diámetro Nominal de la línea	(in)	12	6	8	12"/10"
Longitud	(m)	9300	48000	48000	124000
	(ft)	30512	157480	157480	406824
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
□P (psi)		27	574	574	#¡NUM!
Velocidad erosional (ft/s)		50	69,1	69	#¡NUM!
Velocidad (ft/s)		12	26	37	#¡NUM!
Chequeo Velocidad		Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	Ok Velocidad, verificar Ruido	#¡NUM!
PWL (dBA)		13,49	17,40	14,12	#¡NUM!
Chequeo Nivel de Potencia Sonora		Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	Ok Ruido - Cumple	#¡NUM!

Fuente: Autor

Resultados Consolidados

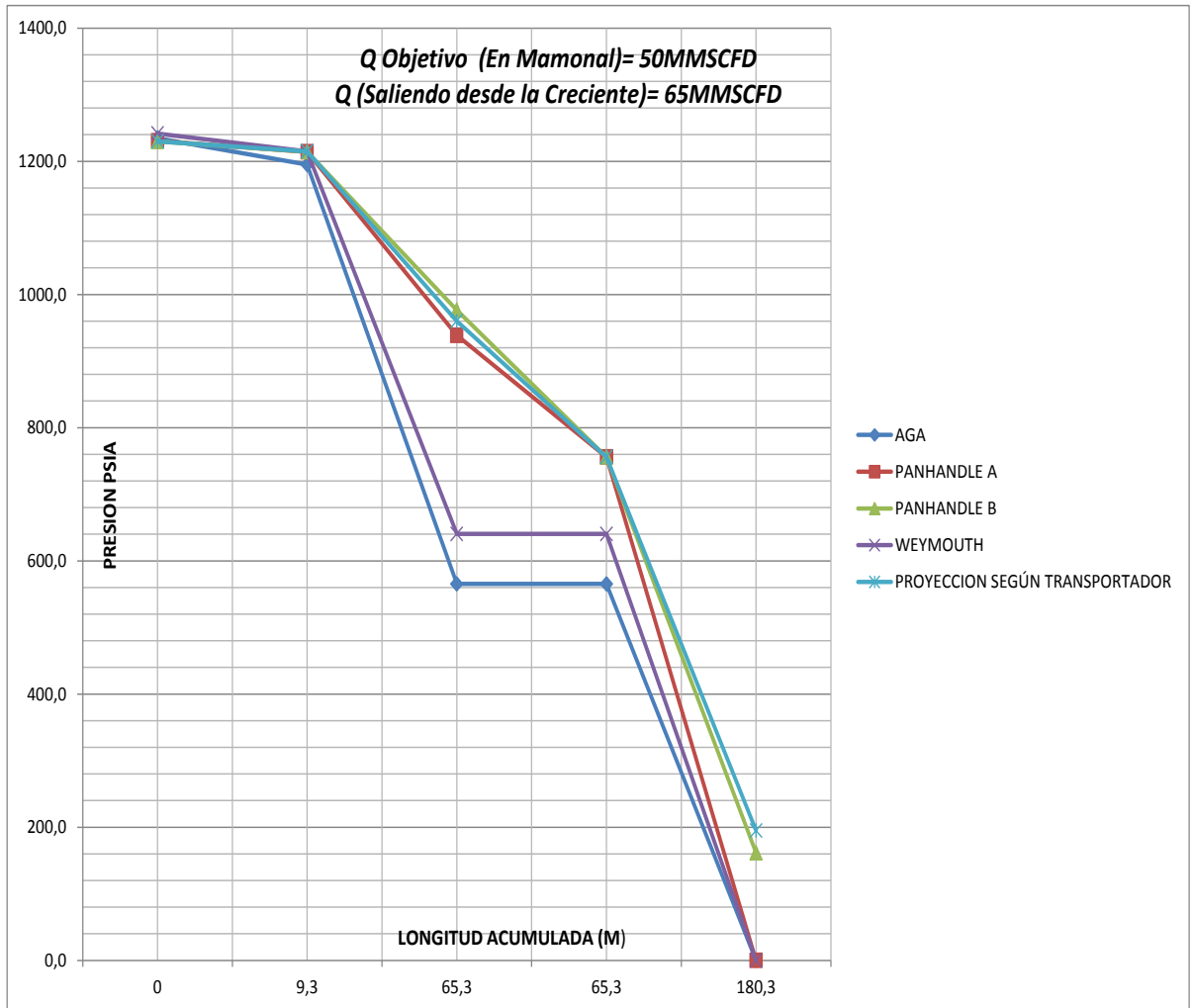
Tabla 13: Consolidado de resultados Hidraulicos

CONSOLIDADO DE RESULTADOS HIDRAULICOS					
Q (Saliendo desde la Creciente)=	65.000.000	SCFD			
Q (En Mamonal)=	50000000	SCFD			
FORMULAS APLICADAS	Puntos de Referencia y Abscisa				
	LA CRECIENTE	SAN MATEO	SINCELE JO	SINCELE JO	MAMONAL
	0	9,3	65,3	65,3	180,3
	PRESION (Psia)				
AGA	1234,7	1195	565	565	0
PANHANDLE A	1230,7	1214	939	756	0,0
PANHANDLE B	1229,7	1214	977	756	162
WEYMOUTH	1241,7	1215	640	640	0
PROYECCION SEGÚN TRANSPORTADOR	1230,0	1215	960	756	195

Fuente: Autor

Grafica 18: Grafica de presión Vs. Longitud gasoducto

Graficas Presion Vs Longitud Gasoducto Q= 50 MMSCFD



Fuente: Autor

7. SIMULACION DEL PROCESO – ESTACION COMPRESORA

En este capítulo se presentaran los resultados de la simulación de proceso y los cálculos hidráulicos realizados para la nueva estación compresora de gas diseñada para aumentar el suministro del Gas natural proveniente del Campo La Creciente, desde la estación de Mamonal al Sistema Regional de transporte (SRT) y a Abonos Colombianos S.A. (Abocol) ubicada en la Zona Industrial de Mamonal Cartagena.

7.1 DESCRIPCION DEL PROCESO

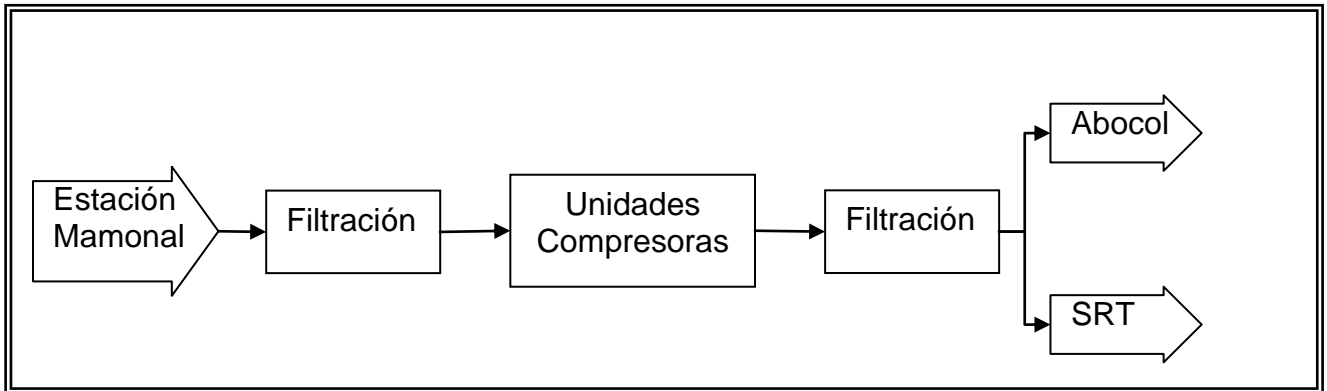
El sistema de compresión busca incrementar la capacidad de suministro del Gas natural proveniente del campo la Creciente , a Abocol y al SRT. El sistema de compresión estará conformado por:

- Filtros separadores ubicados en la succión de los compresores: Con el fin del que sistema sea redundante, se propone la instalación de dos (2) filtros coalescentes, operando uno en condiciones normales y otro de respaldo (Stand By), cada uno con la capacidad total del fluido que desea transportar en la línea, destinados a retener partículas sólidas e impurezas que no se hayan retenido en las estaciones aguas arriba y así proteger el sistema de compresión
- Tres Unidades Paquete de Compresión: cada una con capacidad para manejar LA MITAD del caudal Objetivo, con el fin de que operen dos en paralelo y un tercero como stand-by. Los compresores serán tipo reciprocantes por el flujo variable y cada unidad está integrada por un scrubber, una unidad de compresión y un sistema de enfriamiento.

- Dos (2) Filtros Coalescentes en la Descarga de Compresores: Cada uno con la capacidad total del fluido que desea transportar, uno en operación y el otro de respaldo, para retener aceites que se han arrastrado en la etapa de compresión.

