

**PROPUESTA PARA LA INSTALACION DE UNA ESTACION COMPRESORA
DE GAS NATURAL QUE PERMITA AUMENTAR LA CAPACIDAD
PROVENIENTE DE CAMPO DIFICIL**

LUIS ALFONSO CASTILLO YEPES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2018

**PROPUESTA PARA LA INSTALACION DE UNA ESTACION COMPRESORA
DE GAS NATURAL QUE PERMITA AUMENTAR LA CAPACIDAD
PROVENIENTE DE CAMPO DIFICIL**

LUIS ALFONSO CASTILLO YEPES

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

**DIRECTOR
JULIO CESAR PEREZ
Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	15
1. ANTECEDENTES.....	17
1.1 Alcance del estudio	18
1.2 Planteamiento del problema.....	19
2. JUSTIFICACION.....	20
3. OBJETIVO GENERAL.....	21
3.1 Objetivos Específicos.....	21
4. MARCO TEORICO.....	21
4.1 PARAMETROS DEL GAS NATURAL.....	21
4.1.1 Composición Del Gas Natural.....	22
4.1.1.1 Cromatografía Del Gas Natural.....	22
4.1.2 Peso Molecular.....	23
4.1.3 Factor Compresibilidad.....	23
4.1.4 Viscosidad.....	23
4.2 PARAMETROS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	24
4.2.1 Temperatura De Recibo Del Gas	24
4.2.2 Temperatura Del Aire Ambiente	24
4.3 DISEÑO HIDRAULICO.....	24
4.3.1 ECUACION GENERAL DE FLUJO TURBULENTO TUBERIA ACERO...25	
4.3.1.1 Ecuación De Colebrook-White.....	25
4.3.1.2 Ecuación Panhandle A.....	26
4.3.1.3 Ecuación AGA Para Flujo Parcialmente Turbulento.....	26
4.3.2 ECUACIONES DE FLUJO TUBERIA POLIETILENO.....	27
4.3.2.1 Ecuación Del IGT.....	27
4.3.2.2 Ecuación AGA.....	28
4.4 CRITERIOS DE OPERACIÓN.....	28
4.4.1 Consideraciones De Velocidad.....	28
4.5 PLANTA COMPRESION... ..	29
4.5.1 Componentes.....	31

4.5.2 Etapas De Compresión.....	31
4.5.3 Relación Compresión.....	32
4.5.4 Potencia De Compresión.....	32
4.5.5 Calculo Temperatura De Descarga.....	33
4.5.6 Eficiencia Compresión.....	33
4.5.7 Factores De Eficiencia Operacional.....	33
4.5.8 Calculo Numero Etapas De Un Compresor	34
5. UBICACIÓN Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA TRANSMISION DEL GAS NATURAL.....	34
5.1 ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION FLUIDO.....	34
5.1.1 Sistema Transmisión Campo Difícil-Est. Regulación Tucurinca En Tubería Acero.....	37
5.1.2 Sistema Transmisión Est. Regulación Tucurinca-Est. Regulación KM 0+0,0 Ciénaga En Tubería Acero.....	38
5.2 Sistema Transmisión Est. Regulación KM 0+0,0 Ciénaga-Est. Regulación Mamatoco “Santa Marta” En Tubería Polietileno PE 100.....	39
5.3 Ubicación Y Redes De Transmisión Que Operan En La Estación Regulación Mamatoco-Santa Marta.....	40
5.4. Propuesta Estación Compresora Mamatoco-Santa Marta.....	41
5.5. Esquema Total Sistema Transmisión.....	42
6. CALCULOS HIDRAULICOS.....	43
6.1 Introducción.....	43
6.2 Cromatografía Del Gas Natural.....	43
6.3 Calculo Gravedad Específica Del Gas.....	44
6.4 Criterios Hidráulicos Del Sistema Transmisión.....	44
6.5 Datos De Entrada.....	45
6.6.1 Cálculos Hidráulicos A Condiciones De Operación Actual Para Tubería Acero.....	46
6.6.2 Cálculos Hidráulicos A Condiciones De Operación Actual Para Tubería Polietileno PE 100.....	49
6.7.1 Cálculos Hidráulicos A Condiciones De Operación Proyectada Para Tubería Acero.....	51

6.7.2 Cálculos Hidráulicos A Condiciones De Operación Proyectada Para Tubería Polietileno PE 100.....	54
7. SIMULACION DEL PROCESO EN LA ESTACION COMPRESORA.....	57
7.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE COMPRESION.....	58
7.1.1 Parámetros Del Sistema Compresor-Motor.....	58
7.1.2 Requerimientos antes y después del sistema.....	60
7.2 SIMULACION Y VALIDACION HIDRAULICA DEL PROCESO.....	61
7.2.1 Resultados Y Validación Hidráulica Del Proceso.....	62
8. DIMENSIONAMIENTO UNIDADES DE COMPRESION.....	63
8.1 Relación De Compresión.....	63
8.2 Calculo Etapas De Compresión Del Sistema.....	64
8.3 Calculo Potencia Compresión Del Sistema.....	64
8.4 Calculo Temperatura Descarga Del Sistema.....	65
8.5 SELECCIÓN UNIDAD COMPRESORA EN EL SOFTWARE.....	66
8.5.1 Unidad Moto-Compresora.....	68
8.5.2 Selección Unidad Motora.....	69
8.5.3 Selección Unidad Cilíndrica.....	70
8.5.4 Resumen Del Proyecto Bajo Condición Operativa Ideal.....	72
8.5.5 Resumen Del Desempeño Proyecto Bajo Otras Cond. Operativas.....	74
9.CONCLUSIONES.....	7
10.RECOMENDACIONES.....	79
BIBLIOGRAFIA.....	81

LISTA TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Gravedad Específica G.N.....	44
Tabla 2: Información de campo operacional.....	45
Tabla 3: Resumen Calc. Hidráulicos operación actual tubería acero.....	46
Tabla 4: Resumen calc. Hidráulicos operación actual tubería Polietileno.....	49
Tabla 5: Resumen calc. Hidráulico operación proyectada tubería Acero.....	51
Tabla 6: Resumen calc. Hidráulica proyectada tubería Polietileno.....	54
Tabla 7: Condiciones sistema enfriamiento con agua.....	59
Tabla 8: Velocidad de disparo del motor.....	60
Tabla 9: Condiciones inicial y final Estación Compresora.....	60
Tabla 10: Resultados simulación del proceso.....	62
Tabla 11: Temperatura descarga Gas Natural.- Td.....	65

LISTA FIGURAS

Pág.

Figura 1: Ubicación campo difícil, Sistemas de transmisión y estaciones compresoras existentes del SNT.....	17
Figura 2: Gasoducto ballena-barranquilla.....	18
Figura 3: Esquema típico de una estación compresora.....	30
Figura 4: Unidad compresora Reciprocante.....	31
Figura 5: Localización Bloque Campo Difícil.....	35
Figura 6: Localización Campo Difícil.....	36
Figura 7: Gasoducto Campo Difícil-Tucurinca.....	37
Figura 8: Gasoducto Tucurinca-KM 0+0,0 Ciénaga.....	38
Figura 9: Gasoducto Est. km 0+0,0-Est. Mamatoco.....	39
Figura 10: <i>Estación</i> Regulación Mamatoco-Santa Marta.....	40
Figura 11: Propuesta Estación Compresora Mamatoco-Santa Marta.....	41
Figura 12: Red Transmisión Total.....	42
Figura 13: Cromatografía G.N. Campo Difícil.....	43
Figura 14: Propuesta estación Compresora	57
Figura 15: Simulación <i>proceso Pipe Flow</i>	61
Figura 16: Datos entrada 1.....	67
Figura 17: Datos entrada 2.....	67
Figura 18: Datos de entrada 3.....	68
Figura 19: Modelo Unidad Moto-Compresora.....	68

Figura 20: Características Carcasa "Frame" Compresor.....	69
Figura 21: Características del Motor.....	69
Figura 22: Características unidad cilíndrica.....	71
Figura 23: Análisis del Gas Natural.....	72
Figura 24: Envolverte de Fase.....	72
Figura 25: Unidad Compresora.....	73
Figura 26: Desempeño para Presión Succión 135 Psig.....	73
Figura 27: Escenario para Presión Succión 130 Psig.....	74
Figura 28: Escenario para Presión Succión 125 Psig.....	74
Figura 29: Escenario para Presión Succión 120 Psig.....	75
Figura 30: Escenario para Presión Succión 115 Psig.....	75

RESUMEN

TITULO:

PROPUESTA PARA LA INSTALACION DE UNA ESTACION COMPRESORA DE GAS NATURAL QUE PERMITA AUMENTAR LA CAPACIDAD PROVENIENTE DE CAMPO DIFICIL*

AUTOR:

CASTILLO YEPES LUIS ALFONSO**

PALABRAS CLAVES:

Gasoductos, Tubería de acero, Tubería polietileno, Ecuaciones de flujo, Cálculos hidráulicos, Simulación de procesos, Paquete de compresión, Compresor Reciprocante, Desempeño del sistema de compresión.

DESCRIPCION:

En primera instancia se determinó la ecuación en régimen parcialmente tanto para la línea de transmisión en acero al carbono como para PE 100. Para las líneas en acero al carbono se utilizaron las ecuaciones de Colebrook White, AGA y Panhandle A; Las ecuaciones de IGT y AGA para líneas de transmisión en polietileno PE 100.

La primera simulación para determinar los cálculos hidráulicos de las líneas de transmisión en acero al carbono bajo condiciones actual y futura obedece a la ecuación de Panhandle A, a su vez para la línea de transmisión en polietileno PE 100 obedece a la ecuación AGA.

Para aumentar el suministro de gas natural en el sistema de distribución local en la ciudad de Santa Marta no se requiere comprimir el fluido, si es indispensable la culminación del Loop en 6" PE entre las estaciones de regulación KM 0+0,0 en ciénaga y Mamatoco en la ciudad de santa marta; Son aprox. 12,8 KM de la línea y permite un aumento de 5,0 MMSCFD según los resultados en la línea de acero procedente campo difícil.

La segunda simulación fue con software comercial y se realizó el modelo del proceso de la estación compresora y los sistemas alteros para la succión-descarga de la misma.

La tercera simulación fue determinar el tipo de compresor de tecnología Reciprocante, en esta etapa se validaron parámetro como temperatura descarga, relación y etapas de compresión, potencia, capacidad y carga en el vástago del compresor. Lo anterior para comprimir 5,0 MMSCFD de gas natural a través de dos paquetes de compresión en serie cada uno con una capacidad de 2,5 MMSCFD; Utilizando uno del os sistemas como Stand By en horarios de máxima demanda en el sistema distribución local de Santa Marta, es decir comprimir solamente 2,5 MMSCFD bajo la anterior condición.

* Monografía de Grado

** UIS-Facultad de ingenierías fisicoquímicas-Escuela ingeniería petróleos, Director: Ingeniero Julio César Pérez

ABSTRACT

TITLE:

PROPOSAL FOR THE INSTALLATION OF A COMPRESSING STATION OF NATURAL GAS THAT ALLOWS TO INCREASE THE CAPACITY FROM A DIFFICULT FIELD.*

AUTHOR:

LUIS ALFONSO CASTILLO YEPES**

KEYWORDS:

Gas pipelines, Steel pipe, Polyethylene pipe, Flow equations, Hydraulic calculations, Process simulation, Compression package, Reciprocating compressor, Compression system performance.

DESCRIPTION:

In the first instance, the equation was determined in part for both the transmission line in carbon steel and for PE 100. For the carbon steel lines the Colebrook White, AGA and Panhandle an equations were used; The IGT and AGA equations for transmission lines in polyethylene PE 100.

The first simulation to determine the hydraulic calculations of carbon steel transmission lines under current and future conditions is due to the Panhandle An equation, in turn for the polyethylene transmission line PE 100 obeys the AGA equation.

To increase the supply of natural gas in the local distribution system in the city of Santa Marta, it is not necessary to compress the fluid, if it is indispensable to complete the Loop in 6 "PE between the regulation stations KM 0 + 0,0 in the swamp and Mamatoco in the city of Santa Marta; They are approx. 12.8 KM of the line and allows an increase of 5.0 MMSCFD according to the results in the steel line coming from difficult field.

The second simulation was with commercial software and the process model of the compressor station and the alters systems for the suction-discharge of the same was made.

The third simulation was to determine the type of Reciprocating technology compressor, in this stage parameters such as discharge temperature, ratio and compression stages, power, capacity and load on the compressor shank were validated. The above to compress 5.0 MMSCFD of natural gas through two compression packages in series each with a capacity of 2.5 MMSCFD; Using one of the systems as Stand By in times of maximum demand in the local distribution system of Santa Marta. That is to compress only 2.5 MMSCFD under the above condition.

* Grade monograph

** UIS-Physicochemical engineering faculty-Petroleum engineering school, Director: Engineering Julio César Pérez

INTRODUCCION

Este documento presenta tres tipos de simulaciones para determinar la condición favorable para los sistemas de transmisión y la propuesta de comprimir el fluido ante un aumento en el suministro procedente de campo difícil hasta la estación regulación Mamatoco, sitio escogido para tal fin; Las siguientes son las simulaciones del proyecto:

Análisis hidráulico bajo condiciones actuales y futuras para determinar la presión óptima ante un aumento en la capacidad de transmisión.

Proceso hidráulico a través de software comercial para el sistema de compresión y las líneas para la succión - descarga de la misma, según el resultado óptimo hallado en el proceso simulación hidráulica.

Determinar el desempeño de la unidad compresora seleccionada de tecnología Reciprocante según los requerimientos ante el aumento en el suministro hallado en la simulación hidráulica y de proceso del sistema.

Las anteriores simulaciones son la base para una posterior ingeniería detallada y la puesta en marcha de los procesos constructivos del proyecto.

Los primeros tres capítulos en su orden; antecedentes, justificación y objetivos, presentan el estudio inicial del proyecto; su localización, alcance del estudio, planteamiento del problema etc.

La metodología del proyecto consta de los siguientes capítulos:

Capítulo 4. Marco Teórico.

Especificaciones y bases de diseño para tres tipos de simulaciones; cálculos hidráulicos, líneas transmisión, proceso del sistema de compresión, tipo compresor y su desempeño de tecnología Reciprocante.

Capítulo 5. Ubicación y características de las líneas de transmisión.

Desde campo difícil hasta la estación regulación Mamatoco en la ciudad santa marta sitio propuesto para la estación de compresión gas natural.

Capítulo 6. Cálculos hidráulicos.

Se determina la ecuación de flujo en régimen parcialmente turbulento que valide la información de campo para las líneas de acero al carbono y polietileno PE 100; Para su posterior aplicación en los cálculos ante el aumento en el suministro óptimo del sistema; también se determina en este capítulo otros parámetros importantes en la operatividad del gas natural en gasoductos.

Capítulo 7. Simulación del proceso de compresión en software comercial.

Incluye el dimensionamiento de las líneas de conexión en succión y descarga para las unidades de compresión de acuerdo a parámetros como la velocidad erosional en la tubería. Se determina la potencia de los equipos de tecnología Reciprocante para dar cumplimiento a los requerimientos de energía del sistema óptimo de acuerdo a los cálculos hidráulicos.

Capítulo 8. Selección Tipo y Desempeño Compresor.