La siguiente figura, representa de manera esquemática el proceso:

Figura 19. Esquema del Proceso



Fuente: Autor

7.2CONDICIONES DE OPERACIÓN

En las siguientes tablas, se indican las condiciones de entrada y salida del gas de la Estación Mamonal punto de inicio y referencia den nuestra simulación:

Tabla 14 Condiciones del Gas

Flujo gas	MMSCFD	50
Presión entrada *	psig	200
Temperatura del fluido	°F	85 – 90

Presión resultante de los cálculos hidráulicos realizados desde el campo la creciente al aumentar a 50 MMSCFD el flujo de venta

Tabla 15 Condiciones de Entrega a Abocol

Flujo gas a Abocol	MMSCFD	4 – 22
Presión	psig	300
Temperatura del fluido	°F	≤ 120

Fuente: Autor

Tabla 16 Condiciones de Entrega a SRT

Flujo gas a SRT	MMSCFD	28 – 46
Presión	psig	285
Temperatura del fluido	°F	≤ 120

Fuente: Autor

7.3 PROPIEDADES DE GAS NATURAL

El gas a comprimir proviene del campo La Creciente. En la siguiente tabla se presenta la caracterización del gas a comprimir:

Tabla 17 Caracterización del Gas

COMPONENTES		% MOLAR
CO ₂	Dióxido de Carbono	0.0600
N ₂	Nitrógeno	1.9509
C ₁	Metano	96.9967
C ₂	Etano	0.7893
C ₃	Propano	0.0892
iC ₄	i-Butano	0.0384
nC ₄	n-Butano	0.0124
iC ₅	i-Pentano	0.0259
nC ₅	n-Pentano	0.0100
C ₆	n-Hexano	0.0272

Fuente: Autor

7.4 CONDICIONES CLIMÁTICAS

Las condiciones ambientales para la zona, son las reportadas en la siguiente tabla:

Tabla 18. Condiciones atmosféricas Estación Mamonal

PROPIEDAD		VALOR
Altura [msnm]		2
Presión atmosférica [psia]		14.7
Velocidad promedio del viento [m/s – ft/s]		3.0 – 9.8
Temperatura [°F]	Máxima	91.4
	Promedio	81.32
	Mínima	71.06
Humedad relativa [%]	Máxima	84
	Promedio	78
	Mínima	76

Fuente: Autor

7.5 SIMULACION DE PROCESO Y EVALUACIÓN HIDRÁULICA

7.5.1 Premisas

La simulación se realizó utilizando el simulador Hysys, usando el paquete termodinámico Peng Robinson, para la evaluación hidráulica se utilizó la pequeña herramienta *Gas Pipe*.

7.5.2 Equipos

Para la realización de la simulación se consideraron los siguientes equipos de proceso, con las condiciones indicadas:

Unidad de Compresión

- Cantidad: Tres (3), dos (2) en operación normal y la otra de respaldo
- Capacidad: 25 MMSCFD c/u
- Eficiencia Adiabática: 92%

Filtro Separador

- Cantidad: Dos (2) a la entrada de la estación, uno (1) en operación normal y el otro de respaldo
- Capacidad 50 MMSCFD
- Caída de Presión: 12 psid

Filtro Coalescente

- Cantidad: Dos (2) a la salida de la estación, uno (1) en operación normal y el otro de respaldo
- Capacidad 50 MMSCFD
- Caída de Presión: 12 psid

7.5.3 Líneas

- El material de las tuberías utilizado en la revisión hidráulica fue acero al carbón, Schedule 40.
- En tuberías para transporte de gas la velocidad mínima recomendada está entre 10 – 15 ft/s (evita la precipitación de líquido en los puntos bajos) y la velocidad máxima estará limitada por el nivel de ruido en las tuberías.
- El nivel de ruido en la tubería no debe superar los 85 dbA, de acuerdo con la Resolución Colombiana 1792 de 1990. El nivel de ruido se estimará con la siguiente correlación, ver documento de referencia [6]

$$PWL = -5 + 6 * \text{Log} \left(\frac{V_f}{V_0} \right) + 10 * \text{Log} \left(\frac{S}{S_0} \right) - 25 * \text{Log} \left(\frac{T_f}{T_0} \right) + 8.6 * \text{Log} \left(\frac{\rho_f}{\rho_0} \right)$$

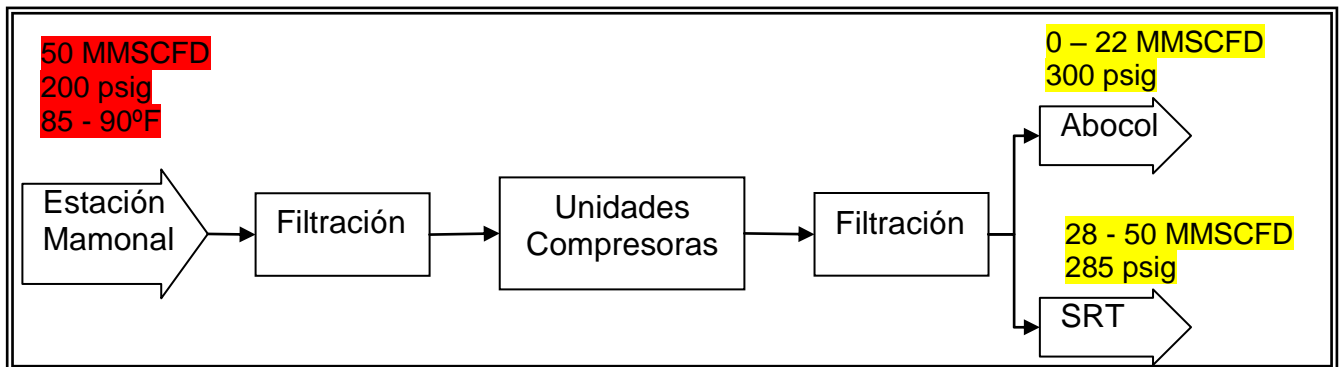
Dónde:

- PWL = Nivel de potencia sonora (dBA)
- V_f = Velocidad del fluido (m/s) [$V_0 = 1$ m/s]
- S = Área de la sección transversal (m^2) [$S_0 = 1$ m^2]
- T_f = Temperatura ($^{\circ}K$) [$T_0 = 273$ $^{\circ}K$]
- P_f = Densidad (kg/m^3) [$P_0 = 1$ kg/m^3]

7.5.4 Resultados

Condiciones de Operación

Figura 20. Condiciones de operacion



Fuente: Autor

Unidades de Compresion

Tabla 19. Unidades de compresión

Tipo de compresor		Reciprocante
Cantidad		Tres (3) Uno de respaldo
Capacidad	MMSCFD	25
Presión de entrada *	psig	150
Presión de salida **	psig	315
Temperatura de entrada	°F	85 – 90
Temperatura de salida **	°F	120
Potencia del compresor	H HP	999.6

Fuente: Autor

- Presión para caudal de operación
- Condiciones a la salida de la unidad compresora (cada unidad incluye su scrubber de succión, compresor y sistema de enfriamiento)

Resultados Hidraulicos

Tabla 20. Línea desde conexión existente 10” hasta entrada estación

		Conexión línea existente 10” *	Entrada a la estación
Desde		Estación Mamonal	Entrada a la estación
Hasta		Entrada a la estación	TEE -101
Flujo de Diseño	(MMSCFD)	50	50.0
Presión de entrada	(psig)	200.0	174,9
Presión de salida	(psig)	174,9	162,9
Diámetro de la línea		10	10
Longitud	(m)	1170	12
	(ft)	3839	39
Elevación	(m)	2.4	0
	(ft)	7.9	0

Fuente: Autor

RESULTADOS HIDRÁULICOS	Conexión línea existente 10”	Entrada a la estación
ΔP (psi)	25,1	12
Velocidad erosional (ft/s)	132,3	137
Velocidad (ft/s)	84,36	90,87
Número de Mach	0,0575	0.0620
Nivel de ruido (dBA)	10	9,2

Fuente: Autor

Tabla 21. Línea de gas unidad compresora 1 a unidad compresora 2

		Gas a Unidad Compresora	Gas a Unidad Compresora
Desde		TEE -101	TEE -101
Hasta		Succión Compresor # 1	Succión Compresor # 2
Flujo de Diseño	(MMSCFD)	25	25.0
Presión de entrada	(psig)	162,9	162,9
Presión de salida	(psig)	161,3	161,3
Diámetro de la línea	(in)	8	8
Longitud	(m)	5	5
	(ft)	16	16
Elevación	(m)	0	0
	(ft)	0	0

RESULTADOS HIDRÁULICOS	Gas a Unidad Compresora	Gas a Unidad Compresora
ΔP (psi)	1,6	1,6
Velocidad erosional (ft/s)	137,7	137,7
Velocidad (ft/s)	71,66	71,66
Número de Mach	0.0489	0.0489
Nivel de ruido (dBA)	10,4	10,4

Fuente: Autor

Tabla 22. Línea de gas comprimido compresor #1 a compresor #2

		Gas Comprimido 1	Gas Comprimido 2
Desde		Compresor # 1	Compresor # 2
Hasta		MIX - 102	MIX - 102
Flujo de Diseño	(MMSCFD)	25	25

		Gas Comprimido 1	Gas Comprimido 2
Presión de entrada	(psig)	315	315
Presión de salida	(psig)	314,8	314,8
Diámetro de la línea	(in)	6	6
Longitud	(m)	5	5
	(ft)	16	16
Elevación	(m)	0	0
	(ft)	0	0

RESULTADOS HIDRÁULICOS	Gas Comprimido 1	Gas Comprimido 2
ΔP (psi)	0,2	0,2
Velocidad erosional (ft/s)	98,6	98,6
Velocidad (ft/s)	69,11	69,11
Número de Mach	0.0459	0.0459
Nivel de ruido (dBA)	10,5	10,5

Fuente: Autor

Tabla 23. Lineade gas salida unidades compresoras a linea de gas Abocol

		Salida Estacion	Gas a Abocol
Desde		Cabezal de descarga	TEE-102
Hasta		TEE-102	Gas a Abocol
Flujo de Diseño	(MMSCFD)	50	4.0 - 22.0
Presión de entrada	(psig)	314,8	300,2
Presión de salida	(psig)	300,2	296,3
Diámetro de la línea	(in)	8	6
Longitud	(m)	59	102
	(ft)	193,6	334
Elevación	(m)	0	0

	Salida Estacion	Gas a Abocol
(ft)	0	0

Fuente: Autor

RESULTADOS HIDRÁULICOS	Gas Comprimido	Gas a Abocol
ΔP (psi)	14,6	3,9
Velocidad erosional (ft/s)	101	101,6
Velocidad (ft/s)	80,43	64,33
Número de Mach	0.0534	0.0428
Nivel de ruido (dBA)	10,1	10,7

Tabla 24. Línea de gas a SRT y a gas regulado SRT

		Gas a SRT	Gas Regulado a SRT
Desde		TEE-102	Gas a SRT
Hasta		Gas a SRT	Gas Regulado a SRT
Flujo de Diseño	(MMSCFD)	28.0 - 50.0	28.0 - 50.0
Presión de entrada	(psig)	300,2	299.8
Presión de salida	(psig)	299.8	287,6
Diámetro de la línea		8	8
Longitud	(m)	24	78
	(ft)	78,74	255
Elevación	(m)	0	0
	(ft)	0	0

RESULTADOS HIDRÁULICOS	Gas a SRT	Gas Regulado a SRT
ΔP (psi)	0,4	11,4
Velocidad erosional (ft/s)	101	103,1
Velocidad (ft/s)	46,81	48,65
Número de Mach	00311	0.0324
Nivel de ruido (dBA)	11,6	11,5

Fuente: Autor

Anexos HYSYS PFD

8. SELECCIÓN COMPRESOR

Para la selección del o los equipos adecuados de Compresion que permitan manejar el flujo objetivo del proyecto se requiere información básica “datos de entrada” los cuales han sido mencionado en ítem anteriores y se resumen en la siguiente tabla

Cada equipo será dimensionado considerando un flujo de diseño de 25 MMSCFD de acuerdo a las condiciones realizadas anteriormente “Cantidad: Tres (3), dos (2) en operación normal y la otra de respaldo”

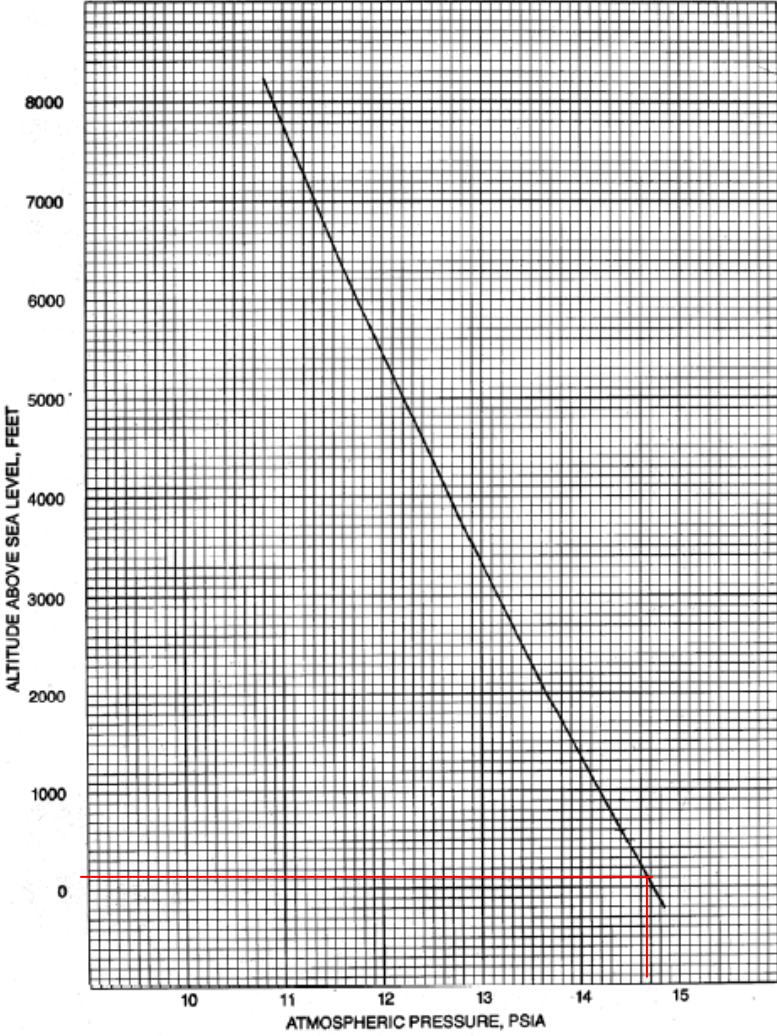
8.1 INFORMACION REQUERIDA (DIMENSIONAMIENTO)

Tabla 25. Informacion requerida para la selección de compresores

DIMENSIONAMIENTO		
VARIABLE	VALOR	OBSERVACION
PRESION DE SUCCION	PS = 150 PSIG PS = 164,7 PSIA	PRESION RESULTANTE DE LOS CALCULOS HIDRÁULICOS REALIZADOS DESDE EL CAMPO LA CRECIENTE HASTA EL SITIO PROPUESTO PARA LA ESTACION COMPRESORA
PRESION DE DESCARGA	PD = 315 PSIG PS = 329,7 PSIA	NECESIDAD QUE PRESENTA LA EMPRESA ABONOS COLOMBIANOS “ABOCOL” LA CUAL CONSUME GAS PARA SU MATERIA PRIMA
TEMPERATURA DE SUCCION	85 – 90 °F 545 – 550 °F	CERCANA A LA TEMPERATURA AMBIENTE DEL SITIO PROPUESTO PARA LA UBICACIÓN DE LA ESTACION COMPRESORA “CARTAGENA”
CAPACIDAD REQUERIDA	25MMSCFD	CADA DE CADA UNIDAD COMPRESORA
ELEVACION	0 FT PATM= 14,7 PSIA	DATO PARA CARTAGENA SITIO DE UBICACIÓN DE LA ESTACION COMPRESORA (VER FIGURA 21)
GRAVEDAD ESPECÍFICA	SG=0,6	DATO DETERMINADO DE ACUERDO A LA CROMATOLOGRAFIA DEL GAS A TRANSPORTAR

Fuente: Autor

Figura 22. Calculo para presión atmosferica



Fuente: Autor

LOS DATOS DE ENTRADA MOSTRADOS ANTERIORES SON INSERTADOS EN EL SOFTWARE ARIEL PERFORMANCE EN LOS SIGUIENTES MENUS:

1) GENERAL DATA

EN DONDE SE INSERTA:

- EL NOMBRE DEL PROYECTO, COMPAÑÍA, LAS UNIDADES DESEADAS DE CAUDAL (MMSCFD), POTENCIA (BHP), TEMPERATURA (°F), PRESIÓN (PSI)