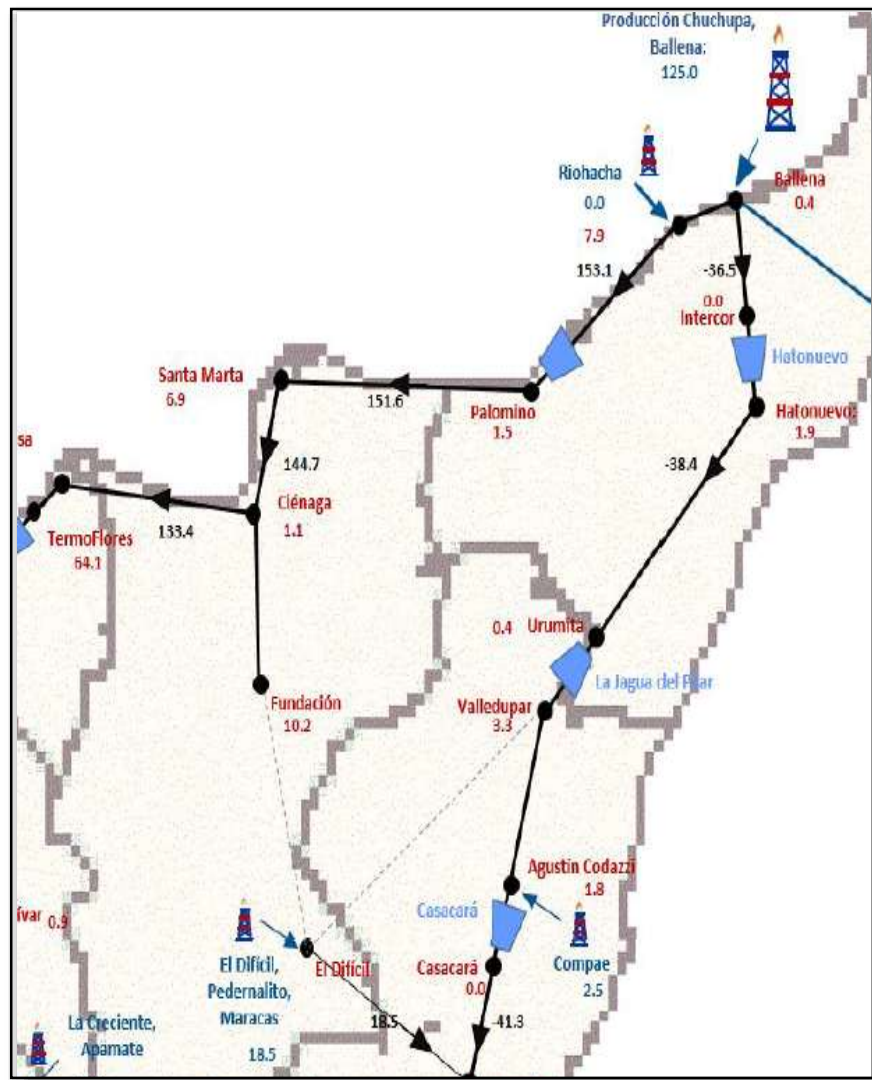
Se selecciona el tipo compresor a través de un software tecnología Reciprocante, lo anterior a partir de datos arrojados en los cálculos hidráulicos y la simulación del proceso. Se verifica el desempeño del paquete compresión incluyendo la conexión para la succión y descarga, a través de parámetros como temperatura descarga, potencia, capacidad y carga en el vástago del pistón del sistema.

Por último se dan las conclusiones y recomendaciones para el proyecto; Así como las referencias bibliográficas empleadas.

1. ANTECEDENTES

El campo difícil se encuentra ubicado en el municipio de Ariguani –Dto. Del Magdalena y presenta una producción actual de 17,6 MMSCFD.

Figura 1: Ubicación campo difícil, Sistemas de transmisión y estaciones compresoras existentes del SNT.



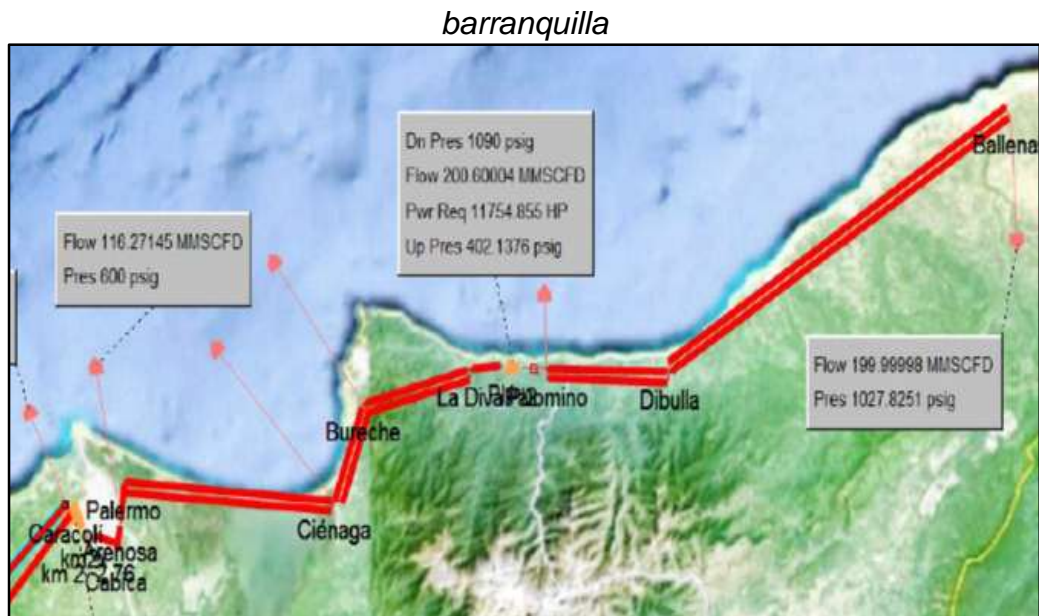
Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética. 2018

La línea transición hacia la ciudad de Santa Marta se halla establecida en 118,7 KM de 8" \varnothing Carbon Steel entre campo difícil y la estación regulación Tucurín; 51 KM de 10" \varnothing Carbon Steel entre la estación regulación Tucurín y la estación

KM 0+0,0 en ciénaga; 23 KM en 8” ϕ con Loop de 10,2 KM en 6” ϕ tubería polietileno PE 100 entre la estación KM 0+0,0 en ciénaga y la estación regulación Mamatoco en la ciudad de Santa Marta , sitio propuesto para la ubicación de la estación compresora.

En el grafico anterior se puede observar que la línea transmisión del proyecto no presenta ningún sistema para la compresión del gas natural; Si para el SNT en el tramo Ballena –Barranquilla a la altura de la estación palomino que cuenta con 3 turbo compresores solares turbinas, de los cuales dos se hallan en operación y uno *Stan-By* para garantizar la confiabilidad de compresión.

Figura 2: Gasoducto ballena-



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética. 2018

1.1 ALCANCE

Se entregara los cálculos hidráulicos a través ecuaciones de flujo régimen parcialmente turbulento para determinar el modelo matemático que más se asemeje a las condiciones actuales de presión y flujo que nos permita proyectar con cierto grado de confiabilidad la presión de operación del sistema ante el aumento en el suministro solicitado desde Campo Difícil hasta la estación Mamatoco en la ciudad de Santa Marta; Con base en lo anterior realizar

simulación del Proceso y Desempeño tipo de Compresor Tecnología Reciprocante mediante software para tales fines. Toda esta documentación junto con la filosofía de una estación compresora, son en conjunto una alternativa para aumentar el suministro de gas natural.

Alcances detallados del Proyecto:

- Diagrama e instrumentación del Gasoducto existente con longitudes y diámetros desde Campo Difícil hasta la Estación Mamatoco.
- Cromatografía del Gas Natural proveniente de Campo Difícil
- Condiciones Diseño y operación; Para el gasoducto SNT hacia Barranquilla y el gasoducto regional de Santa Marta.
- Condiciones Atmosfera del sitio propuesto para la Estación Compresora; Presión atmosférica, altura sobre Nivel del Mar, Temperatura mínima, Temperatura Promedio y Temperatura Máxima.
- Desarrollo ingeniería conceptual para los sistemas alternos y propios al paquete de compresión de una estación con Tecnología Reciprocante.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La demanda de gas natural en la ciudad de Santa Marta y en los principales centros de consumo de la región caribe, presentan un aumento significativo en los sectores Domiciliario, Comercial “terciario”, GNVC, Industrial, y principalmente las termoeléctricas en periodos de fenómeno del niño; Hacen necesario la implementación de alternativas que permitan garantizar el suministro continuo y aumentar la confiabilidad del sistema. Teniendo en cuenta la declinación productiva en los campos de la guajira, para el año 2014 fue reinaugurada la planta gas natural Campo Difícil con una producción de 17,6 MMSCFD de los cuales 5,8 MMSCFD hacia la ciudad de Santa Marta a través de la línea en tubería de acero entre campo difícil y la estación Regulación KM+0 ubicada en la Yee de Ciénaga el cual fue culminado para ese mismo periodo. Con la puesta en operación de este proyecto la ciudad de Santa Marta dejó recibir gas natural proveniente de los Campos de la Guajira, para lo anterior se

construyó un Gasoducto en 8" PE 100 entre la estación KM+0 y la estación Regulación Mamatoco en la ciudad de Santa Marta.

El presente documento ha de servir como una herramienta básica para el proyecto, en el cual se desarrolle a futuro la ingeniería detallada y la fase de construcción; a través de la simulación en las condiciones actuales y futuras que permitan dar inicio a requerimientos de entrega de 5,8 MMSCFD a 10,8 MMSCFD para la red de distribución en la ciudad de Santa Marta e inyectar 5,0 MMSCFD al gasoducto nacional hacia la ciudad de Barranquilla.

2. JUSTIFICACION

En desarrollo de las disposiciones del decreto 2100 de 2011 la CREG ha venido desarrollando alternativas para asegurar la confiabilidad en el sector del gas natural: proyectos *Peak Shaving* o almacenamiento criogénico, almacenamiento subterráneo, inversiones de respaldo en plantas de tratamiento, plantas de regasificación de GNL; En líneas de transmisión las alternativas son gasoductos redundantes y **sistemas de compresión**. Este último ofrece muchas ventajas en tiempos de construcción y operación del mismo en comparación con el otro modelo utilizado en transporte de gas natural.

La alternativa de un sistema de compresión del gas natural para aumentar la capacidad de suministro de 17,6 MMSCFD a una condición máxima de 27,6 MMSCFD desde campo Difícil, beneficia a importantes núcleos urbanos en la costa atlántica de Colombia como son las ciudades de Santa Marta y Barranquilla para el suministro de gas natural a los sectores Domiciliario, Comercial Terciario, GNVC, Industrial y en algún momento al sector Termo eléctrico ; Lo anterior se fortalece si se tiene en cuenta la declinación de los campos de la Guajira y que para el año 2026 se proyecta el ocaso en la producción de gas natural de los mismos, que abastecen durante muchos años gran parte de estos sectores de consumo.

Esta alternativa permite hacer frente a la demanda previsible del mercado durante un periodo de tiempo determinado, a través de una correcta gestión energética de los sistemas involucrados.

3. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar la propuesta de una estación compresora de gas natural proveniente de Campo Difícil, mediante Cálculos Hidráulicos, Simulación de Proceso y desempeño tipo de compresor tecnología Reciprocante que garantice las presiones requeridas ante el aumento de suministro.

3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el esquema de flujo desde Campo Difícil hasta la estación de regulación Mamatoco en Santa Marta.
- Elaborar los cálculos hidráulicos a través de ecuaciones de flujo en régimen parcialmente turbulento para determinar el comportamiento del sistema más próximo a la operación actual y que este modelo matemático sea la base para calcular la presión de entrega de acuerdo a los requerimientos de capacidad solicitada en el proyecto.
- Realizar el diagrama de flujo del proceso de compresión del sistema, mediante la simulación en el software comercial.
- Seleccionar el tipo de compresor de tecnología Reciprocante, mediante el análisis del desempeño de diferentes modelos que ofrece un software comercial para ese tipo de evaluación.

4. MARCO TEORICO

4.1 PARAMETROS DEL GAS NATURAL

El manejo del Gas Natural en Gasoductos requiere el conocimiento de procesos de fluidos compresibles, diagramas de fase y todas sus aplicaciones en el comportamiento de la mezcla gaseosa, cálculo de las propiedades fisicoquímicas del fluido; La deducción de las diferentes ecuaciones de flujo que permiten determinar la capacidad transporte del gasoducto, requerimientos de presión, capacidad de almacenamiento, etc. Los albores de la industria de Transporte del Gas Natural por tuberías, se usaron ecuaciones deducidas para condiciones de baja presión y relativamente bajos flujos comparados con la actualidad, lo que indica que las ecuaciones han venido sufriendo ajustes o modificaciones hasta lo que actualmente tenemos en aras de lograr aproximarse cada vez a lograr representar el comportamiento hidráulico real, lo que redundaría en determinaciones más exactas de los diámetros de la tubería y las condiciones de flujo; Esto lógicamente tiene impactos económicos y confiabilidad en la operación de los sistemas. (Camargo, 2016).

4.1.1 COMPOSICION DEL GAS NATURAL Para los procesos de Cálculos Hidráulicos de Gasoductos, Sistemas de Medición, Sistemas de Compresión, Plantas de Procesamiento y acondicionamiento del gas, sistemas de filtración, Cálculos de Válvulas de Control, Reguladores, Válvulas de Seguridad, etc.; Se requiere información relacionada con las propiedades del gas. La gravedad específica, peso molecular y viscosidad inciden en el cálculo de la capacidad de flujo en la tubería y en la caída de presión; El aumento de la gravedad específica predice la condensación de condensados de hidrocarburos pesados a mayores temperaturas lo que podría afectar negativamente la operación del sistema de transporte y distribución. Un cambio en la gravedad específica podría afectar los cálculos de capacidad del gasoducto o de los compresores. (Camargo, 2016).

4.1.1.1 CROMATOGRAFIA DEL GAS NATURAL La cromatografía es una técnica de separación combinada con las ecuaciones de estado del reporte AGA 8 ha llegado a ser un método estándar para determinar algunas propiedades gas natural. (Camargo, 2016)

4.1.2 PESO MOLECULAR El peso molecular se usa indirectamente en las ecuaciones de flujo y se puede expresar como función del peso molecular (PM) del aire y la GE del gas; Como $PM = GE * PM \text{ aire}$.

Ahora en función de la composición molar del gas se expresa como la sumatoria de la fracción molar del compuesto puro por su peso molecular:

$$PM = \sum_{i=1}^n (X_i * GE_i)$$

Donde:

GE: Gravedad Especifica de la mezcla gaseosa

GE_i: Gravedad Especifica del compuesto puro _i

X_i: Fracción molar compuesto puro _i. (Camargo, 2016)

4.1.3 FACTOR COMPRESIBILIDAD La ley de los gases ideales asume ciertos criterios que no se cumplen en la práctica, tales como que el volumen de las moléculas es despreciable, que no existe atracción molecular, que las moléculas son elásticas, que la energía cinética de las moléculas es proporcional a la temperatura. Esto hace que la tratar con gases reales, su comportamiento se desvíe del idealizado. Por tal motivo las formulas deducidas asumiendo comportamiento ideal deben corregirse para ajustar al real, lo cual se logra introduciendo un “factor de compresibilidad “(Z). Para las condiciones normales de un gasoducto el rango de compresibilidad es típicamente 0.825-0.925. (Camargo, 2016)

4.1.4 VISCOSIDAD La viscosidad no tiene efecto significativo sobre el comportamiento de flujo en régimen turbulento, sin embargo para flujo parcialmente turbulento el efecto puede ser significativo. (Camargo, 2016)

4.2 PARAMETROS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

4.2.1 TEMPERATURA DE RECIBO DEL GAS La temperatura del gas es una variable de operación importante en la mecánica de fluidos de gasoductos ya que representa una condición límite en la evaluación del perfil de temperatura a lo largo de la línea o entre estaciones compresoras. (Camargo, 2016)

4.2.2 TEMPERATURA DEL AIRE AMBIENTE Este parámetro se usa para predecir la potencia disponible de una estación compresora proyectada o existente. La disminución de la temperatura ambiente aumenta la potencia, debido al incremento de la densidad del aire entrante a la reducción de las cargas en los enfriadores. (Camargo, 2016)

4.3 DISEÑO HIDRAULICO

En gasoductos se tiene siempre flujo turbulento por lo que no puede predecirse teóricamente sino mediante experimentos y relacionarlas a las variables de flujo. En el caso del gas natural en una sola fase estas consisten esencialmente en pérdidas por fricción (por rugosidad y viscosidad) y “ f ” es el factor de fricción adimensional, que es función de la rugosidad relativa (e/D) e independiente de las propiedades del fluido cuando el flujo es turbulento.

En situaciones de flujo parcialmente turbulento, el factor de arrastre es equivalente a la rugosidad efectiva. No toma en cuenta la rugosidad superficial interna, sino las no idealidades del flujo debido a codos, cordones de soldadura, accesorios, material particulado entrando.

Se considera régimen transitorio o parcialmente turbulento: $3000 < Re < 4000$.
(Camargo, 2016)

4.3.1 ECUACION GENERAL DE FLUJO TURBULENTO TUBERIA ACERO.

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

$$Q = 1,6151 \cdot (T_b/P_b) \cdot [(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5 / (G \cdot T_f \cdot L \cdot \square)]^{0,5}$$

Donde:

Q=Rata de flujo en SCFH a T_b y P_b

T_b =Temperatura base en °R

P_b =Presión base Psia

P_1 =Presión en el punto inicial Psia

P_2 =Presión en el punto final Psia

T_f =Temperatura flujo promedio °R

G=Gravedad específica del gas

L=longitud de la tubería en millas

\square =Factor de fricción. (Camargo, 2016)

4.3.1.1 ECUACION DE COLEBROOK-WHITE

$$Q = 38,77 \cdot (T_b/P_b) \cdot [(P_1^2 - P_2^2) / (G \cdot T_f \cdot L \cdot Z)]^{0,5} \cdot 4 \cdot \text{Log.} (K_e / 3,7D + 1,4 \cdot (1/f)^{0,5} / R_e) \cdot D^{2,5}$$

Donde:

Q=Rata de flujo en MMSCFD a T_b y P_b

D=Diámetro interno del tubo (pulgadas)

T_b =Temperatura base en °R

P_b =Presión base Psia

P_1 =Presión en el punto inicial Psia
 P_2 =Presión en el punto final Psia
 T_f =Temperatura flujo promedio °R
 G =Gravedad específica del gas
 L =longitud de la tubería en millas
 Z =Factor compresibilidad promedio
 K_e =Viscosidad (Lb/Ft-Seg.)
 f = Factor de fricción, adimensional
 Re =Numero de Reynolds. (Camargo, 2016)

4.3.1.2 ECUACION PANHANDLE A

Es una ecuación que depende del número Reynolds y es una aproximación razonable a la ley del tubo liso de Prantl-Von Karman.

$$Q = 439,9 \cdot (T_b/P_b)^{1,0788} \cdot [(P_1^2 - P_2^2) - E / (G^{0,8539} \cdot T_f \cdot L \cdot Z_{av})]^{0,5394} \cdot D^{2,6182}$$

Donde:

Q =Rata de flujo en MMSCFD a T_b y P_b
 D =Diámetro interno del tubo (pulgadas)
 T_b =Temperatura base en °R
 P_b =Presión base Psia
 P_1 =Presión en el punto inicial Psia
 P_2 =Presión en el punto final Psia
 T_f =Temperatura flujo promedio °R
 G =Gravedad específica del gas
 L =longitud de la tubería en millas
 Z_{avg} =Factor compresibilidad promedio
 E : Factor unión longitudinal (Soldadura). (Camargo, 2016)

4.3.1.3 ECUACION AGA PARA FLUJO PARCIALMENTE TURBULENTO

Para flujo parcialmente turbulento o bajas ratas de flujo, el factor de fricción es un múltiplo constante del obtenido por la ley de la tubería lisa. La ecuación del factor de arrastre para flujo turbulento es una expresión implícita, que al sustituirla en la ecuación general se obtiene la AGA para flujo parcialmente turbulento.

$$Q = 38,774 \cdot (T_b/P_b) \cdot [(P_1^2 - P_2^2) - E/(G \cdot T_f \cdot L \cdot Z_{av})]^{0,5} \cdot 4D_f \cdot \text{Log} \cdot (N_{re}/(1,4126 \cdot (1/f)^{0,5})) \cdot D^{0,5}$$

Donde:

Q=Rata de flujo, MMSCFD

T_b=Temperatura base, 60°F

P_b=Presión base, 14,65 Psia

P₁=Presión corriente arriba, Psia

P₂=Presión corriente abajo, Psia

T_f=Temperatura flujo promedio °R

G=Gravedad específica del gas

Z_{av} =Factor compresibilidad promedio, rango típico 0,85-0,95

L=longitud de la línea, millas

μ=Viscosidad dinámica, Lb/ (pie. Seg)

N_{re}=Numero Reynolds, adimensional

D_f= factor de arrastre

□=Factor de fricción

NOTA: D_f rango (0,92-0,98); si existe material particulado T_f=0,80.
(Camargo, 2016)

4.3.2 ECUACIONES DE FLUJO TUBERIA POLIETILENO

4.3.2.1 ECUACION DEL IGT

$$Q = 0,6643 \cdot (T_b/P_b) \cdot [(P_1^2 - P_2^2) / (T_f \cdot L)]^{5/9} \cdot [D^{2,667} / (G^{4/9} \cdot \mu^{1/9})]$$

Donde:

Q=Rata de flujo, MSCFH

T_b=Temperatura base, 60°F

P_b=Presión base, 14,70 Psia

P₁=Presión corriente arriba, Psia

P₂=Presión corriente abajo, Psia

T_f=Temperatura flujo promedio se toma por defecto 520°R

G=Gravedad especifica del gas

L=longitud del tramo, en pies

D=Diámetro tubería, en pulgadas

μ = Viscosidad, se toma por defecto 7,0*10⁻⁶ Lb/pie. Seg. (Calderón, 2016)

4.3.2.2 ECUACION AGA

$$Q = (\Delta P^{0,5555} * D^{2,667}) / (945,01 * L^{0,5555})$$

Donde:

$$C = 227155 / D^{4,8}$$

Q=Caudal en SMCH

L=longitud del tramo, mts

D=Diámetro interno tubería, mm

$\Delta P^2 = P_1^2 - P_2^2$; Donde P₁ Y P₂ son las presiones flujo arriba y flujo abajo del tramo en Kpa respectivamente. (Calderón, 2016)

4.4 CRITERIOS DE OPERACIÓN

4.4.1 CONSIDERACIONES DE VELOCIDAD En general, todos los casos de velocidades mayores a 20 m/seg. Deben llamar la atención y revisarse el diseño o las condiciones de operación. Las velocidades mayores a las indicadas en un gasoducto pueden causar vibración y erosión, por el impacto del material particulado en las instalaciones corriente abajo y esto acompañado de alta caída presión trae problemas operativos.

La máxima velocidad de un fluido compresible está limitada por la velocidad de propagación de la onda de presión que viaja a la velocidad del sonido en el gas. Si la caída de presión es suficientemente alta, la velocidad del sonido del gas alcanzara la velocidad del sonido.

La velocidad erosiva se obtiene de la ecuación:

$$V_e = C/\rho^{0,5}$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional, ft/seg.

C= es una constante por un valor $75 < C < 150$, se toma 100

ρ = densidad del gas, ft/seg.

Para gasoducto se recomienda tomar el diámetro en el cual la velocidad del gas está en el rango 40% al 50% de la velocidad erosional, lo que equivale a un valor entre 10 a 20 m/seg. 0 33 a 43 ft/seg. (Camargo, 2016)

4.5 PLANTA COMPRESION

Es una instalación diseñada para aumentar la presión del gas natural, desde un nivel de menor presión a una de mayor presión con el objetivo de transportar el fluido. Una planta compresora está formada por una o más unidades compresoras, accionadas cada una de estas por un motor que normalmente es de combustión interna. Las unidades moto-compresoras se instalan en el interior de la edificación especialmente diseñadas para protegerlas de la acción del medio ambiente y la vez facilitar las labores de operación y manteniendo de las mismas¹.

¹ Diseño de plantas de compresión de gas. [En línea]. [2013]. [Citado 15 Febrero 2018]. Disponible en internet: <http://documents.tips/documents/disen-de-plantas-de-compresion-de-gasdocx.html>

Figura 3: Esquema típico de una estación compresora

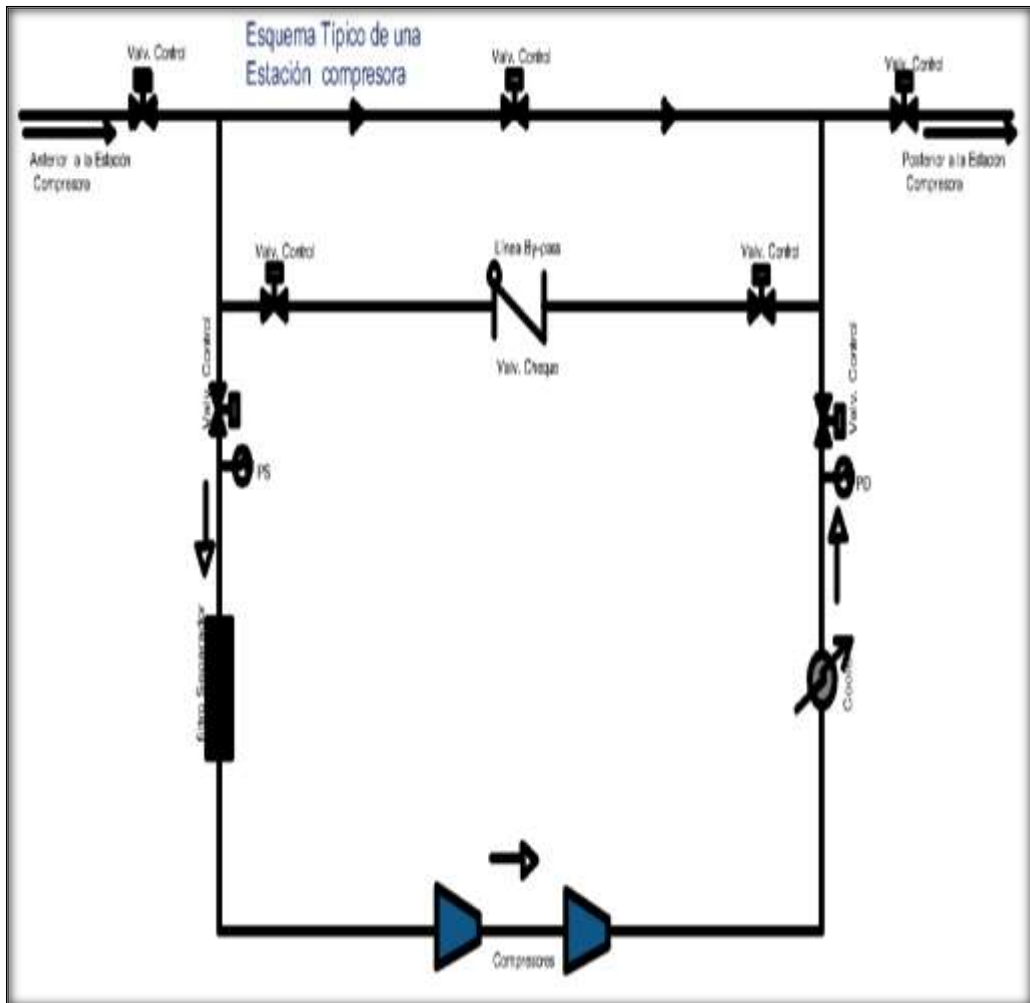


Figura 4: Unidad compresora Reciprocante



4.5.1 COMPONENTES²

- Filtro General de Succión
- Válvula de Succión
- Filtro Succión
- Moto-Compresor
- Sistema Lubricación
- Sistema Enfriamiento
- Válvula Descarga
- Sistema lubricación coalescente en la descarga.

4.5.2 ETAPAS DE COMPRESION

- La compresión se lleva por etapas por las siguientes razones:
- Para permitir la temperatura de descarga de cada etapa a niveles que sean seguros desde el punto de vista limitaciones mecánicas o tendencia ensuciamiento del gas.
- Para aumentar la eficiencia total de compresión a fin de obtener una reducción potencial manteniéndola como sea posible, optimizando la inversión inicial en enfriadores inter etapas y costos de operación del agua de enfriamiento contra ahorro de energía

4.5.3 RELACION COMPRESION Es la relación entre la presión descarga y la presión de succión. Una relación de compresión demasiado elevada causa excesiva temperatura descarga y otros problemas como el calentamiento del cilindro del compresor.

$$R = P_d / P_s$$

Donde

R= Relación compresión

P_d=Presión descarga

² Ibid., p. 29

P_s =Presión succión

4.5.4 POTENCIA DE COMPRESION La potencia es la rata de trabajo; Para determinar la potencia de un compresor, primero se determina el trabajo ejecutado en un ciclo y se multiplica por el número de revoluciones convirtiéndolo a caballos de fuerza.

$$H_p = MEP * SV * N / 396000$$

Donde:

MEP=Presión media efectiva en Psi.

SV= Volumen barrido por el pistón en Plg³.

N= # Revoluciones en RPM.

396000 Constante para conversión en HP. (GUERRERO, 2016)

4.5.5 CALCULO TEMPERATURA DE DESCARGA Bajo el contexto que el proceso de compresión es un proceso adiabático, la temperatura descarga se puede calcular con la siguiente formula:

$$T_d = T_s * R^{(K-1)/K}$$

Donde:

T_d = Temperatura descarga, °F

T_s = Temperatura succión, °F

R= Relación compresión

K= Rata calor especifico. (GUERRERO, 2016)

4.5.6 EFICIENCIA COMPRESION La eficiencia de compresión es la relación de los caballos de potencia teóricos del gas sobre los reales, para el caso de compresores recíprocos la eficiencia mecánica oscila entre 88% y 95%

dependiendo del tamaño y tipo de compresor.³ Los principios son de compresión isotrópica, viene dado por la formula

$\eta = \Delta h_{\text{ideal}} / \Delta h_{\text{real}}$ Donde h es la entalpia del fluido. (GUERRERO, 2016)

4.5.7 FACTORES DE EFICIENCIA OPERACIONAL

- Por lo general se diseñan compresores para temperaturas de descarga de 300°F para compresores lubricados o 350°F para compresores no lubricados.
- La velocidad promedio del pistón oscila entre 700 ft/min. Para compresores no lubricados y 850 ft/min. Para compresores lubricados.
- La relación de compresión $R = P_d / P_s$ es casi siempre inferior a 5. (GUERRERO, 2016)

4.5.8 CALCULO NUMERO ETAPAS DE UN COMPRESOR Para determinar el número de etapas de un compresor multicilíndrico se utiliza las presiones de absolutas de descarga y succión que realiza el sistema.⁴

$$RC = \sqrt[n]{\frac{P_d}{P_s}}$$

Donde:

RC= Relación compresión por etapa

P_d = Presión descarga, Psia

P_s = Presión succión, Psia

n= # aprox. De etapas compresión

³ Ibid., p. 29

⁴ Ibid., p. 29

5. UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA TRANSMISION DEL GAS NATURAL.

5.1 ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION FLUIDO

El esquema entre la estación de transferencia de custodia ubicada en Campo Difícil y la estación regulación Mamatoco ubicada en la ciudad de Santa Marta fue suministrada por la empresa distribuidora Gases del Caribe y complementada con información hallada en la red; Este esquema se divide en tres componentes y un esquema final.

- Conexión en tubería de acero desde Campo Difícil hasta la estación regulación KM 0+0,0 ubicada en el Municipio de Ciénaga (Magdalena)
- Conexión en tubería de Polietileno PE 100 desde la estación regulación KM 0+0,0 Ciénaga hasta la estación regulación Mamatoco ubicada en la ciudad de Santa Marta.
- Ubicación y redes de transmisión que operan en la estación regulación Mamatoco-Santa Marta
- Propuesta estación Compresora Gas Natural
- Esquema total del sistema transmisión.

La producción actual del Campo Difícil es de aprox. 17,6 MMSCFD, De la estación de entrega parte con una línea de transmisión 8" *Carbon Steel High Density* con una longitud de 27 KM hacia el colector Bosconia donde se mezcla con el gas proveniente de Campo cuatro vientos para ser transportado a diferentes centros de consumo en los departamentos de Cesar y Magdalena.

Figura 5: Localización Bloque Campo Difícil



Fuente: Tomado de Empresa Colombiana de Petróleos. Información Interna. Ecopetrol. 2018.