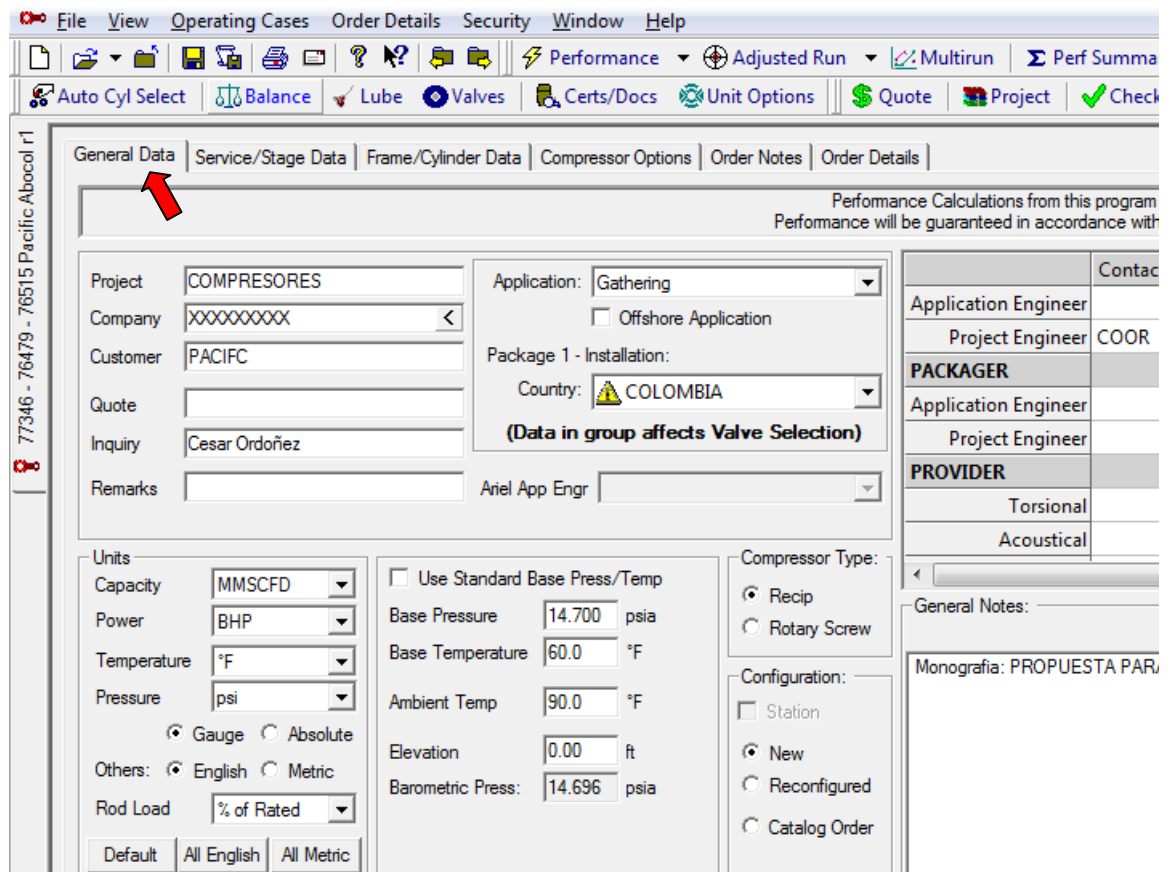
- CONDICIONES ESTÁNDAR

PRESION	14,7 PSIA
TEMPERATURA	60 °F

- CONDICIONES AMBIENTALES: TEMPERATURA Y ELEVACIÓN

- SELECCIÓN DEL TIPO DE COMPRESOR: RECIPROCANTE

Figura 23. Vista Software Ariel para insertar datos Generales



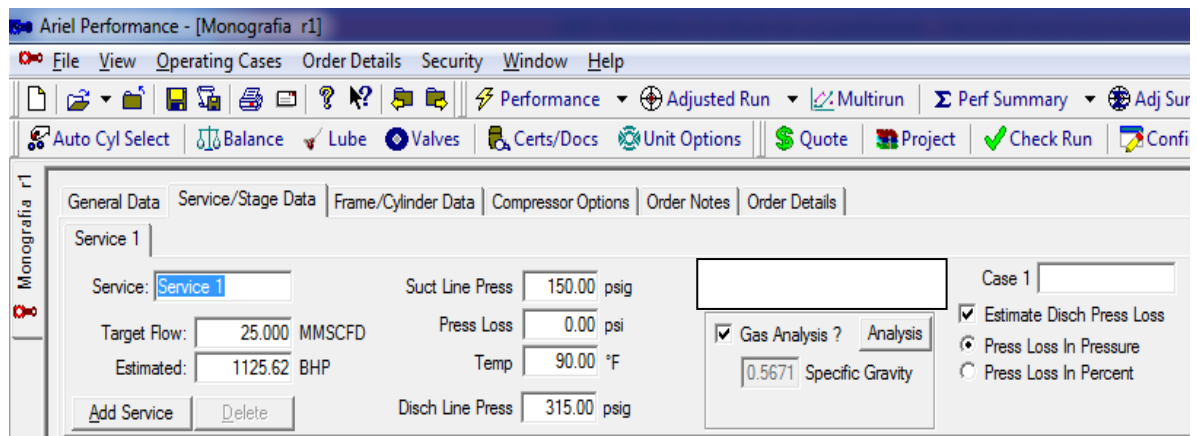
Fuente: Autor

Importante: para la selección de compresores dentro de un sistema de transporte de gas la aplicación a seleccionar dentro del software ariel performance es la opción **GATHERING**

2) SERVICE / STAGE DATA

- INSERTAR EL FLUJO O CAUDAL OBJETIVO A MANEJAR POR CADA UNIDAD COMPRESORA: 25 MMSCFD
- PRESION DE SUCCION, PRESION DE DECARGA “NECESIDAD”

Figura 24. Vista Software Ariel – Ventana Service / Stage Data



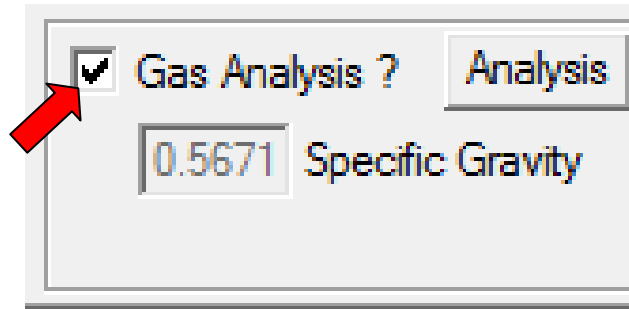
Fuente: Autor

NOTA: con el caudal, la presión de succión y la presión de descarga el software estima la potencia del motor que tendría la unidad compresora

- INSERTAR LA CARACTERIZACIÓN DEL GAS A COMPRIMIR

NOTA para esto se deberá picar en “Gas Analysis?”

Figura 25. Vista Software Ariel – Detalle opción Gas Analysis



Fuente: Autor

Tabla 26 Caracterización del Gas

COMPONENTES		% MOLAR
CO ₂	Dióxido de Carbono	0.0600
N ₂	Nitrógeno	1.9509
C ₁	Metano	96.9967
C ₂	Etano	0.7893
C ₃	Propano	0.0892
iC ₄	i-Butano	0.0384
nC ₄	n-Butano	0.0124
iC ₅	i-Pentano	0.0259
nC ₅	n-Pentano	0.0100
C ₆	n-Hexano	0.0272

Fuente: Autor

Una vez insertada la cromatografía, el software arroja datos de salida como: gravedad específica, factor de compresibilidad en la succión, descarga, peso molar, densidad y entalpia tal como se muestra a continuación:

8.2 DETERMINACION NÚMERO DE ETAPAS

La relación de compresión corresponde la razón geométrica resultante entre la presión absoluta de descarga (pd) y la presión absoluta de succión (ps) en el trabajo de compresión realizado por un compresor

$$RC = \frac{\text{PRESION DE DESCARGA (PSIA)}}{\text{PRESION DE SUCCION (PSIA)}}$$

Usualmente limitada de 2-5 por etapa debido a:

- Carga en el Vastago
- Temperatura

NOTA: Si se aumenta R se disminuye la capacidad de Comprimir

PS= 150 PSI
PD= 315 PSI
P atm= 14,7 PSIA

RC=	$\frac{315 + 14,7}{150 + 14,7}$
RC=	$\frac{329,7}{164,7}$
RC=	2,00182

$$RC \text{ POR ETAPA} = \sqrt[N]{RC}$$

DONDE N = EL NUMERO DE ETAPAS

SI SE SELECCIONA 1 SOLA ETAPA

RC por etapa=	$\sqrt[1]{2,00182}$	
RC por etapa=	2	La cual se encuentra dentro del Rango Optimo de un sistema de Compresion

Fuente: Autor

Para insertar el número de etapas de compresion dentro del software, basta con seleccionar “number of stages” tal como se muestra a continuación y de inmediato se agregara o eliminara una fila con los resultados de cada etapa

Figura 27. Vista software ariel – detalle ventana para insertar el numero de etapas de compresion

The screenshot shows the 'Service/Stage Data' tab in the software. The 'Number of Stages' is set to 1. The interface includes various input fields for service parameters and a table of stage results. A red arrow points to the 'Number of Stages' field, and another red arrow points to the first row of the stage results table.

Stage	Enable	Disch Press Loss (%)	Disch Cooler Temp (°F)	Calc	N & Zs	N	Zs	Zd	Temp Suct (°F)	Temp Disch (°F)	Press Suct (psig)	Press Disch (psig)	Press Ratio	Side Flow (+ -) (MMSCFD)	Side Flow Temp (°F)	Side Flow Sp. Gravity	Side Flow Dropout (%)	Condensate into Stage	Enter Gas	Stage Configu
1	<input checked="" type="checkbox"/>	2.00	120.00	<input checked="" type="checkbox"/>	1.2952	0.9822	0.9821		90.00	188.61	148.35	321.59	2.063	<input checked="" type="checkbox"/>	0.000	N/A	N/A	0.00	0.5671	Configu

Fuente: Autor

8.3 DETERMINACION DE LA POTENCIA ESTIMADA

La determinación de la potencia puede ser determinada por varios métodos los cuales uno de ellos se obtuvo en el capítulo anterior mediante la simulación del proceso en hysys. Este dato es fundamental para realizar evaluación de proyectos con datos estimados para comprobar la viabilidad del proyecto, como también la selección adecuada del motor de acuerdo a las referencias comerciales que cumplan con la necesidad de nuestro proyecto. de acuerdo a lo anterior en el presente capítulo se presentara un formula para la determinación de la potencia suministrada por los fabricantes de compresores “ariel”

$$\text{BHP / MMSCFD} = 22 \times \# \text{ de etapas} \times \text{RC por etapa}$$

De acuerdo a lo anterior tenemos:

$$\text{BHP / MMSCFD} = 22 \times (1) \text{ ETAPA} \times (2)$$

$$\text{BHP / MMSCFD} = 44$$

Teniendo en cuenta el caudal objetivo a comprimir por cada unidad compresora es de 25 mmscfd se tiene:

$$25 \text{ MMSCFD} \times 44 \text{ BHP / MMSCFD} = 1100 \text{ BHP}$$

El software calcula automáticamente la potencia requerida una vez es insertada la presión de succión, presión de descarga y el caudal objetivo

Figura 28. Vista Software Ariel – Detalle ventana para insertar la Potencia Estimada

General Data	Service/Stage Data	Frame/Cylinder Data	Compressor Options	Order
Monografia 1				
Service:	Monografia 1	Suct Line Press	150.00 psig	
Target Flow:	25.000 MMSCFD	Press Loss	1.00 %	
Estimated:	1140.85 BHP	Temp	90.00 °F	
Add Service	Delete	Disch Line Press	315.00 psig	
150.00 psig		Monografia 1		

Fuente: Autor

8.4 SELECCIÓN DEL COMPRESOR

Una vez insertados los datos de entrada, determinada la cantidad de etapas del proceso de compresión, estimada la potencia requerida se requiere:

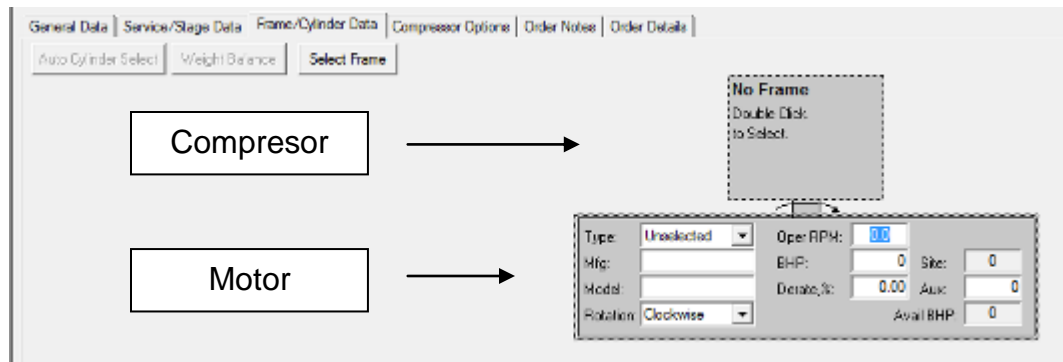
- ESCOGER LA CARCASA Y CILINDROS
- SELECCIONAR EL MOTOR Y VELOCIDAD

SELECCIÓN DEL FRAME DEL COMPRESOR

Antes de seleccionar el motor requerido para mover los compresores que maneja los 25 mmscfd cada uno

Picando en la pestaña "frame/ cylinder data" del software ariel aparece el siguiente esquema de selección

Figura 29. Vista software ariel – selección del frame del compresor



Fuente: Autor

Nota: Para seleccionar el frame o el motor de combustion se deberá hacer doble click sobre cada parte a escoger

DRIVER SELECCIÓN – “SELECCIÓN DEL MOTOR”

Figura 30. Vista Software Ariel – Selección del Motor

Operating RPM: 1200.0 Site Elevation, ft: 0.00 Site Ambient, °F: 90.0 Estimated BHP: 1125.62

Show Type(s): Electric Diesel Natural Gas VFD Other Show Inactive (cyan)

Type	Manufacturer	Model	BHP	Max RPM	Ambient, °F	Elevation, ft	Min RPM	Cmpr Rotation	BHP Derate, %
Nat. Gas	Waukesha	L5774LT	1280	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794GSI	1380	1200.0	100.0	8000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1408	1200.0	100.0	1500.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1408	1200.0	100.0	1500.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794LT	1450	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3520B w/ U...	1480	1200.0	77.0	6000.0	1200.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1480	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GSI	1480	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794LT	1515	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1547	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GSI	1547	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7044GSI	1680	1200.0	100.0	8000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GL	1980	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GSI	1980	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GL	2063	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GSI	2063	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3606LE	1775	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	8L-AT27GL	2090	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	8L-AT27GL	2200	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3608LE	2370	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	12V-AT27GL	3130	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	12V-AT27GL	3295	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3612-LE	3550	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	16V-AT27GL	4500	1000.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	16V-AT27GL	4500	1000.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3616-LE	4735	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Wartsila	9L-SG34	5431	750.0	60.0	1000.0	525.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G12CM34	5763	750.0	104.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G16CM34	7670	750.0	104.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Wartsila	16V-SG34	9655	750.0	60.0	1000.0	525.0	Clockwise	0.00

Ariel is not responsible for Driver Data. This list is to be maintained by the user.

OK Cancel

Fuente: Autor

Para la selección del Motor comparo las BHP ESTIMADAS VS la que quiero seleccionar (esta ultima debe ser MAYOR); sin embargo en el Software al seleccionar el Motor se genera error indicando que primero se debe seleccionar el Framey posteriormente el Motor

Frame Selección

Figura 31. Vista Software Ariel – Frame Selección

Estimated BHP Show Inactive Process Nonlube

Yellow Highlight -- Currently Selected Frame
Gray Highlight -- Suggested Frame by Est

Frame	Throws	Stroke	Rated RPM	Rated BHP	RL Total	RL Tens	RL Comp
JGQ/1	1	3.000	1800	140	20000	10000	11000
JGM/2	2	3.500	1500	168	12000	6000	7000
JGP/2	2	3.000	1800	170	12000	6000	7000
JG/2	2	3.500	1500	252	18000	9000	10000
JGN/2	2	3.500	1500	252	18000	9000	10000
JGQ/2	2	3.000	1800	280	20000	10000	11000
JGA/2	2	3.000	1800	280	20000	10000	11000
JGR/2	2	4.250	1200	430	32000	16000	20000
JG/4	4	3.500	1500	504	18000	9000	10000
JGA/4	4	3.000	1800	560	20000	10000	11000
JGJ/2	2	3.500	1800	620	42000	21000	23000
JGH/2	2	4.500	1200	680	48000	24000	30000
JGA/6	6	3.000	1800	840	20000	10000	11000
JGR/4	4	4.250	1200	860	32000	16000	20000
JGE/2	2	4.500	1500	1070	60000	30000	32000
JGJ/4	4	3.500	1800	1240	42000	21000	23000
JGK/2	2	5.500	1200	1270	74000	37000	40000
JGT/2	2	4.500	1500	1300	74000	37000	40000
JGH/4	4	4.500	1200	1360	48000	24000	30000
JGJ/6	6	3.500	1800	1860	42000	21000	23000
JGD/2	2	5.500	1200	2070	114000	57000	60000
JGC/2	2	6.500	1000	2070	114000	57000	60000
JGE/4	4	4.500	1500	2140	60000	30000	32000
JGK/4	4	5.500	1200	2540	74000	37000	40000
KBZ/2	2	6.750	1000	2600	150000	75000	80000
KBU/2	2	5.750	1200	2600	150000	75000	80000
JGT/4	4	4.500	1500	2600	74000	37000	40000
JGE/6	6	4.500	1500	3210	60000	30000	32000
JGK/6	6	5.500	1200	3810	74000	37000	40000
JGT/6	6	4.500	1500	3900	74000	37000	40000
JGC/4	4	6.500	1000	4140	114000	57000	60000

-- Right-Click on list to get additional functions.
-- Click Column headers to Sort

Print OK Cancel

Fuente: Autor

De acuerdo a las condiciones de flujo y potencia estimada del motor se propone la siguiente configuración del frame, el cual se debe comprobar con la disponibilidad del fabricante y con el cambio de las variables de compresión que me pudiera afectar el equipo de acuerdo a las diferentes simulaciones de operación

Figura 32. Vista Software Ariel – Frame Seleccionado

JGH/4
Stroke: 4.50
Rated RPM: 1200
Rated BHP: 1360.0
Piston FPM: 900.0

Fuente: Autor

Selección del Motor

Considerando cargas parasitarias, elevación y pérdidas mecánicas, la potencia disponible para el compresor es usualmente 85-90% de la potencia

DE ACUERDO A LO ANTERIOR:

LA POTENCIA DE MOTOR REQUERIDA = $1140,85 \text{ BHP} / 0,85 = 1342 \text{ BHP}$

Adicional a lo anterior es importante contar con energía disponible en el motor es por esto que se debe considerar:

- 1) Las bhp del motor a seleccionar sea mayor que las bhp estimadas
- 2) Se debe incluir la pérdida de potencia por pérdidas mecánicas (fricción etc..)
- 3) Las bhp seleccionadas deben satisfacer las necesidades del frame coincidiendo las revoluciones por minuto seleccionadas con el fin de tener una velocidad constante de operación con el fin de evitar excitación de resonancias de las vibraciones torsionales, acústicas y/o mecánicas

- 4) Se deben satisfacer las necesidades para el movimiento del cooler, debido a la configuración de ciertos equipos. De acuerdo a lo anterior es conveniente dejar el 10% de sobrediseño para contemplar este consumo de energía

Para seleccionar el motor de combustión en el software tal solo se debe dar doble click en la sección del motor y seleccionar su marca y condiciones de acuerdo a los criterios mencionados en líneas superiores:

Figura 33. Vista Software Ariel – Selección del Motor de Combustion

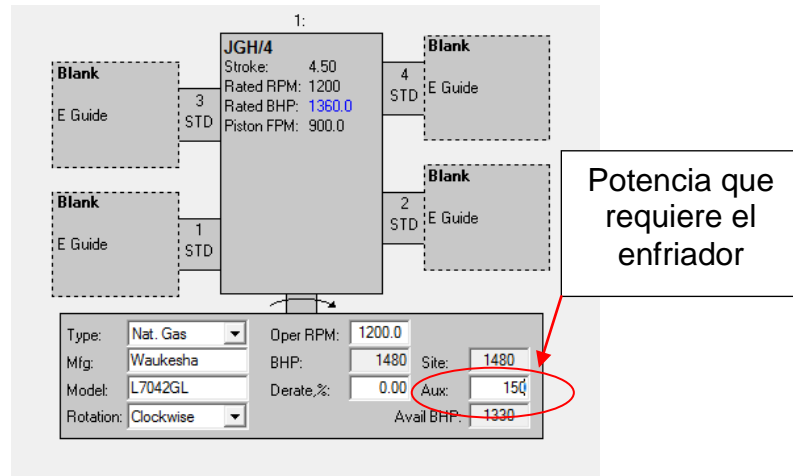
Operating RPM: 1200.0 Site Elevation, ft: 0.00 Site Ambient, °F: 90.0 Estimated BHP: 1125.62

Show Type(s): Electric Diesel Natural Gas VFD Other Show Inactive (cyan)

Type	Manufacturer	Model	BHP	Max RPM	Ambient, °F	Elevation, ft	Min RPM	Cmpr Rotation	BHP Derate, %
Nat. Gas	Waukesha	L5790G	845	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3512-LE (20...	860	1200.0	77.0	3940.0	900.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042G	1025	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3516-TA	1050	1200.0	77.0	5000.0	900.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3516-LE	1085	1200.0	77.0	5000.0	900.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3516 LE (20...	1150	1200.0	77.0	6100.0	900.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5774LT	1280	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794GSI	1380	1200.0	100.0	8000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1408	1200.0	100.0	1500.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1408	1200.0	100.0	1500.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794LT	1450	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3520B w/ U...	1480	1200.0	77.0	6000.0	1200.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1480	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GSI	1480	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L5794LT	1515	1200.0	100.0	5000.0	1000.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GL	1547	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7042GSI	1547	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	L7044GSI	1680	1200.0	100.0	8000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GL	1980	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GSI	1980	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GL	2063	1200.0	100.0	1500.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	P9390GSI	2063	1200.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3606LE	1775	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	8L-AT27GL	2090	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	8L-AT27GL	2200	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3608LE	2370	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	12V-AT27GL	3130	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	12V-AT27GL	3295	1000.0	100.0	3000.0	800.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Caterpillar	G3612-LE	3550	1000.0	77.0	5000.0	750.0	Clockwise	0.00
Nat. Gas	Waukesha	16V-AT27GL	4500	1000.0	100.0	6000.0	800.0	Clockwise	0.00

Fuente: Autor

Figura 34. Vista Software Ariel – Frame y Motor Seleccionado



Fuente: Autor

MOTOR SELECCIONADO:

Figura 35. Vista Software Ariel – Motor Seleccionado

Type: Nat. Gas Oper RPM: 1200.0
Mfg: Waukesha BHP: 1980 Site: 1980
Model: P9390GSI Derate,%: 0.00 Aux: 200
Rotation: Clockwise Avail BHP: 1780

Fuente: Autor

Selección de Cilindros

Ya fue seleccionado el motor y el frame, ahora se debe seleccionar los cilindros y verificar tanto temperatura de descarga como carga en el vástago funcionen

En primera instancia debo determinar el flujo de gas por minuto a condiciones reales o actuales de operación de acuerdo a lo anterior:

ACFM= (SCFD / (1440 MIN/DIA)) X (P A CONDICIONES ESTÁNDAR / P DE SUCCION) X (T° DE SUCCIÓN / T° A CONDICIONES ESTÁNDAR) X (ZSUCCIÓN / Z A CONDICIONES ESTÁNDAR

En donde:

ACFM: PIES CÚBICOS POR MINUTOS A CONDICIONES ACTUALES

PRESIONES: PSIA

TEMPERATURAS: R°

SCFD: PIES CÚBICOS ESTÁNDAR POR DIA QUE MANEJARA CADA UNIDAD COMPRESORA

ZS/ ZSTD : APROXIMA A 1 “VALOR ESTIMADO PARA DICHA APLICACION”

ACFM = (25`000000 SCFD / (1440 MIN/DIA)) X (14,7 PSI / (150 + 14,7) PSIA) X (550 °R /520 °R) X (1)

= 1639 ACFM

Con el resultado anterior se calcula el desplazamiento del cilindro, utilizando una regla del dedo pulgar “utilizando un factor de 0,8 como divisor”, ya que tenemos que compensar por las ineficiencias del cilindro, como la existencia de espacios muertos donde el gas va a tratar de esconderse y tratar de no salir.

= 1639 ACFM / 0,8

= 2049 ACFM

En conclusión lo anterior, ese factor de 0,8 es para compensar por ineficiencia por barrido de piston

Teniendo en cuenta la configuracion del frame seleccionado, el cual posee 4 cilindros, el valor resultante en lineas superiores será dividido por la cantidad de cilindros de dicha configuración:

Caracteristicas de los cilindros:

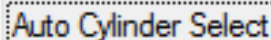
$$= 2049 \text{ ACFM} / 4$$

Desplazamiento minimo requerido de cada cilindro “si lo queremos realizar de igual manera para todos y garantizar el balance de la unidad compresora”; sin embargo el diseñador puede seleccionar los cilindros deseados siempre y cuando la sumatoria de las 4 unidades cumpla con el volumen total requerido de 2049 ACFM

$$\text{Desplazamiento de cada cilindro} = 512,25 \text{ ACFM}$$

Ya con la necesidad del desplazamiento a cumplir, se tienen dos opciones para la selección de cilindros:

- 1) Seleccionar la variable “auto cylinder select”, en donde el software selecciona automáticamente los cilindros que cumplan con las condiciones minimas anteriores



Auto Cylinder Select

- 2) Doble click sobre cada cilindro en donde aparecerá una ventana con todos los tipos de cilindros disponibles por el software en donde se debe comprobar que el desplazamiento ofrecido por el cilindro seleccionado, sea mayor que el calculado de acuerdo al volumen objetivo a manejar de 512,25 acfm cada uno

Las formulas de donde se determinan las características de los cilindros según la selección:

- Area piston simple y cuando sea doble accion

$$A_{HE} = \frac{\pi D^2}{4} \quad A_{CE} = \frac{\pi (D^2 - d^2)}{4}$$

- Volumen de barrido

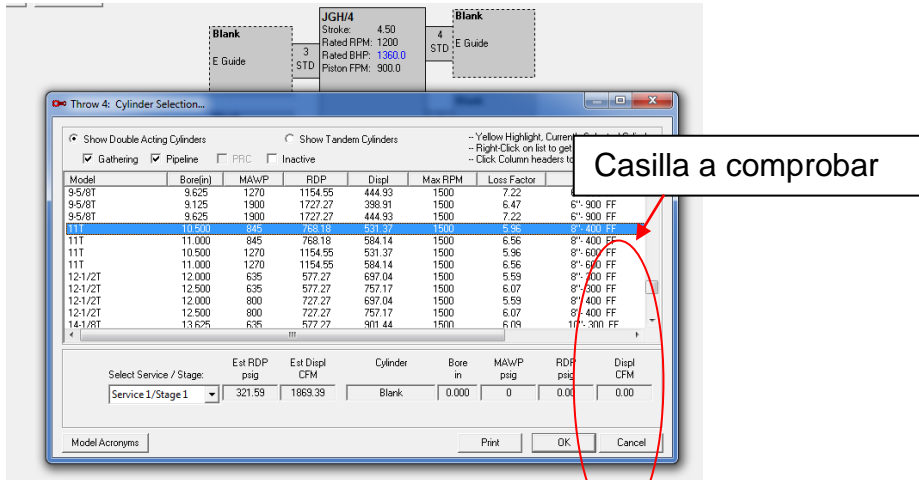
$$V = A, \text{in}^2 \times C, \text{in}$$

Donde c, es la carrera o longitud del cilindro

- Desplazamiento, CFM:

$$\text{Despl} = \frac{V, \text{in}^3 \times \text{rpm}}{1728 \frac{\text{in}^3}{\text{ft}^3}}$$

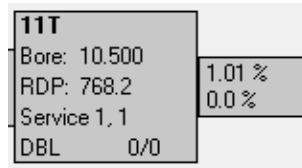
Figura 36. Vista Software Ariel – Ventana para la Selección de los Cilindros



Fuente: Autor

Para dar cumplimiento al desplazamiento calculado de cada cilindro, los cuales en su totalidad manejaran como minimo los 25 MMSCFD, la configuración de los cilindros se muestra a continuación:

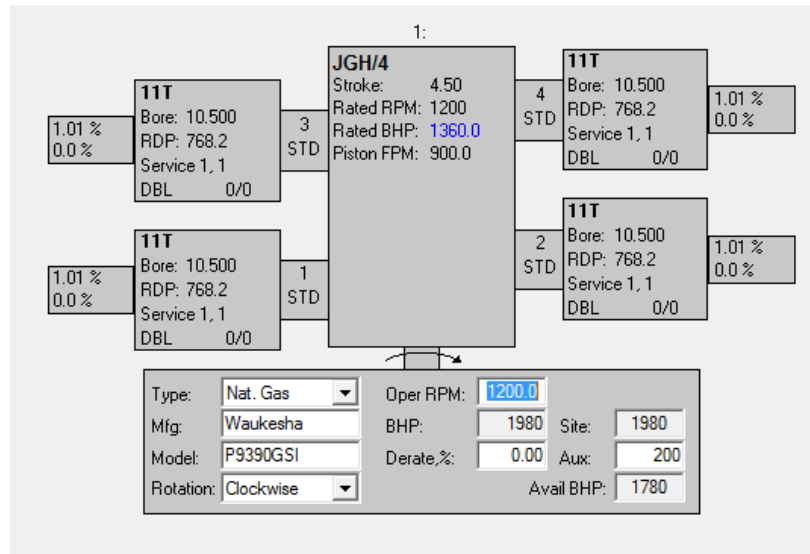
Figura 37. Vista Software Ariel – Cilindros Seleccionados



Fuente: Autor

Selección Final

Figura 38. Vista Software Ariel – Selección final del conjunto Compresor - Motor



Fuente: Autor

8.5 EVALUACION DEL RENDIMIENTO

Tabla 27: Evaluacion del Rendimiento – Unidades Compresoras

Psucc	Caudal @ 315	Caudal @ 300	Caudal @ 285
180	94,55 (31.517c/unidad)	96,3 (32.1 c/unidad)	98,04 (32.68 c/unidad)
170	87,65 (29.218c/unidad)	89,37 (29.79c/unidad)	91,1 (30.37 c/unidad)
160	80,80 (26.932 c/unidad)	82,5 (27.5 c/unidad)	84,2 (28.066 c/unidad)
150	73,98 (24.661 c/unidad)	75,66 (25.22 c/unidad)	77,34 (25.78 c/unidad)
140	67,21 (22.404c/unidad)	68,9 (22.95 c/unidad)	70,5 (23.50 c/unidad)
130	60,48 (20.163 c/unidad)	62,1 (20.70c/unidad)	63,75 (21.25 c/unidad)
120	53,82 (17.939c/unidad)	55,40 (18.47 c/unidad)	57,0 (19.0 c/unidad)
110	47,2 (15.733 c/unidad)	48,8 (16.25 c/unidad)	50,34 (16.78c/unidad)
100	40,64 (13.547 c/unidad)	42,17 (14.057c/unidad)	43,7 (14.57 c/unidad)