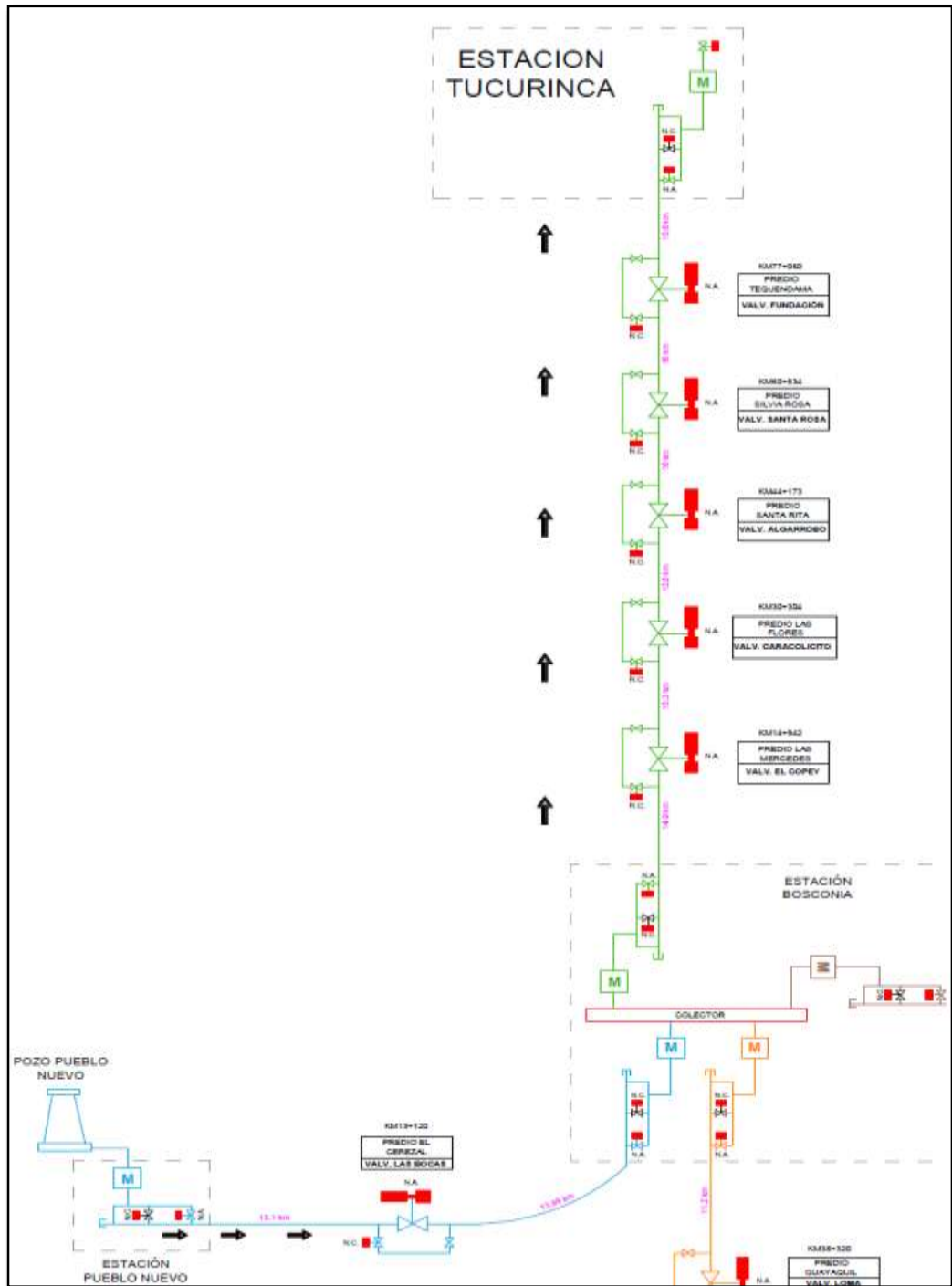
Figura 6: Localización Campo Difícil



Fuente: Google Earth. Mapa mundial. En línea. Disponible en: Google Earth

5.1.1 Sistema transmisión Campo Difícil-Est. Regulación Tucurínca en Tubería Acero

Figura 7: Gasoducto Campo Difícil-Tucurínca

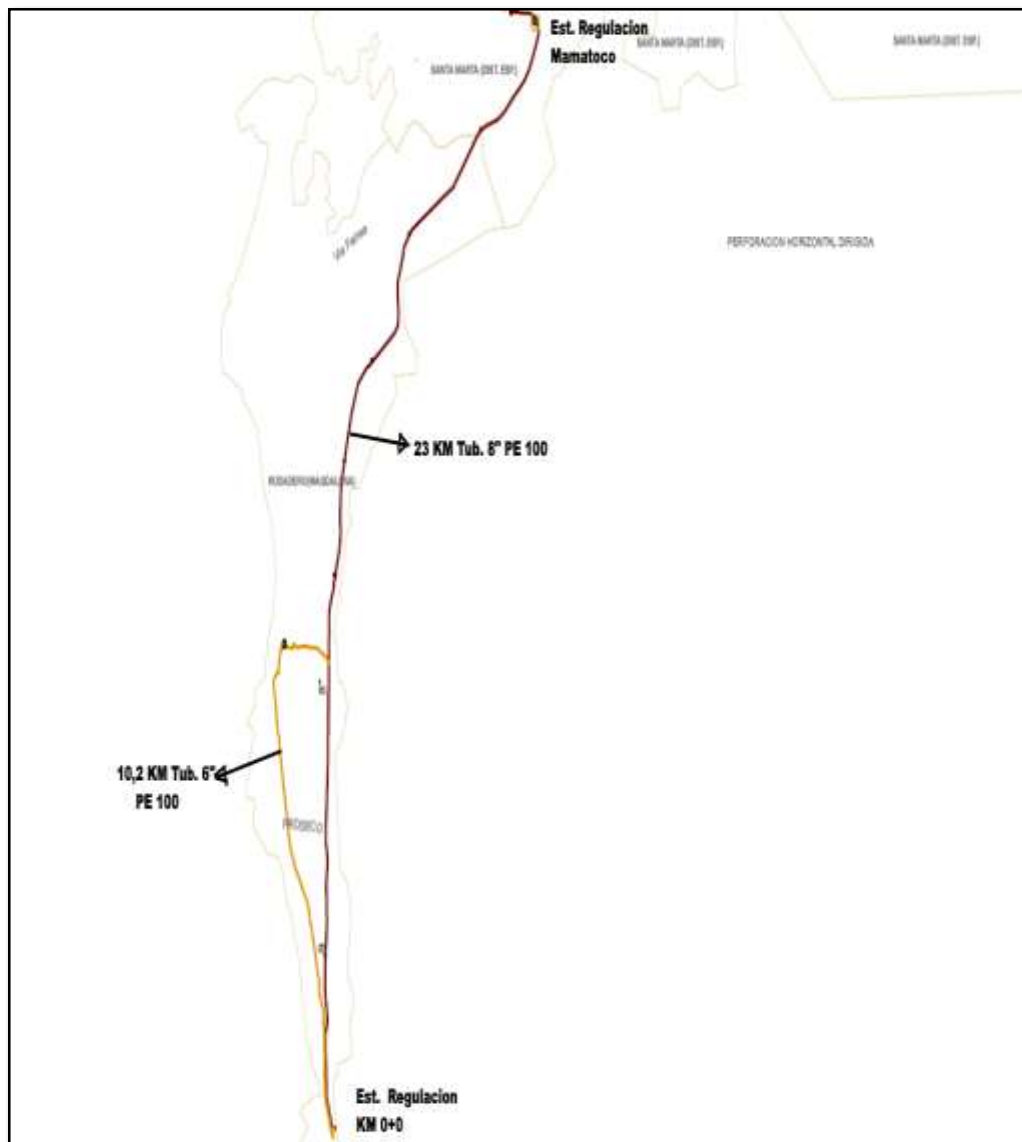


Fuente: Tomado de Empresa Gases Del Caribe. 2018

Este proviene del colector Bosconia con Caudal de 8,2 MMSCFD suministra 2,4 MMSCFD a la región que abarca los municipios de Fundación, Reten, Aracataca, zona Bananera y parte de ciénaga, llegando a la estación regulación KM 0+0,0 con un flujo de 5,8 MMSCFD hacia la ciudad de Santa Marta.

5.2 Sistema transmisión Est. Regulación KM 0+0,0 Ciénaga-Est. Regulación Mamatoco “Santa Marta” en Tubería Polietileno PE 100.

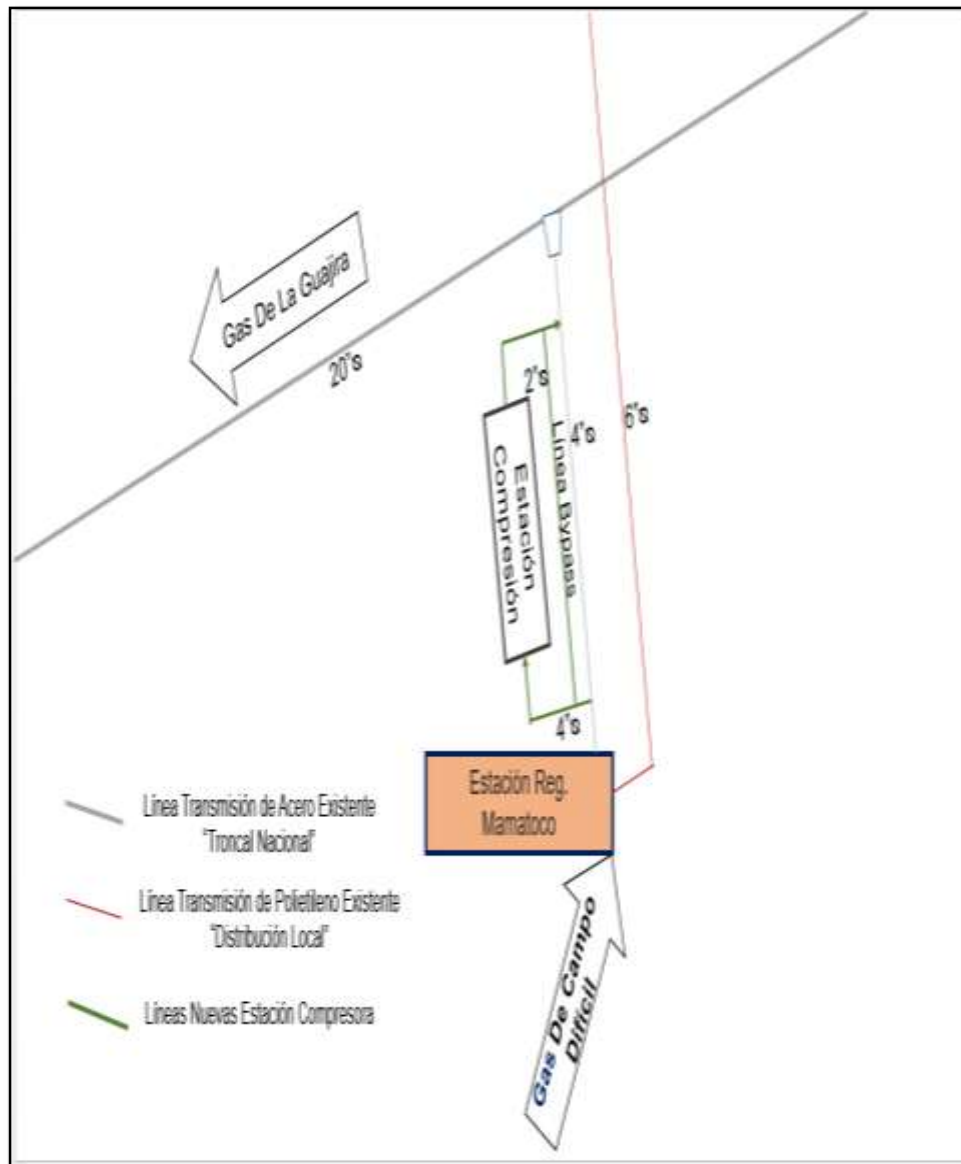
Figura 9: Gasoducto Est. km 0+0,0-Est. Mamatoco



Fuente: Tomado de Empresa Gases Del Caribe.2018

5.4. Propuesta estación Compresora Mamatoco-Santa Marta

Figura 11: Propuesta Estación Compresora Mamatoco-Santa Marta



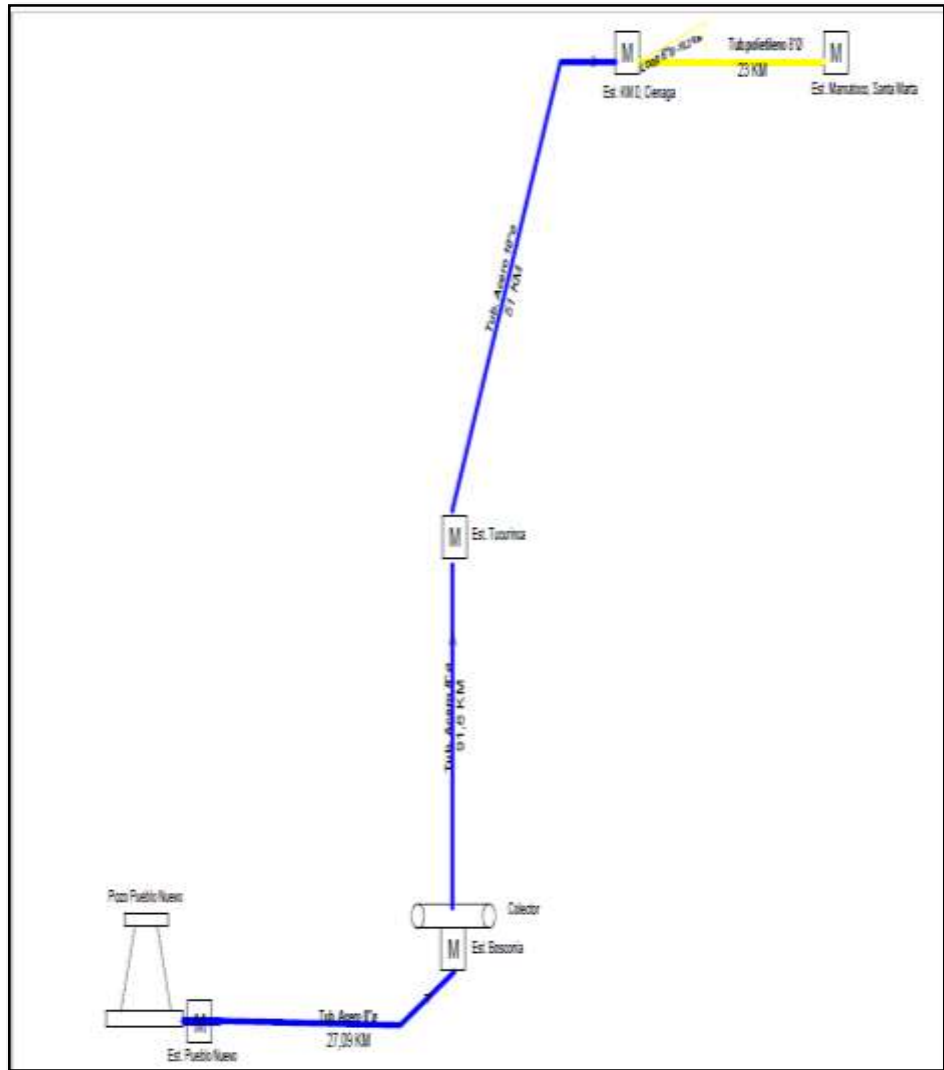
Requerimientos operacionales para el sistema:

- Capacidad proveniente Campo Difícil 5,0 MMSCFD Presión requerida sistema distribución local Santa Marta en tubería de 6" PE 100 a la salida estación Reg. Mamatoco; Rango entre 120 psig -135 psig.

- Sistema Nacional Transporte “SNT” en esa área del proyecto, requiere una presión entre 600 psig-700 psig.

5.5. ESQUEMA TOTAL SISTEMA TRANSMISION

Figura 12: Red Transmisión Total



La red de transmisión existe consta de 118,7 km tub. Acero al carbono de 8” \varnothing , 51 km tub. Acero al carbono de 10” \varnothing ; 23 km tub. Polietileno PE 100 8” \varnothing y esta línea cuenta con un loop que inicia a partir de la estación km 0+0,0 con una longitud de 10,2 km.

6. CALCULOS HIDRAULICOS

6.1 INTRODUCCION

En esta etapa del proyecto se utilizan las ecuaciones de flujo en régimen parcialmente turbulento, sea sistema transmisión en tubería de Acero al carbono o polietileno alta densidad PE 100; Lo anterior es debido a las condiciones de capacidad y operación de los sistemas de gasoductos involucrados en el mismo. Se determina la ecuación cuyos cálculos hidráulicos se aproximen más a las condiciones operacionales actuales entre caudal v_{rs} presión, esta ecuación es la empleada para determinar los aumentos de capacidad de flujo a partir de un máximo de 10 MMSCFD equivalente a caudal proyectado de 27,6 MMSCFD desde Campo Difícil.