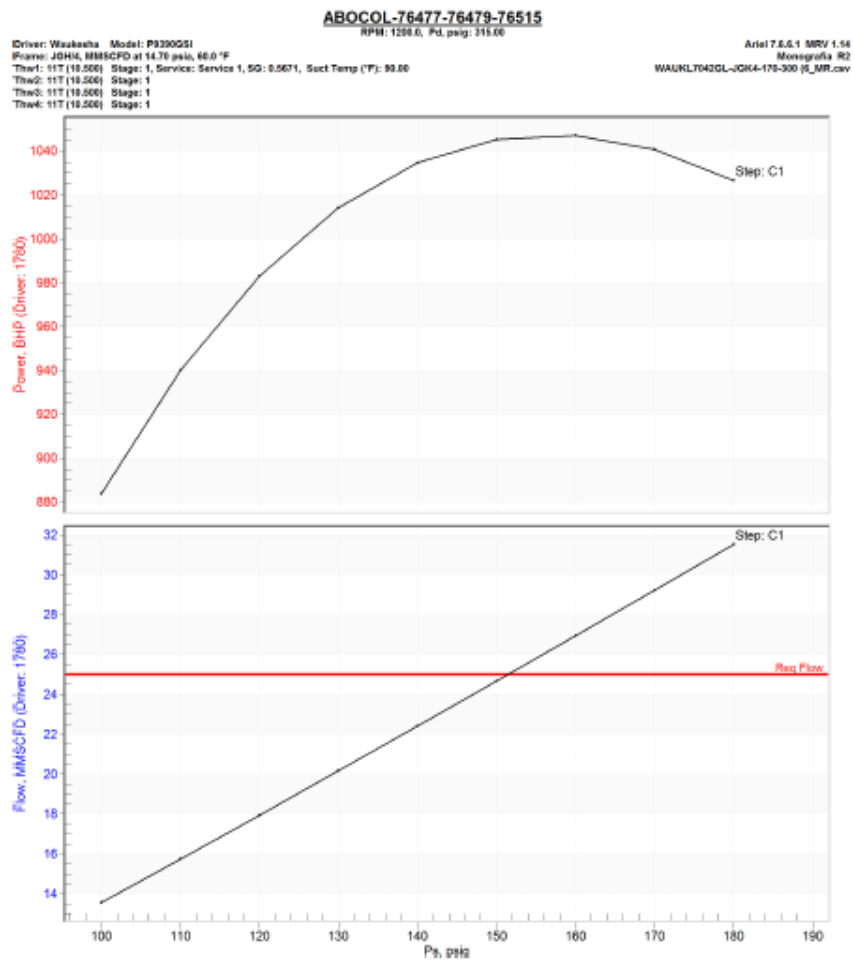
Fuente: Autor

NOTAS: Caudales en MMSCFD

- Para caudales iguales o superiores a 25 MMSCFD por unidad se puede mantener el esquema de dos unidades operando y una en stand by.
- Para valores inferiores a 25 MMSCFD por unidad, es necesario operar las tres unidades para obtener los 50 MMSCFD. Para presiones de succión entre 100 y 140 psig es necesario operar las tres unidades para obtener los 50 MMSCFD.
- Para presiones de succión de 100 y 110 psig no es posible obtener los 50 MMSCFD con las tres unidades operando.

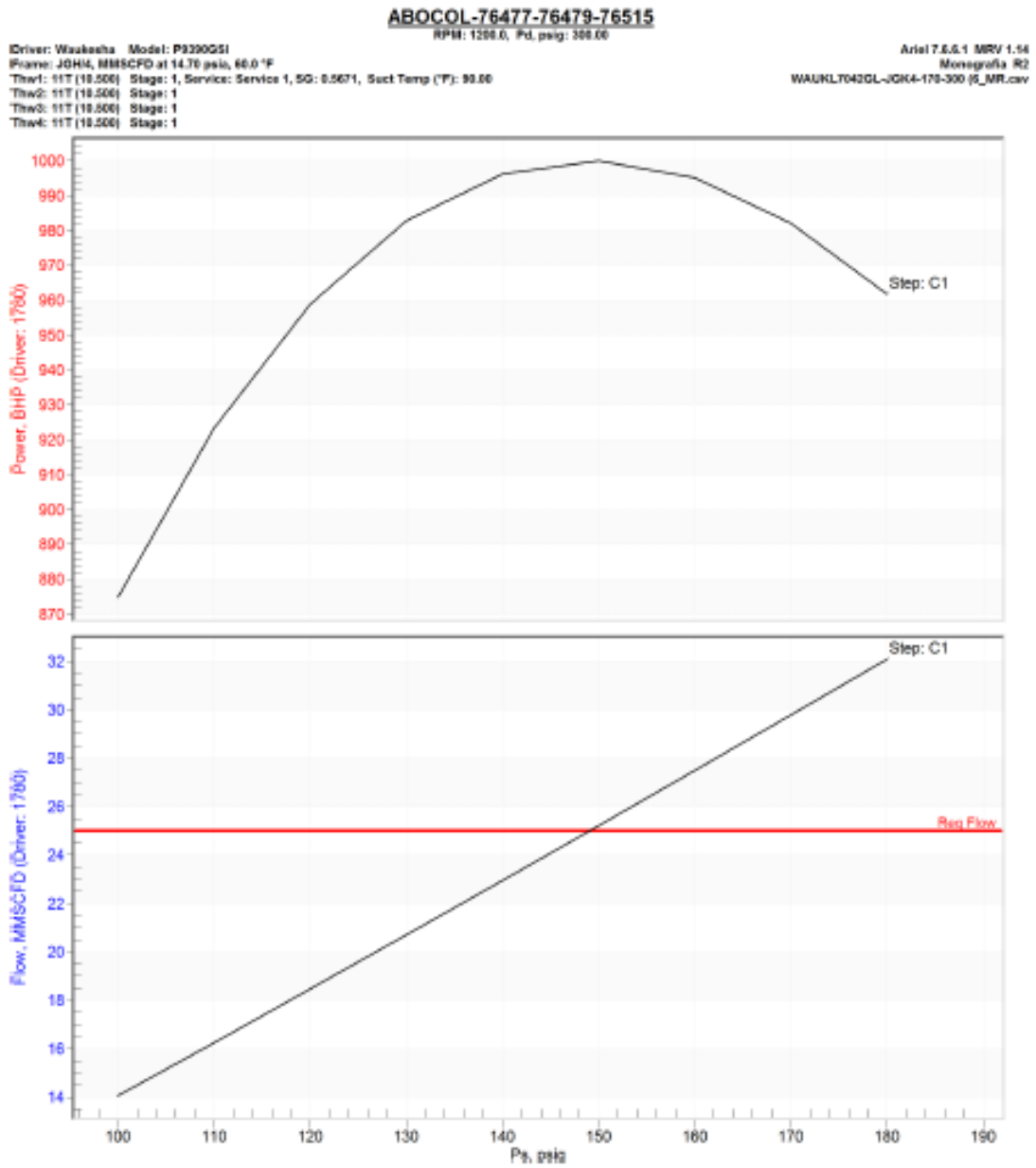
A continuación se adjuntan las Graficas del comportamiento de las Unidades compresoras de acuerdo a las posibles condiciones de Operación