6.2 CROMATOGRAFIA DEL GAS NATURAL

Figura 13: Cromatografía G.N. Campo Difícil

ITEM	COMPONENTE	FORMULA	PORCENTAJE
1	Metano	CH ₄	92.7016
2	Nitrógeno	N ₂	1.0072
3	Dióxido de carbono	CO ₂	0.4206
4	Etano	C ₂ H ₆	3.1476
5	Propano	C ₃ H ₈	1.6292
6	i-Butano	C ₄ H ₁₀	0.3432
7	n-Butano	C ₄ H ₁₀	0.4485
8	i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.1538
9	n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.0841
10	Hexano	C ₆ H ₁₄	0.0642
	TOTAL:		100.0000

Gas Tucumanca

- Gravedad Especifica real de la mezcla a condiciones base, 14.65 PSIA y 60° F: $Gr = G_l \cdot (Z_{s_{avg}} / Z_s) = 0.6120$
- Poder Calorífico Bruto Real a condiciones base, 14.65 PSIA y 60° F: 1070.5 BTU/P³
- Densidad del Gas a condiciones base, 14.65 PSIA y 60° F: 0.7462 Kg/m³

Fuente: Tomado de Empresa Gases Del Caribe.2018

La composición molar anterior se determinó en un cromatografo ubicado en la estación de regulación y medición Tucurinca, perteneciente al gasoducto de 10” *Steel Carbon* de Promigas.

6.3 CALCULO GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS

Tabla 1: Gravedad Específica G.N.

Components	Gas Natural de Campo Difícil										
	Molecular weight	Mole fraction	To	To	Po	Po	HHV componentes	HHV mezcla	Peso molecular	Tc mezcla	Pc mezcla
	gmole	yi	°R	K	psia	Mpa	BTU/lb3	BTU/lb3	gmole	°R	psia
Methan, CH4	16,042	0,927016	343	190	667,8	4,61	1010	936,28616	14,8716171	317,97	619,0613
Ethan, C2H6	30,07	0,031476	549,8	305	708	4,88	1769,7	55,703077	0,946453103	17,306	22,27671
Propan, C3H8	44,10	0,016292	665,7	370	616	4,25	2516,2	40,99393	0,718405841	10,846	10,04076
i-Butane, C4H10	58,12	0,003432	734,7	408	529	3,65	3252	11,160864	0,19947539	2,5215	1,815871
n-Butane, C4H10	58,12	0,004485	765	425	551	3,80	3252	14,58522	0,280678867	3,431	2,471235
i-Pentane, C5H12	72,15	0,001538	829	460	491	3,39	3262,4	5,0175712	0,110964824	1,275	0,755158
n-Pentane, C5H12	72,15	0,002841	845	469	489	3,37	3262,4	2,7436784	0,080677124	0,7106	0,411249
Hexane, C6H14	86,18	0,000842	913	507	437	3,01	4000,9	2,5685778	0,055324581	0,5881	0,280554
Heptane, C7H16	100,21	0	972	540	397	2,74	0	0	0	0	0
Hydrogen, H2	2,02	0	60	33	187	1,29	0	0	0	0	0
Nitrogen, N2	28,01	0,010072	227,4	126	492	3,39	0	0	0,282150865	2,2904	4,950892
Oxygen, O2	32,00	0	277,8	154	731	5,04	0	0	0	0	0
Carbon dioxide, CO2	44,01	0,004296	547,6	304	1071	7,38	0	0	0,105103957	2,3032	4,502944
Hydrogen sulfid, H2S	34,08	0	672,4	373	1306	9,01	0	0	0	0	0
Dihydrogenoxid, H2O	18,02	0	1165	647	3199	22,06	0	0	0	0	0
	Σ Mole fraction	1,0000						1069,0591	17,69085095	359,24	688,5687
Total molecular weight gas	17,69	gmole									
Gravedad Especifica del Gas	0,625339076	Adim.									

6.4 CRITERIOS HIDRAULICOS DEL SISTEMA TRANSMISION

- El material de la tubería utilizada en el cheque hidráulico fue Carbon Steel Schedule 40

- Governa la rugosidad en la tubería y se tiene en cuenta el tiempo de uso de la misma.
- En tuberías de transporte de gas natural la velocidad mínima recomendada esta entre 10 ft/seg.-15ft/seg. (evita la precipitación de líquidos en puntos bajos del gasoducto) y la velocidad máxima está limitada por el nivel de erosión y ruido en las tuberías.
- El nivel de ruido no debe superar los 85 dbA, de acuerdo con la resolución Colombiana 1792 de 1990.El nivel de ruido se estimara con la siguiente correlación:

$$PWL = -5 + 6 \cdot \log(V_f/V_o) + 10 \cdot \log(S_f/S_o) - 25 \cdot \log(T_f/T_o) + 8,6 \cdot \log(P_f/P_o)$$

Donde:

WL= Nivel de potencia sonora (dbA)

V_f = Velocidad del fluido, Mts/seg.

$V_o = 1,0$ Mts/seg.

S_f = Área de la sección transversal, Mts²

$S_o = 1,0$ Mts²

T_f = Temperatura, K⁰

$T_o = 273$ K⁰

P_f = Densidad, Kg/Mts³

$P_o = 1,0$ Kg/Mts³

6.5 DATOS DE ENTRADA

Tabla 2: Información de Campo Operacional

DATOS INICIALES PARA CALCULOS HIDRAULICOS					
Apartir de		CAMPO DIFICIL	ESTACION-COLECTOR BOSCONIA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. KM 0 CIENAGA
Hasta		ESTACION-COLECTOR BOSCONIA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. KM 0 CIENAGA	ESTACION REG. MAMATOCO, STAMTA
Caudal Diseño	MISCFO	17.5	8.2	8.2	5.8
Presion Inicial	Psig	645	603	174	138.5
Presion Final	Psig	603	532	138.5	102.5
Diametro Nominal del tramo	Pulg	8"	8"	10"	8" (Loop)
Longitud Tramo	Mts	2700	9100	5100	23000 (10200)
	Pi	8885.2	30048	167280	7544033455
Elevacion m.s.l.m	Mts	106	58	43	33
	Pi	347.68	180.24	141.04	108.24

Fuente: Tomado de Empresa Gases Del Caribe. 2018

6.6.1 CALCULOS HIDRAULICOS A CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUAL PARA TUBERIA ACERO.

Tabla 3: Resumen Calc. Hidráulicos operación actual tubería Acero

RESUMEN DATOS FINALES CALCULOS HIDRAULICOS ACTUALES				
Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Colebrook White	AGA	Panhandle A
A partir de		CAMPO DIFICIL	CAMPO DIFICIL	CAMPO DIFICIL
Hasta		EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA
Caudal Diseño	MMSCFD	17,60	17,60	17,60
Presión Inicial	Psia	659,65	659,65	659,65
Presión Final	Psia	545,30	569,71	582,72
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	66,94
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	17,83
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	20,18
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-3,74
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Colebrook White	AGA	Panhandle A
A partir de		EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA
Hasta		ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA
Caudal Diseño	MMSCFD	8,20	8,20	8,20
Presión Inicial	Psia	545,3	569,71	582,72
Presión Final	Psia	438,05	481,48	510,33
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	71,52
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	9,35
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	10,68
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-5,91
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Colebrook White	AGA	Panhandle A
A partir de		ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA
Hasta		ESTACION REG. KM 0,CIENAGA	ESTACION REG. KM 0,CIENAGA	ESTACION REG. KM 0,CIENAGA
Caudal Diseño	MMSCFD	8,20	8,20	8,20
Presión Inicial	Psia	188,65	188,65	188,65
Presión Final	Psia	125,28	130,38	143,94
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	129,72
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	16,95
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	22,21
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-6,41
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Los resultados obtenidos determinaron a la ecuación Panhandle A mayor adaptabilidad a las condiciones de operación actual con relación a los datos en campo bajo iguales condiciones. A partir de esta información se realizaron los cálculos de otros criterios de operación muy importantes para el sistema y por ende con esta ecuación se proyectara los anteriores requerimientos.

6.6.2 CALCULOS HIDRAULICOS A CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUAL PARA TUBERIA POLIETILENO PE 100.

Tabla 4: Resumen calc. Hidráulicos operación actual tubería Polietileno

RESUMEN DATOS FINALES CALCULOS HIDRAULICOS ACTUALES			
Tipo Tubería Transmisión		Polietileno Alta Densidad	
Ecuación de Flujo		IGT	AGA
A partir de		Estación Reg. KM 0,Cienaga	Estación Reg. KM 0,Cienaga
Hasta		Fin LOOP 6" \varnothing PE 100	Fin LOOP 6" \varnothing PE 100
Caudal Diseño	MMSCFD	5,80	5,80
Presión Inicial	Psia	151,20	151,15
Presión Final	Psia	149,55	149,25
Criterios De Operación			
Vel. Erosional	ft/seg	N.A.	145,42
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	31,23
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	36,61
Verificación		N.A.	OK
Pot. Sonora Tub.	dbA	N.A.	-9,17
Max. Permitida	dbA	N.A.	85
Verificación		N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Polietileno Alta Densidad	
Ecuación de Flujo		IGT	AGA
A partir de		Fin LOOP 6" \varnothing PE 100	Fin LOOP 6" \varnothing PE 100
Hasta		Est. Regulación Mamatoco, Sta. Mta	Est. Regulación Mamatoco, Sta. Mta
Caudal Diseño	MMSCFD	5,00	5,00
Presión Inicial	Psia	149,55	149,25
Presión Final	Psia	115,70	110,95
Criterios De Operación			
Vel. Erosional	ft/seg	N.A.	145,42
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	43,99
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	36,61
Verificación		N.A.	OK
Pot. Sonora Tub.	dbA	N.A.	-10,22
Max. Permitida	dbA	N.A.	85
Verificación		N.A.	OK

Los resultados obtenidos determinaron a la ecuación AGA mayor adaptabilidad a las condiciones de operación actual con relación a los datos en campo bajo iguales condiciones. A partir de esta información se realizaron los cálculos de otros criterios de operación muy importantes para el sistema y por ende con esta ecuación se proyectara los anteriores requerimientos.

6.7.1 CALCULOS HIDRAULICOS A CONDICIONES DE OPERACIÓN PROYECTADA PARA TUBERIA ACERO.

Tabla 5: Resumen calc. Hidráulico operación proyectada tubería Acero

RESUMEN DATOS FINALES CALCULOS HIDRAULICOS PROYECTADOS				
Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Panhandle A	Panhandle A	Panhandle A
Condición		Q. actual+10MM SCFD	Q. actual+6,0 MMSCFD	Q. actual+5,0 MMSCFD
A partir de		CAMPO DIFICIL	CAMPO DIFICIL	CAMPO DIFICIL
Hasta		EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA
Caudal Diseño	MMSCFD	27,60	23,60	22,60
Presión Inicial	Psia	659,65	659,65	659,65
Presión Final	Psia	463,50	520	532,15
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	66,94
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	17,83
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	22,10
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Potencia Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-3,50
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Panhandle A	Panhandle A	Panhandle A
A partir de		EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA	EST. COLECTOR BOSCONIA
Hasta		ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA
Caudal Diseño	MMSCFD	18,20	14,20	13,20
Presión Inicial	Psia	463,5	520	532,15
Presión Final	Psia	10,33	226,7	303,2
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	74,85
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	10,24
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	17,97
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-4,89
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Acero Alta Densidad		
Ecuación de Flujo		Panhandle A	Panhandle A	Panhandle A
A partir de		ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA	ESTACION REG. TUCURINCA
Hasta		ESTACION REG. KM 0,CIENAGA	ESTACION REG. KM 0,CIENAGA	ESTACION REG. KM 0,CIENAGA
Caudal Diseño	MMSCFD	18,20	14,20	13,20
Presión Inicial	Psia	0	226,7	303,2
Presión Final	Psia	0	101,1	236,61
Criterios De Operación				
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	N.A.	129,72
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	N.A.	10,54
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	N.A.	13,51
Verificación		N.A.	N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	N.A.	-7,70
Máxima Permitida	dbA	N.A.	N.A.	85
Verificación		N.A.	N.A.	OK

Como se determinó en los objetivos, el primer cálculo se realizó con un aumento de 10 MMSCFD para un total de 27,6 MMSCFD partiendo de Campo Dificil hasta la estación km 0+0,0 en Ciénaga-Magdalena; El resultado presenta una caída fuerte de presión a la llegada del fluido en la estación Tucurinca .Por lo anterior se determinó un aumento de 6,0 MMSCFD para salida del campo de 23,6 MMSCFD; El resultado fue una presión de llegada a la estación km 0+0,0 en

ciénaga de 101,10 Psia la cual se halla muy por debajo de la mínima que sale hacia la ciudad de Santa Marta, 150 Psia a partir de esta estación. Finalmente se aumentó 5,0 MMSCFD para una salida del campo de 22,6 MMSCFD; El resultado fue una presión de 236,61 Psia a la llegada estación km+0,0 en ciénaga, de acuerdo a lo anterior el gas natural presenta la energía suficiente para su regulación según los requerimientos anteriormente descritos del gasoducto polietileno PE 100 hacia la ciudad de Santa Marta.

6.7.2 CALCULOS HIDRAULICOS A CONDICIONES DE OPERACIÓN PROYECTADA PARA TUBERIA POLIETILENO PE 100.

Tabla 6: Resumen calc. Hidráulica proyectada tubería Polietileno

RESUMEN DATOS FINALES CALCULOS HIDRAULICOS PROYECTADOS			
Tipo Tubería Transmisión		Polietileno Alta Densidad	
Ecuación de Flujo		AGA	AGA
Condición		Q. actual+5,0 MMSCFD	Q. actual+5,0 MMSCFD con Loop 6" \varnothing Completo hasta Est. Mamatoco
A partir de		Estación Reg. KM 0, Ciénaga	Estación Reg. KM 0, Ciénaga
Hasta		Fin LOOP 6" \varnothing PE 100	Fin LOOP 6" \varnothing PE 100
Caudal Diseño	MMSCFD	10,80	10,80
Presión Inicial	Psia	151,15	151,15
Presión Final	Psia	145,51	149,25

Criterios De Operación			
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	145,42
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	31,23
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	30,57
Verificación		N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	-9,17
Máxima Permitida	dbA	N.A.	85
Verificación		N.A.	OK

Tipo Tubería Transmisión		Polietileno Alta Densidad	
Ecuación de Flujo		AGA	AGA
Condición		Q. actual+5,0 MMSCFD	Q. actual+5,0 MMSCFD con Loop 6" completo hasta Est. Mamatoco
A partir de		FIN LOOP 6" PE 100	Nuevo LOOP 6" PE 100
Hasta		EST. REGULACION MAMATOCO	EST. REGULACION MAMATOCO
Caudal Diseño	MMSCFD	10,00	10,00
Presión Inicial	Psia	145,51	149,25
Presión Final	Psia	15,65	139,71

Criterios De Operación			
Velocidad Erosional	ft/seg	N.A.	145,42
Velocidad Gas (V ₁)	ft/seg	N.A.	43,99
Velocidad Gas (V ₂)	ft/seg	N.A.	30,57
Verificación		N.A.	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	N.A.	-10,22
Máxima Permitida	dbA	N.A.	85
Verificación		N.A.	OK

Con una capacidad de 10,80 MMSCFD establecidos a partir del aumento de 5,0 MMSCFD procedente de Campo de Difícil, se determinó el cálculo inicial con esta cantidad teniendo en cuenta la máxima presión operación “MPO” de 154,60 Psia para el gasoducto de polietileno PE 100 y tomando para el cálculo la presión actual a la salida estación km 0+0,0 en ciénaga; El resultado arroja una fuerte caída de presión (niveles más bajos de operación que se puedan dar en el sistema) a la llegada fluido en la estación Mamatoco en Santa Marta; Por lo anterior se optó por realizar el análisis con el Loop 6” completo hasta la anterior estación, el resultado fue satisfactorio puesto que se llega con una presión de operación de 139,71 Psia, pero se recomienda regular en la Est. Km 0+0,0 a una presión que nos permita llegar a la estación Mamatoco con 135 Psig y de esta manera reducir la relación de compresión teniendo en cuenta los requerimientos de 650 psig para SNT y 130 Psig para el gasoducto regional en Santa Marta.

7. SIMULACION DEL PROCESO EN LA ESTACION COMPRESORA

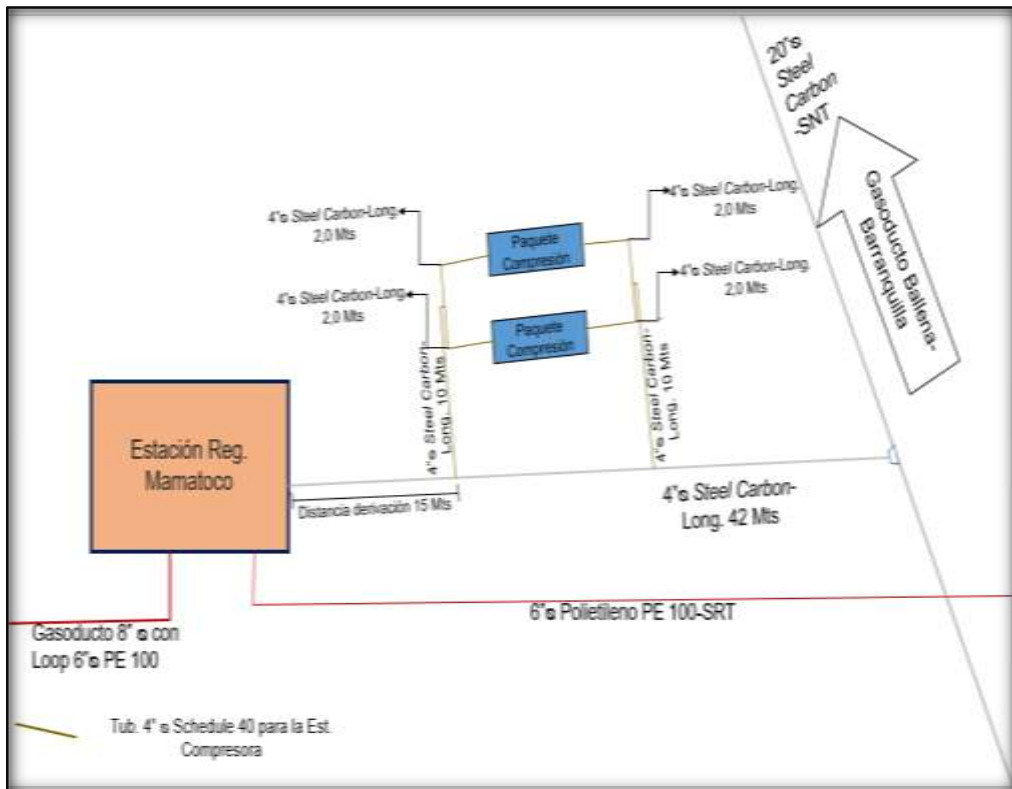
La simulación del proceso se especifica a partir de la estación regulación Mamatoco en la ciudad de Santa Marta e involucra las etapas de suministro de gas natural hacia el sistema distribución local en alta presión PE 100 y al SNT a través del gasoducto Ballena-Barranquilla; algunos criterios empleados dentro de la simulación son: temperatura ambiente 100 °F, a.s.n.m= 108,24, Caída presión en los filtros del sistema 5 psi, la cromatografía del gas natural de campo difícil.

El software utilizado se emplea como una herramienta para validar el dimensionamiento de los equipos y parámetros más importantes del sistema de compresión, entre los cuales podemos describir la potencia, los diámetros tubería, la velocidad del fluido etc., El modelo termodinámico a utilizar es Peng-Robinson.

7.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE COMPRESION

- Dos unidades paquete de compresión operando en serie:
- El sistema está integrado por un *Scrubber* de succión, una unidad compresor con motor a gas natural y un sistema de enfriamiento con agua como refrigerante; Cada unidad opera con el 50% de la capacidad a comprimir y en condiciones de Max. Demanda en el sistema de distribución local un sistema hará las veces de *Stan-By*.
- Filtro coalescente en la descarga del sistema:
- Para cada paquete de compresión se utiliza un filtro coalescente en la descarga, con el objetivo de retener aceites lubricantes arrastrados en la etapa compresión.
- Válvulas de corte y sistema de *Bypass*:
- Se utilizan válvulas de corte antes y después de cada paquete de compresión; el *Bypass* actúa como un sistema de regulación de presión y mantenimiento para la compresión del fluido.

Figura 14: Propuesta estación Compresora



7.1.1 PARAMETROS DEL SISTEMA COMPRESOR-MOTOR

El diseño de los enfriadores implica un sistema cerrado con agua tratada químicamente y de radiadores con tubos por donde circula el agua caliente y tubos por donde circula agua caliente que se enfriarán por acción de los ventiladores movidos por el mismo motor del compresor o por motores auxiliares. Es importante la dirección del viento para que los ventiladores trabajen adecuadamente.

Si se enfría correctamente el gas se puede ahorrar entre un 3 a 5 % de los BHP requeridos.

A menos que no sea especificado, el sistema o sistemas de enfriado con agua debe como mínimo ser diseñado con las siguientes condiciones.

Tabla 7: Condiciones sistema enfriamiento con agua

CONDICIONES SISTEMA ENFRIAMIENTO		
PARAMETROS	REQUERIMIENTOS	
INTERCAMBIADOR DE CALOR	Sistema Ingles	Sistema Americano
Velocidad sobre la superficie del intercambiador	1,5-2,5 mts/seg.	5-8 ft/seg.
Máxima presión de trabajo	≥ 7 bar	100 psig
prueba de presión (MAWP)	10,5 bar	150 psig
Máxima caída de presión	1 bar	15 psig
Máxima Temperatura entrada	30°C	90°F
Máxima Temperatura salida	50°C	120°F
Máximo incremento Temperatura	20°C	30°F
Mínimo incremento Temperatura	10°C	20°F
Factor de Fouling en el lado del agua	0,35 mts ² -K/kW	0,002 Hr-ft ³ F/Btu
Espesor para corrosión , acero al carbono	3 mm	0,125 plg
CHAQUETAS Y CAJAS DE EMPAQUES		
Máxima presión de trabajo (MAWP)	≥ 5 bar	75 psig
Prueba de presión	7,5 bar	112,5 psig
Para eliminar la condensación , la temperatura de entrada del agua a las cajas de los rodamientos debe ser mayor que la temperatura ambiente		

Deben realizarse las provisiones para la ventilación y drenaje del sistema de enfriamiento con agua.

- El equipo debe ser diseñado para funcionar con la configuración de la válvula de alivio y la velocidad de disparo sin daños
- La velocidad de disparo del equipo no puede ser menos que los valores siguientes.

Tabla 8: Velocidad de disparo del motor

VELOCIDAD DE DISPARO DEL MOTOR	
TIPO DE MOTOR	VELOCIDAD DE DISPARO % de la Velocidad Rateada
Turbinas a vapor, NEMA Clase A	115
Turbinas a vapor, NEMA Clase B,C,D a	110
Turbinas a Gas	150 psig
Motor de velocidad variable	15 psig
Motor de velocidad constante	90°F
motor Reciprocante	120°F
a indica la clase de gobernador, tal como es especificado en NEMA SM 23	

7.1.2 REQUERIMIENTOS ANTES Y DESPUES DEL SISTEMA

Tabla 9: Condiciones inicial y final Estación Compresora

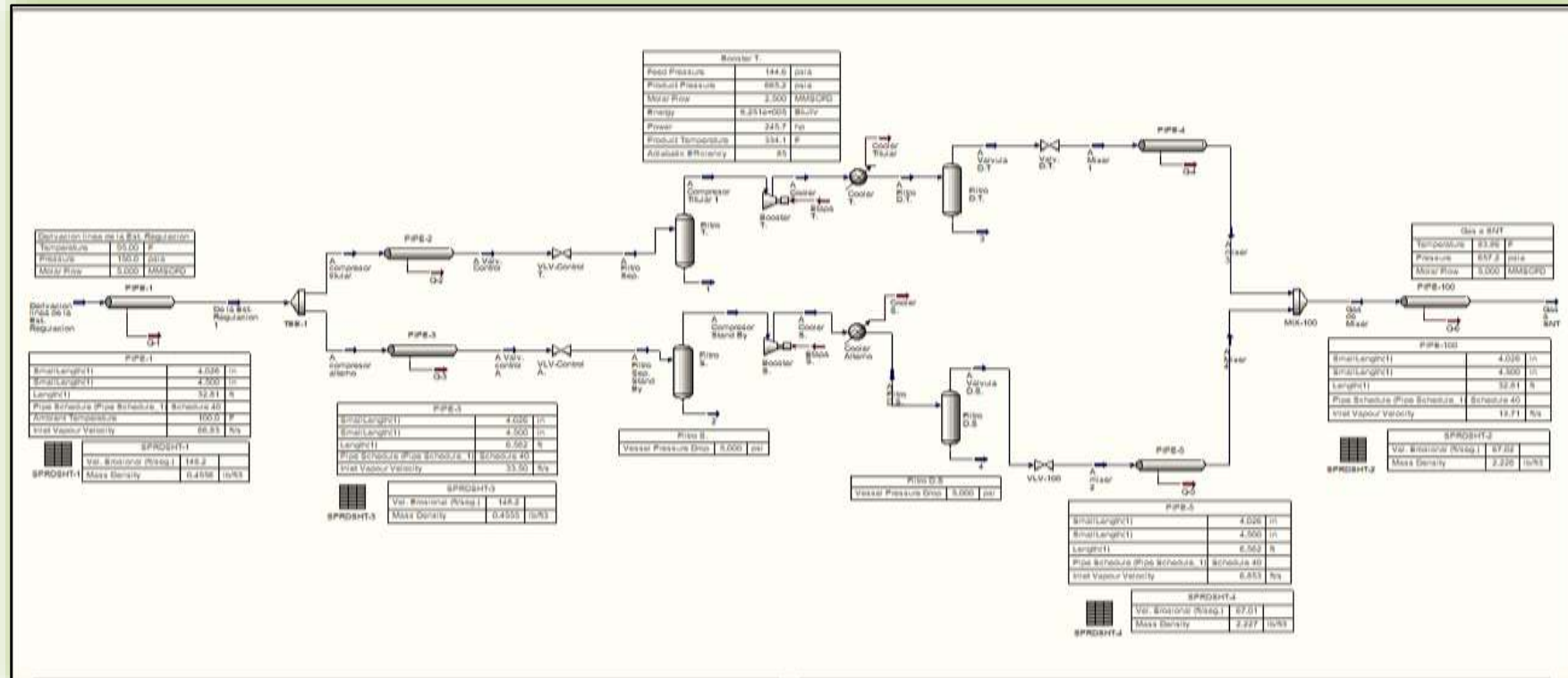
Condiciones iniciales		
A partir de		Salida estación Regulación
Hasta		Entrada Est. Compresora
Caudal Diseño	MMSCFD	5,0-2,5
Presión	Psia	150
Temperatura del gas	°F	≤300°F
Condiciones finales		
A partir de		Entrada Est. Compresora
Hasta		Salida Est. Compresora a SNT
Caudal Diseño	MMSCFD	5,0-2,5
Presión Inicial	Psia	150
Presión Final	Psia	665
Temperatura del gas	°F	≤120°F

El lugar de referencia es la estación de regulación Mamatoco, a partir de esta sale la línea 4" hacia el SNT de la cual se deriva en igual diámetro para las áreas de filtración-succión para las condiciones iniciales, compresión-filtración-descarga para las condiciones finales.

7.2 SIMULACION Y VALIDACION HIDRAULICA DEL PROCESO

La herramienta base del análisis en el software es *Pipe Segment*.

Figura 15: Simulación proceso *Pipe Flow*



7.2.1 RESULTADOS Y VALIDACION HIDRAULICA DEL PROCESO

Tabla 10: Resultados simulación del proceso

DATOS ARROJADOS EN LA SIMULACION DEL PROCESO					
A partir de		Derivación línea 4" Est. Regulación	Tee 4" dentro estación compresora	Válvula de corte 4" para descarga	Mixer
Hasta		Tee 4" dentro estación compresora	Válvula de corte 4" para succión	Mixer	Línea 4" a SNT
Caudal Diseño	MMSCFD	5,0	2,5	2,5	5,0
Presión Inicial	Psia	150	150	665	665
Presión Final	Psia	150	150	665	665
Diámetro Nominal del tramo	Plg	4" Schedule 40	4" Schedule 40	4" Schedule 40	4" Schedule 40
Longitud Tramo	Mts	10	2	2	10
	Ft	32,8	6,56	6,56	32,8
Elevación m.s.n.m	Mts	33	33	33	33
	Ft	108,24	108,24	108,24	108,24
Vel. Erosional	ft/seg	148,20	148,20	69,76	69,76
Velocidad Gas	ft/seg	66,83	33,5	7,42	14,85
Verificación		OK	OK	OK	OK
Pot. Sonora Tubería	dbA	-9,68	-9,68	-4,05	-4,05
Máxima Permitida	dbA	85	85	85	85
verificación		OK	OK	OK	OK
Densidad del Gas	Lb/ft ³	0,4556	0,4556	2,055	2,055

DATOS ARROJADOS EN LA SIMULACION DEL PROCESO					
A partir de		Derivación línea 4" Est. Regulación	Tee 4" dentro estación compresora	Válvula de corte 4" para descarga	Mixer
Hasta		Tee 4" dentro estación compresora	Válvula de corte 4" para succión	Mixer	Línea 4" a SNT
Caudal Diseño	MMSCFD	5,0	2,5	2,5	5,0
Presión Inicial	Psia	150	150	665	665
Presión Final	Psia	150	150	665	665
Temp. Succión Gas	F°	95			
Temp. Descarga Gas	F°	334,2			
Potencia Compresor	Hp	245,7			
Eficiencia Adiabática	%	85			
Caída presión total " ΔP "	Psi	8,0			

8. DIMENSIONAMIENTO UNIDADES DE COMPRESION

A continuación se determinaran parámetros necesarios para verificar la información que arroja el software de acuerdo al desempeño de una unidad compresora, en la cual se plantea dos unidades operando a 2,5 MMSCFD y en horarios de máxima demanda en sistema de distribución local en Santa Marta un sistema hace las veces de alterno, es decir sin operación temporal durante el anterior periodo.

8.1 RELACION DE COMPRESION

A 33 m.s.n.m donde se ha ubicar la estación compresora de gas natural en la ciudad de Santa Marta, la presión atmosférica para los cálculos es de 760 mmHg.

$$P_{atm.} = 14,7$$

$$P_d = 650 \text{ psig}$$

$$P_s = 135 \text{ psig}$$

$$R = P_d/P_s = (650+14,7)/(135+14,7) = 4,4 < 5,0 \rightarrow \text{ok.}$$

8.2 CALCULO ETAPAS DE COMPRESION DEL SISTEMA

El número de etapas de compresión va ligada directamente al diseño de resistencia de la barra de pistón (ROD) y la temperatura del gas natural. Usualmente debe estar en un rango entre 2 y 5.

$$R = 4,4$$

$$n = 1.0$$

$$RC = \sqrt[n]{\frac{P_d}{P_s}}$$

$$RC = \sqrt[1]{4,4} = 4,4 \text{ Se halla en el rango optimo del sistema.}$$

8.3 CALCULO POTENCIA COMPRESION DEL SISTEMA

De acuerdo al software para la simulación del proceso en la estación compresora la potencia estimada fue de 245,7 Hp con una eficiencia adiabática del 85%, un poco menor de la recomendada para compresores Reciprocante que esta del orden 88% al 95%. El software para determinar la unidad compresora, ofrece una ecuación que utilizaremos a continuación para calcular la potencia del sistema.

$$\text{BHP/MMSCFD} = 22 \cdot \# \text{ etapas compresión} \cdot RC \text{ por etapa}$$

De la ecuación anterior despejamos la potencia, la cual se halla en unidades de BHP y se calcula para un flujo de 2,5 MMSCFD.

$$\text{Potencia del sistema} = 22 \cdot 1,0 \cdot 4,4 \cdot 2,5 = 242 \text{ BHP}$$

Esta potencia es muy parecida a la calculada con el software anterior 245,7 BPH, pero desconociendo la eficiencia que se aplica a la anterior ecuación.

8.4 CALCULO TEMPERATURA DESCARGA DEL SISTEMA

Si la potencia requerida supera los 100 BPH como sucede en nuestro caso la temperatura no debe superar los 350°F para no alterar las propiedades de los lubricantes y es crítica para cilindros de hierro fundido.