Figura 39. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180@315



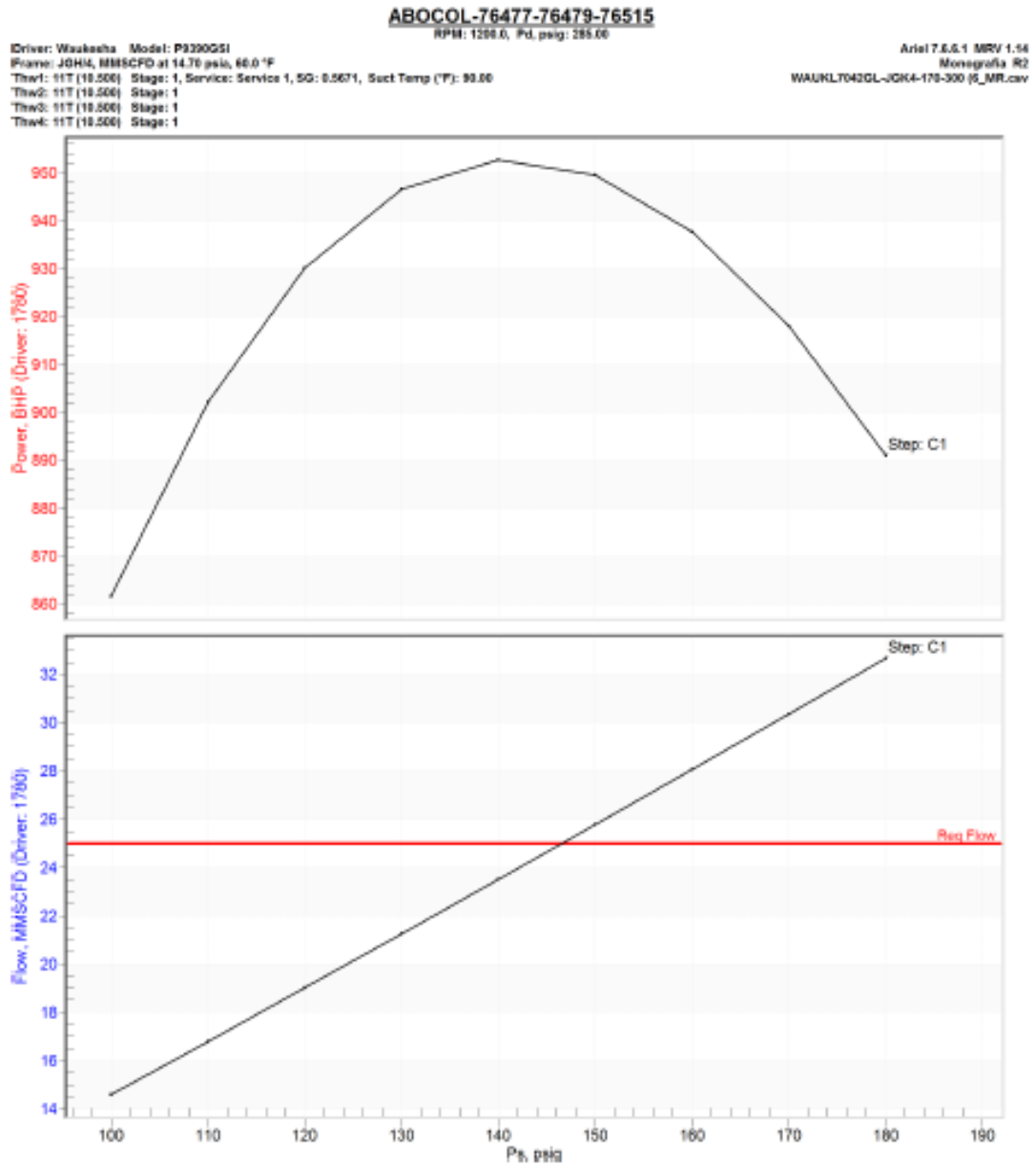
Fuente: Autor

Figura 40. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180@300



Fuente: Autor

Figura 41. Vista Software Ariel – Multi-runPS 100-180 @ 285



Fuente: Autor

RECOMENDACIONES

Ante este tipo de proyectos se recomienda incluir una evaluación económica detallada del proyecto que involucre premisas técnicas, financieras y comerciales, arrojando como resultado todas las variables comparativa para el montaje de una estación compresora vs la construcción de Loops que permitan el aumento de flujo sin afectar las presiones de finales o de entrega en el sistema

Realizar un Análisis de presión transitorio y estudios de casos típicos de gasoductos de larga distancia de transporte de gas, simulando en algún ordenador para llegar a resultados significativos, con el objetivo de determinar la forma en que la presión varía a lo largo de la tubería debido a las perturbaciones causadas por condiciones transitorias, tales como un cierre de la válvula de largo recorrido y cierre de la estación de compresión. Lo anterior en la Industria hoy en día es considerado de gran importancia ya que estas condiciones transitorias hacen que las presiones en la tubería en algunos puntos superen la máxima presión de Operación (MOP).

CONCLUSIONES

Realizados los calculos hidráulicos mediante la aplicación de las ecuaciones de flujo se pudo determinar que:

La presión de llegada a la EstacionMamonalantre un aumento de flujo de 50MMSCFD es de 195psig, presión insuficiente para el Abastecimiento de la Industria de la Zona, motivo por el cual se ha propueston el Montaje de Una estación Compresora para garantizar las presiones minimas requeridas con la siguiente condiciones Operativas

1. Presión de succión: 150 PSIG
2. Presión de descarga: 315 PSIG
3. Caudal a manejar: 25 MMSFCD
4. Temperatura entrada: 90 °F
5. Temperatura Salida: < 120 °F

Equipos: unidades compresoras de operación y respaldo, tres unidades compresoras de 25 MMSFCD, dos (2) en funcionamiento y una (1) de respaldo

Mediante la aplicación de las diferentes ecuaciones de flujo se pudo comprobar que los factores de mayor influencia en el comportamiento de flujo son:

- Las propiedades del gas: densidad y viscosidad
- Las propiedades de la tubería, como: Diámetro, longitud, rugosidad absoluta de las paredes del tubo
- Propiedades intrínsecas a la configuración del gasoducto y a las condiciones de operación

Con la aplicación de las ecuaciones de flujo Vs las condiciones reales de campo fue determinada la ecuación de mejor aplicabilidad de acuerdo a las condiciones del Gasoducto La Creciente – Cartagena tal como se menciona a continuación:

De todas las ecuaciones propuesta que pretenden describir el comportamiento de flujo de gas en tuberías, pocas cumplen los requisitos de una ecuación válida, no reflejando las condiciones operativas reales, siendo la ecuación de Panhandle B la más cercana a las condiciones reales de operación para las condiciones físicas y de flujo del Gasoducto la Creciente hasta Cartagena.

Con las ecuaciones de Weymouth, Panhandle A y AGA la corrida hidráulica refleja que para las condiciones dadas no existe presión disponible en el sistema bajo la propuesta de aumentar el flujo a 50MMSCFD

Al realizar los cálculos hidráulicos y la simulación del proceso incluyendo las tuberías con los diámetros existentes se encontró que la presión mínima esperada a la entrada de las unidades de compresión para el caudal de operación (50MMSCFD) es de 161psig.

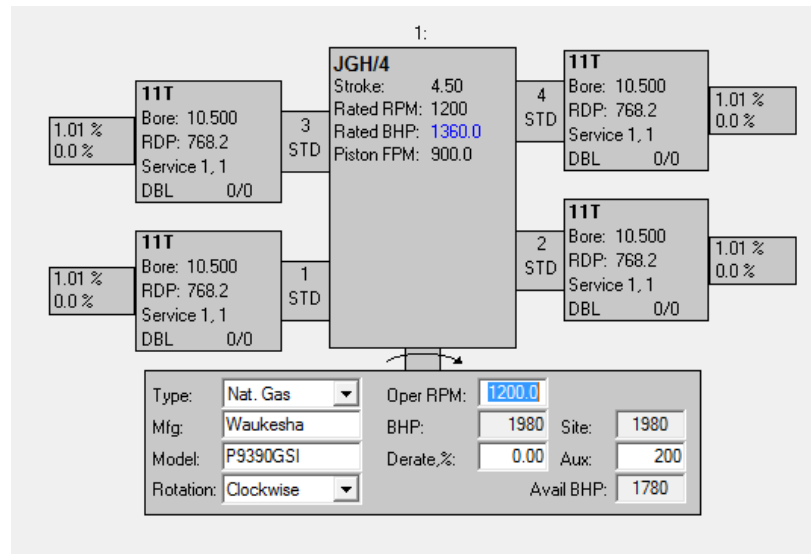
Con los Caudales propuestos, diámetros y longitudes existentes de cada una de las tuberías, se tienen valores de velocidad de fluido que generan un nivel de ruido inferior al máximo permitido por la normatividad colombiana (85 dbA), sin superar la velocidad erosional

Con la aplicación del Software Ariel se ha seleccionado el compresor dejando claro:

- La información requerida
- Consideraciones especiales
- Criterios para la selección del número de etapas

- Determinación de la potencia requerida
- Selección de los cilindros

Siendo la configuración que se muestra a continuación la más apropiada para el objeto del presente proyecto



Revisando las variables que afectan la capacidad las cuales se describen a continuación:

- Presion de Succion
- Presion de descarga
- Temperatura
- Volumen Muerto

Se pudo comprobar que a medida de que la relación de compresión aumenta ya sea por disminución de la presión de succión o aumento en la presión de descarga cada unidad compresora pierde eficiencia en el manejo del volumen a comprimir, disminuyendo drásticamente de 25 MMSCFD de 13,547 MMSCFD calculo

realizado con presión de succión 100 y Presión de descarga de 315 psi. En la tabla zzzzzzz se muestra toda la evaluación del rendimiento de las unidades compresoras seleccionadas de acuerdo a cada una de las variables mencionadas anteriormente

Como conclusión General evaluando el esquema de flujo existente se pudo determinar que:

- Con la distribución actual de diámetros, longitudes de tubería y demás.. el flujo máximo obteniendo una presión de succión de 130 psig de 50,5 MMSCFD, pudiendo incrementar en 500,000 SCFD de más al flujo inicialmente propuesto como Objetivo.
- Para las anteriores condiciones de flujo y presión se requieren las tres (3) unidades compresoras en funcionamiento pudiendo manejar entre ellas un total máximo de 60,48 SCFD, caudal teórico por encima al real que llegaría por la Tubería.
- Para poder aumentar aun mas el flujo desde el Campo la Creciente se requiere la construcción de un Loop de longitud por calcular de acuerdo a la necesidad, en el tramo de mayor longitud.

BIBLIOGRAFIA

ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems

Diseño, construcción de Gasoductos y redes de distribución – Prof: Alvaro Ruiz Rodriguez / Faustino Camargo

Diseño y operación de Unidades de tratamiento y procesamiento de Gas – Compresión de Gas. Prof: Ramiro Guerrero Maldonado

Gas pipeline Design and Distribution Networks, especialización Ing del gas, JasonL.Szabo, y otros

Gas Pipeline Hydraulics – E. ShashiMenon – Taylor & Francis Group

Manual para compresores Ariel;

http://www.arielcorp.com/application_manual/arieldbPseudo-Q_Value.htm

Modulos HYSYS, Instructor: Hermes Peña Velásquez