Tabla 11: Temperatura descarga Gas Natural.- Td

PROPIEDADES DEL GAS-CP/CV							
HIDROCARB.	Porc. Molar Gas (Y)	Mcp 150	Y*Mcp 150	Mcp 100	Y*Mcp 100	Mcp 200	Y*Mcp 200
NITROGENO	0,010072	6,96	0,0701	6,96	0,0701	6,97	0,0702
DIOXIDO CARBONO	0,004206	9,29	0,0390	9,00	0,0378	9,56	0,0402
METANO	0,927016	8,95	8,2967	8,65	8,0186	9,28	8,6027
ETANO	0,031476	13,78	0,4337	12,95	0,4076	14,63	0,4604
PROPANO	0,016292	19,52	0,3180	18,17	0,2960	20,89	0,3403
I-BUTANO	0,003432	25,77	0,0884	23,95	0,0821	27,59	0,0946
N-BUTANO	0,004485	25,81	0,1157	24,08	0,1079	27,55	0,1235
I-PENTANO	0,001538	31,66	0,0486	29,42	0,0452	33,67	0,0517
N-PENTANO	0,000841	31,86	0,0267	29,71	0,0249	33,99	0,0285
HEXANO	0,000642	37,93	0,0243	35,37	0,0227	40,45	0,0259
Temp. Succión °F							98
Presión de Succión (Psig)							135
Presión de Descarga (Psig)							700
Presión Atmosférica (Psig)							14,7
Presión Estándar							14,65
Temperatura Estándar °F							60°F

RESULTADOS	
Mcp (100)	9,11
Valor k (100)	1,28
Temperatura Descarga (ideal) °F	305,94
Mcp (150)	9,46
Valor k (150)	1,27
Temperatura Descarga (ideal) °F	298,99
Mcp (200)	9,84
Valor k (200)	1,25
Temperatura Descarga (ideal) °F	289,96

Con relación a los datos de la tabla anterior, la fórmula para el cálculo de la rata de calor específico fue $k = (Mcp/Mcp - 1,986)$; Con los valores de k para las diferentes condiciones de temperatura promedio 200, 150 y 100 se obtuvo las siguientes Temp. Promedio para las temperaturas descargas calculadas.

$$T.\text{prom.}_{(200)} = 192,53^{\circ}\text{F}$$

$$T.\text{prom.}_{(150)} = 197,05^{\circ}\text{F}$$

$$T.\text{prom.}_{(100)} = 200,52^{\circ}\text{F}$$

La condición más adaptable ala sistema es $T.\text{prom.}_{(200)} = 192,53^{\circ}\text{F}$ con una temperatura descarga 289,96 °F.

8.5 SELECCIÓN UNIDAD COMPRESORA EN EL SOFTWARE

Con la misma información que se utilizó para calcular la temperatura descarga del gas natural, se ingresa los datos de entrada en el programa.

El software utilizado para realizar dichos cálculos es **Ariel Performance** , cabe anotar que programa arroja la potencia del sistema incluyendo las perdidas mecánicas del mismo “Potencia de freno en BHP”, también ofrece alternativas para incluir dentro la potencia del motor elementos auxiliares de la unidad compresora como el sistema enfriamiento del gas natural.

Figura 16: Datos entrada 1.

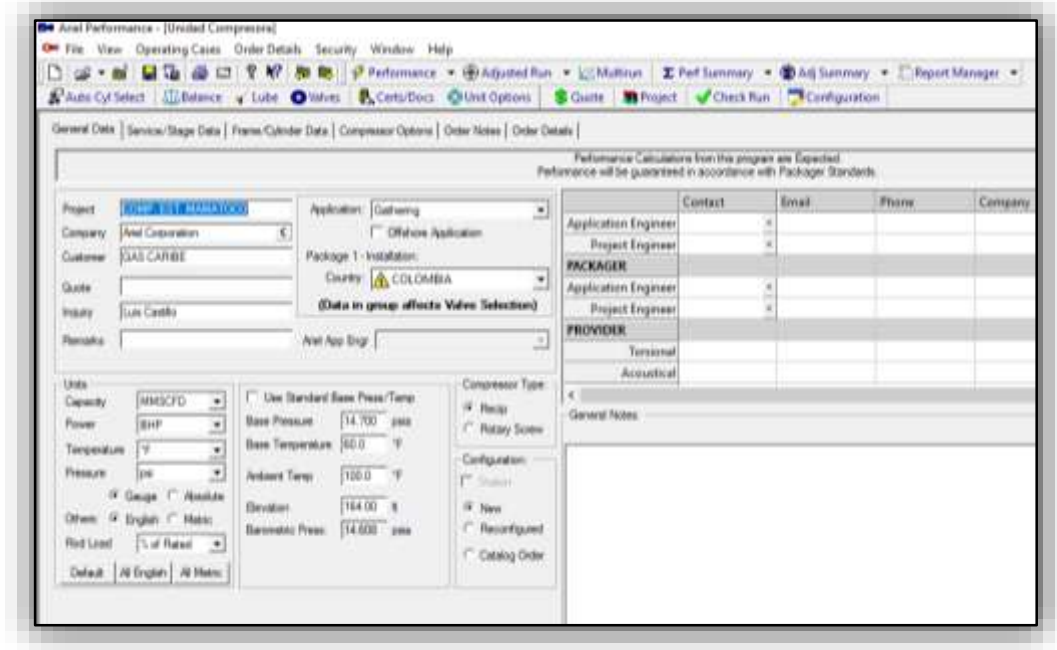


Figura 17: Datos entrada 2

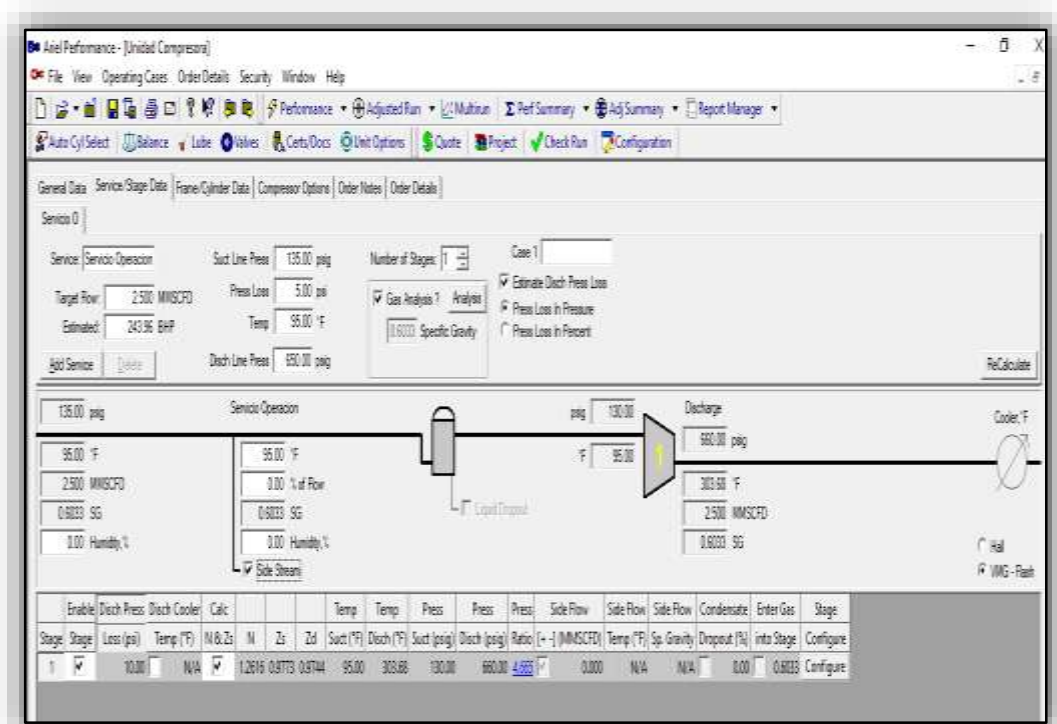
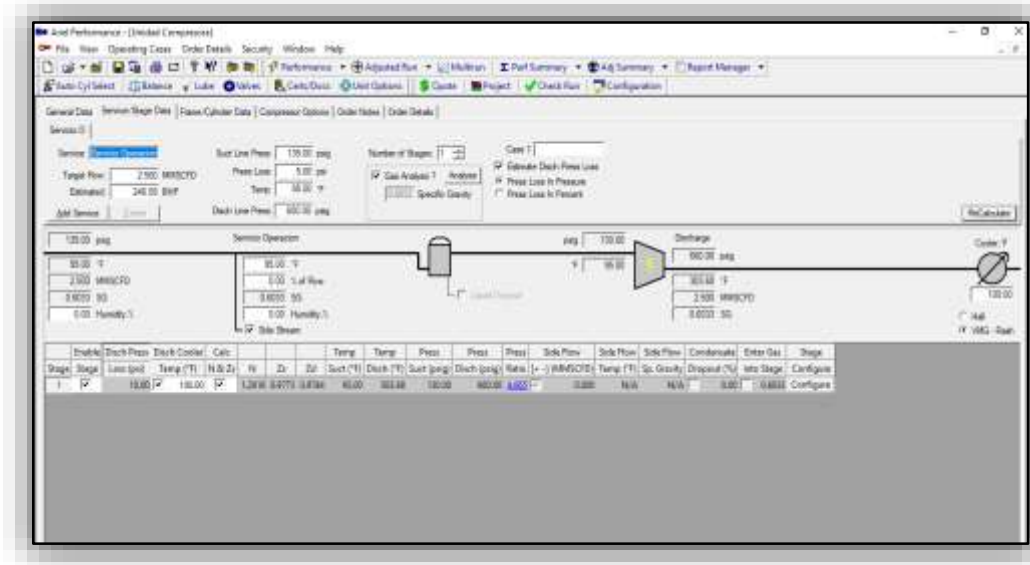
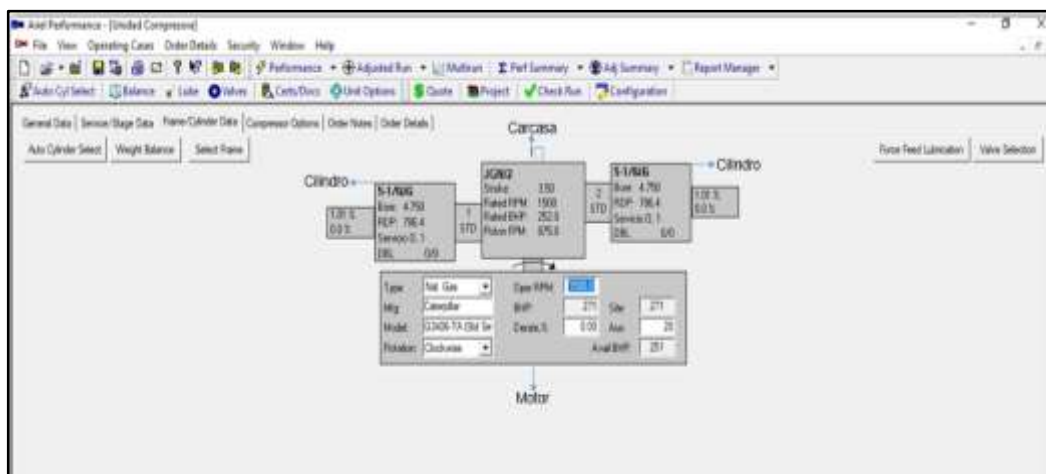


Figura 18: Datos de entrada 3



8.5.1 UNIDAD MOTO-COMPRESORA Se determina a partir de una potencia algo superior a la requerida en los cálculos iniciales. Para determinar la potencia específica del compresor se tiene en cuenta las pérdidas mecánicas del mismo; en este caso una eficiencia volumétrica del 85%.

Figura 19: Modelo Unidad Moto-Compresora



Se debe verificar las condiciones carga en el vástago, para lo anterior se determina la operación actual a la entrada de la estación “flujo volumétrico para la succión” con la siguiente formula.

$$Q_s = [(MMSCFD * 10^6 * P_b * T_s * Z_s) / (1440 * P_s * T_b * 1,0)]$$

Donde:

Q_s = Rata de flujo en PCMS o ACFM a T_b y P_b

T_b = Temperatura base en °R

P_b = Presión base, Psia

P_s = Presión succión, Psia

T_s = Temperatura succión en °R

Z_s = Factor compresibilidad en la succión, 1.0

Con los datos de entrada identificados en la tabla de referencia, los cálculos son los siguientes:

$$Q_s = [(2,5 * 10^6 * 14,7 * 554,7 * 1,0) / (1440 * 150 * 520 * 1,0)]$$

$$Q_s = 159,71 \text{ ft}^3/\text{Min.}$$

Con el dato anterior determinamos la capacidad de unidad cilíndrica, que hace referencia al desplazamiento del pistón por eficiencia volumétrica; Esta última se relaciona con las aperturas de las válvulas de succión y descarga, así como el volumen muerto que es utilizado como un medio para controlar la capacidad del sistema y comprende los volúmenes del fluido atrapado en el pistón + cilindro como tal “bolsillos”; Como anterior determina la ineficiencia del proceso un factor del 0,80 es bastante recomendado para este tipo de tecnologías.

Capacidad = Q_s / Efic. Volumétrica

$$\text{Capacidad} = 159,71 / 0,80 = 199,64 \text{ ACFM.}$$

Como el sistema de cilindro presenta dos unidades, calculamos para una unidad puesto que ambas manejan las mismas condiciones operacionales

Capacidad por unidad = $199,64/2 = 100$ ACFM.

Con el dato anterior verificamos para las condiciones ideales que nos ofrece el software dando clic en el icono **auto cilindro selección**.

Figura 22: Características unidad cilíndrica

Model	Stage(s)	N/A/P	RDP	Displ	Max RPM	Loss Factor	Range	R.L.C.%	R.L.T.%	R.L.Total%
23/0M	2.50	180	178.09	35.07	1500	5.93	1-1/2"-1500 FF	27.3	21.6	26.0
23/0M	2.75	180	178.09	33.07	1500	7.32	1-1/2"-1500 FF	32.9	27.7	32.0
3M	3.00	1180	1081.82	28.93	1500	5.95	1-1/2"-600 FF	38.9	34.3	38.7
31/0M	3.25	1050	954.55	47.39	1500	6.45	2"-600 FF	45.3	41.6	45.9
31/0M	3.50	1050	954.55	55.44	1500	7.80	2"-600 FF	52.3	48.4	53.7
41/0M	3.875	750	681.82	66.64	1500	7.34	2"-600 FF	63.8	62.2	66.5
41/0M	4.125	750	681.82	78.19	1500	8.26	2"-600 FF	72.1	71.4	75.8
51/0M	4.750	500	454.55	104.66	1500	6.20	3"-300 FF	95.2	97.1	101.4
51/0M	5.125	500	454.55	122.33	1500	7.25	3"-300 FF	110.6	114.2	118.6
53/0M	5.500	400	436.36	141.34	1500	7.73	3"-300 FF	127.2	132.6	137.0
53/0M	5.750	400	436.36	154.77	1500	8.47	3"-300 FF	138.9	145.6	150.0
61/0M	6.125	275	251.00	176.02	1500	7.89	3-1/2"-300 FF	157.4	166.2	170.6
61/0M	6.500	275	251.00	198.61	1500	8.90	3-1/2"-300 FF	177.2	188.1	192.5
8M	7.500	175	150.00	205.43	1500	8.25	4"-150 FF	225.4	252.9	257.2
8M	8.000	175	150.00	282.41	1500	9.40	4"-150 FF	267.7	288.7	293.1
87/0M	8.500	375	348.91	341.78	1500	6.91	6"-300 FF	302.0	325.9	331.2
87/0M	8.875	375	348.91	372.88	1500	7.53	6"-300 FF	329.2	357.0	363.4
11M	10.500	150	125.00	525.14	1500	7.41	6"-150 FF	480.2	502.6	507.0
11M	11.000	150	125.00	574.44	1500	8.13	6"-150 FF	505.0	532.3	536.7
13-1/2M	13.000	115	90.00	803.91	1500	9.94	Aut Dual/Waste	704.8	774.4	788.7
13-1/2M	13.500	115	90.00	866.75	1500	10.67	Aut Dual/Waste	759.9	835.6	848.0
3G	2.750	250	238.18	33.07	1500	4.71	2"-1500 FF	32.9	27.7	32.0
3G	3.000	250	238.18	35.93	1500	5.69	2"-1500 FF	38.9	34.3	38.7
35/0G	3.375	1270	1154.55	51.34	1500	6.70	2"-600 FF	48.7	45.4	48.8
35/0G	3.625	1270	1154.55	59.69	1500	7.79	2"-600 FF	56.0	52.5	57.8
35/0G	3.375	1640	1481.91	51.34	1500	6.70	2"-1500 FF	48.7	45.4	48.8
35/0G	3.625	1640	1481.91	59.69	1500	7.79	2"-1500 FF	56.0	52.5	57.8
41/0G	3.875	1270	1154.55	68.64	1500	6.96	2-1/2"-600 FF	63.8	62.2	66.5
41/0G	4.125	1270	1154.55	78.19	1500	7.86	2-1/2"-600 FF	72.1	71.4	75.8
51/0G	4.750	865	786.36	104.66	1500	6.27	3"-300 FF	95.2	97.1	101.4
51/0G	5.125	865	786.36	122.33	1500	7.33	3"-300 FF	110.6	114.2	118.6
61/0G	6.125	625	577.27	176.02	1500	6.70	4"-300 FF	157.4	166.2	170.6
61/0G	6.500	625	577.27	198.61	1500	7.56	4"-300 FF	177.2	188.1	192.5
71/0G	7.125	600	545.45	228.25	1500	6.96	4"-300 FF	212.6	227.5	231.9
71/0G	7.500	600	545.45	265.43	1500	7.74	4"-300 FF	235.4	252.9	257.2

Selected Service / Stage	EntRDP PMG	EntDispl CFM	Cylinder	Box in	N/A/P PMG	RDP PMG	Displ CFM	Verificación
Servicio 0/Stage 1	660.00	178.38	51/0/G	4.750	865	786.36	104.66	

8.5.4 RESUMEN DEL PROYECTO BAJO CONDICION OPERATIVA IDEAL.

Figura 23: Análisis del Gas Natural

Services		Service			
Gas Model	Units	# 1	# 1	# 1	Final
Stage		Main	Side	Vapor	Vapor
Stream		135.00	135.00	135.00	
Suction Press, psig		650.00	650.00	650.00	650.00
Disch Press, psig		95.00	95.00	95.00	315.25
Suction Temp, °F					319.25
Disch Temp, °F					
Flow, MMSCFD		0.114	0.050	0.114	0.114
Flow, bbl		217.8	0.0	217.8	217.9
Flow, GPM					
Dropout, %					
Specific Gravity		0.6033	0.6033	0.6033	0.6033
Ratio of Sp Ht (ft)				1.2616	
Comp. Inlet (2d)				0.9773	0.9768
Comp. Disch (2d)				0.9744	
Comp. @ Std (2std)				0.9971	
Mole Weight				17.47	17.47
Density, lb/ft ³				0.434	1.444
Density @ Std, lb/ft ³				0.045	0.045
Entropy, Btu/lb·°F				259.01	379.20
Entropy, Btu/lb·°R				2.3828	3.3969
Speed of Sound (Sust), ft/s				1399.83	1844.47
Pseudo-Pc, psig				646.440	646.440
Pseudo-Ts, °F				-104.39	-104.39
Sp. Buils, ft ³				0.6480	0.6480
NHV Mass, BTU/lb				971.90	971.90
Speed of Sound (Disch), ft/s				1526.53	1541.04
Viscosity, lb/ft·s				0.00e-006	1.00e-005
Thermal Cond., Btu/ft·h·°F				3.19e-002	3.25e-002
Heat Loss, BTU/h				N/A	2.80e+004
Humidity		0.00	0.00		
WATER		04.36765	04.36765	06.27232	06.27232
METHANE		0.88408	0.88408	0.87529	0.87529
NITROGEN					
CARBON DIOXIDE					
ETHANE		0.50435	0.50435	0.51430	0.51430
PROPANE		0.46004	0.46004	0.46910	0.46910
ISOBUTANE		0.38947	0.38947	0.38588	0.38588
n-BUTANE		0.45146	0.45146	0.46045	0.46045
ISOPENTANE		0.44391	0.44391	0.46273	0.46273
n-PENTANE		0.47536	0.47536	0.48463	0.48463
n-HEXANE		0.36737	0.36737	0.40626	0.40626

Figura 24: Envoltante de Fase

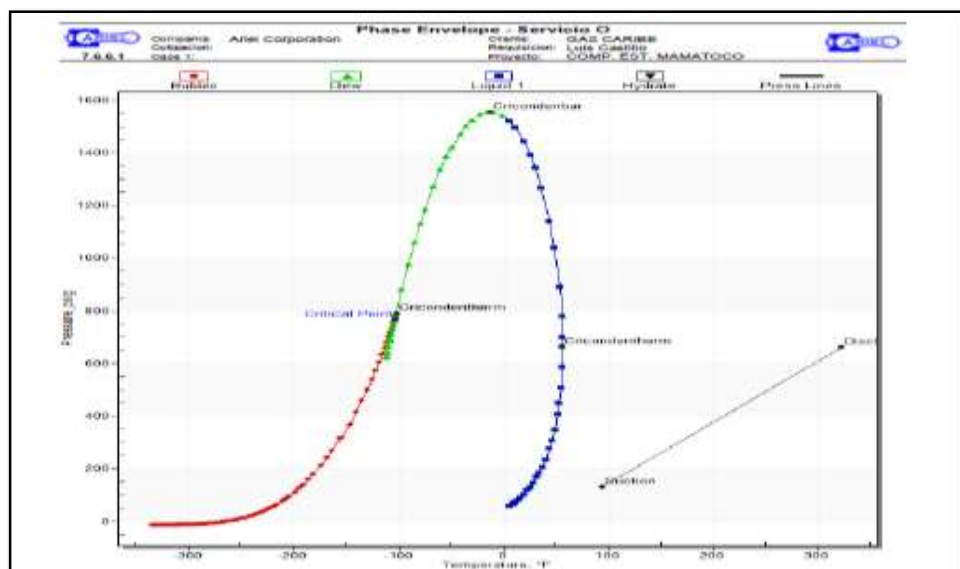


Figura 25: Unidad Compresora

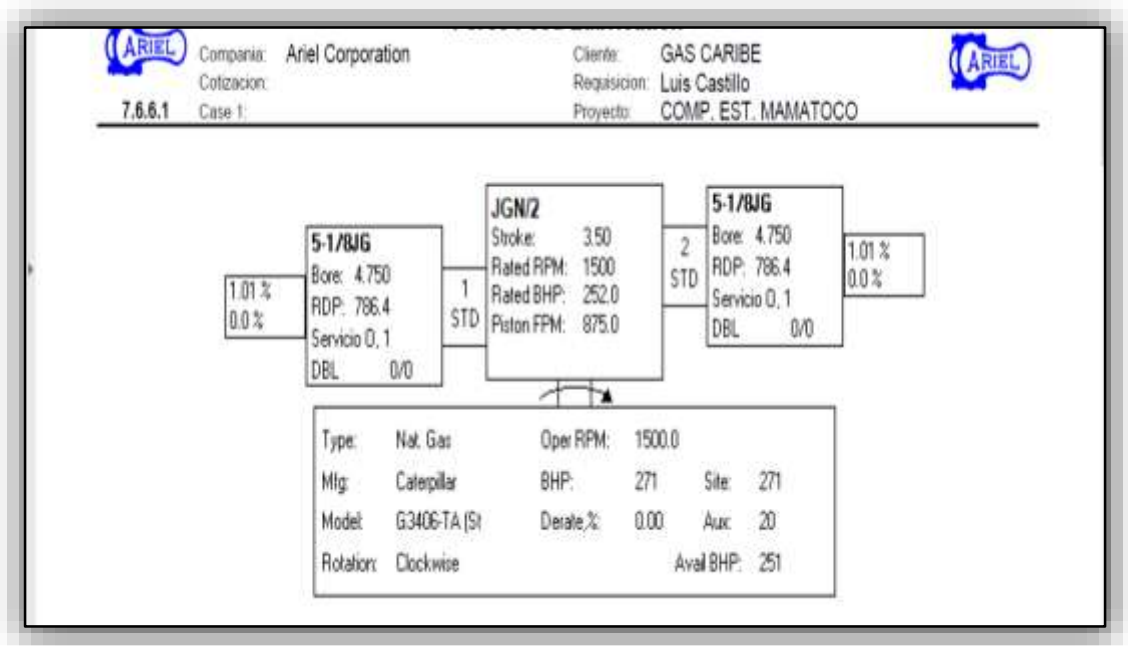


Figura 26: Desempeño para Presión Succión 135 Psig.

ARIEL Compañía: Ariel Corporation		ARIEL Cliente: GAS CARIBE	
7.6.6.1 Cotización: Case 1:		Regasificación: Luis Castillo	
7.6.6.1 Case 1:		Proyecto: COMP. EST. MAMATOCO	
Datos del Compresor:			
Altura, ft:	164.00	Barometro, psia:	14.808
Modelo:	JGN/2	Carrera, in:	3.50
Max CB Tot, lbf:	15000	Max CB Tens, lbf:	9000
RPM Nominal:	1500	Nominal BHP:	127
Calc RPM:	1500.0	BHP:	127
Red Load			
Servicios		Servicio 0	
Gas Model:	VMG		
Datos por Etapas:			
Fujo Red, MMSCFD:	2.500		
Fujo Cas, MMSCFD:	1.313		
BHP por Etapa:	123.7		
Gravedad Especifica:	0.6033		
Rel de Cal. Esp. (N):	1.2616		
Fact. Comp. Succ (Za):	0.9773		
Fact. Comp. Desc (Zb):	0.9744		
Pres Succ Linea, psig:	135.00		
Pres Succ Brnda, psig:	130.00		
Pres Desc Brnda, psig:	650.00		
Pres Desc Linea, psig:	650.00		
Rel. Comp. B/B:	4.552		
Temp Succ, °F:	92.00		
Temp Brn. Desc, °F:	N/A		
Datos de Cilindros:			
	Posicion 1	Posicion 2	
Modelo Cilindro:	5-1/8JG	5-1/8JG	
Dia. Cilindro, in:	4.750	4.750	
PCN Cilindro (API), psig:	786.4	786.4	
MPTP Cilindro, psig:	865.0	865.0	
Accion Cilindro:	DBL	DBL	
Desplaz. Cilindro, CFM:	104.7	104.7	
Pres Succ Int, psig:	124.65	124.65	
Temp Succ Int, °F:	102	102	
Pres Desc Int, psig:	650.15	650.15	
Temp Desc Int, °F:	324	324	
Vel Gas Succ LC, FPM:	6568	6568	
Vel Gas Desc LC, FPM:	6914	6914	
Espao usado/max LC:	0/2	0/2	
BVV Desc. LC, %:	1.01445.55	1.01445.55	
BVV Usado, %:	0.00 (V)	0.00 (V)	
Coro Min LC, %:	17.78	17.78	
Coro Total LC, %:	18.78	18.78	
Vel Gas Succ LB, FPM:	6199	6199	
Vel Gas Desc LB, FPM:	6562	6562	
Espao usado/max LB:	0/2	0/2	
Coro Min LB, %:	19.24	19.24	
Coro Total LB, %:	19.24	19.24	
Effo Vel Succ LC/LB, %:	47.3/46.3	47.3/46.3	
Evento Desc LC/LB, ms:	4.4/5.3	4.4/5.3	
Pseudo-Q Succ LC/LB:	3.7/3.3	3.7/3.3	
CB Gas Comp, %:	99.9 C	99.9 C	
CB Gas Tens, %:	101.7 I	101.7 I	
Carga Barra Gas Total, %:	105.3	105.3	
Prn Cric Grad % Puret lbf:	17692.9	17692.9	
Fujo Cas, MMSCFD:	0.657	0.657	
Cilindro BHP:	61.9	61.9	

Fuente: Autor

Figura 29: Escenario para Presión Succión 120 Psig

Ariel Corporation		Ariel Performance		GAS CARIBE	
Compañía	Ariel Corporation	Cliente	Luis Caserio	Proyecto	COMP. EST. MAMATORO
Colección	Case 1	Modelo	JGN/2	Carreta, in.	3.50
7.6.6.1		Barometro, psia	14.605	Amiente, °F	100.00
Datos del Compresor:		Carrera, in.	3.50	Dia. Barra, in.	1.125
Altura, ft.	104.00	Max CB Tens. lbf	9000	Max CB Comp. lbf	10000
Modelo:	JGN/2	RPM Nominal:	1500	VP Nominal FPM:	875.0
Max CB Tot. lbf:	15000	Calc RPM:	1500.0	VP Calc FPM:	875.0
Max CB Tens. lbf:	9000				
RPM Nominal:	1500				
Calc RPM:	1500.0				
Red Load					
Servicios	Servicio O				
Gas Model:	VMS				
Datos por Etapas:					
Flujo Req. MMSCFD:	2.500				
Flujo Calc. MMSCFD:	0.913				
BHP por Etapa:	65.8				
Gravedad Especifica:	0.6033				
Rel de Cal. Esp. (R):	1.2504				
Fact. Comp. Suco (Zs):	0.9904				
Fact. Comp. Deso (ZD):	0.9779				
Pres Suco Linea, psig:	115.00				
Pres Suco Brida, psig:	110.00				
Pres Deso Brida, psig:	680.00				
Pres Deso Linea, psig:	550.00				
Rel. Comp. Bta:	3.214				
Temp Suco, °F:	65.00				
Temp Entr. Desc. °F:	N/A				
Datos de Cilindros:	Posicion 1	Posicion 2			
Modelo Cilindro:	5-1/8JG	5-1/8JG			
Dia. Cilindro, in:	4.750	4.750			
PCN Cilindro (API), psig:	766.4	766.4			
MOTR Cilindro, psig:	865.0	865.0			
Accion Cilindro:	DBL	DBL			
Desplaz. Cilindro, CFM:	104.7	104.7			
Pres Suco Int. psig:	105.55	105.55			
Temp Suco Int. °F:	102	102			
Pres Deso Int. psig:	679.62	679.62			
Temp Deso Int. °F:	243	243			
Vel Gas Suco LC, FPM:	658	658			
Vel Gas Deso LC, FPM:	8914	8914			
Espacio Usado/max LC:	0/2	0/2			
BVV Disp. LC, %:	1.01+45.56	0.00 (V)			
BVV Usado, %:	0.00 (V)	0.00 (V)			
Claro Min LC, %:	17.76	17.76			
Claro Total LC, %:	18.79	18.79			
Vel Gas Suco LB, FPM:	6199	6199			
Vel Gas Deso LB, FPM:	5582	5582			
Espacio Usado/max LB:	0/2	0/2			
Claro Min LB, %:	19.24	19.24			
Claro Total LB, %:	19.24	19.24			
Enc Vol Suco LC/LB, %:	36.9/37.3	36.9/37.3			
Evento Deso LC/LB, ms:	3.2/4.6	3.2/4.6			
Pseudo-G Suco LC/LB:	3.6/3.2	3.6/3.2			
CB Gas Comp. %:	102.9 C	102.9 C			
CB Gas Tens. %:	103.2 T	103.2 T			
Carga Barra Gas Total, %:	102.8	102.8			
Pin Cruso Grad/% Rvrai lbf:	177/96.5	177/96.5			
Flujo Calc. MMSCFD:	0.457	0.457			
Cilindro BHP:	47.9	47.9			

Figura 30: Escenario para Presión Succión 115 Psig.

Ariel Corporation		Ariel Performance		GAS CARIBE	
Compañía	Ariel Corporation	Cliente	Luis Caserio	Proyecto	COMP. EST. MAMATORO
Colección	Case 1	Modelo	JGN/2	Carreta, in.	3.50
7.6.6.1		Barometro, psia	14.605	Amiente, °F	100.00
Datos del Compresor:		Carrera, in.	3.50	Dia. Barra, in.	1.125
Altura, ft.	104.00	Max CB Tens. lbf	9000	Max CB Comp. lbf	10000
Modelo:	JGN/2	RPM Nominal:	1500	VP Nominal FPM:	875.0
Max CB Tot. lbf:	15000	Calc RPM:	1500.0	VP Calc FPM:	875.0
Max CB Tens. lbf:	9000				
RPM Nominal:	1500				
Calc RPM:	1500.0				
Red Load					
Servicios	Servicio O				
Gas Model:	VMS				
Datos por Etapas:					
Flujo Req. MMSCFD:	2.500				
Flujo Calc. MMSCFD:	0.913				
BHP por Etapa:	65.8				
Gravedad Especifica:	0.6033				
Rel de Cal. Esp. (R):	1.2504				
Fact. Comp. Suco (Zs):	0.9904				
Fact. Comp. Deso (ZD):	0.9779				
Pres Suco Linea, psig:	115.00				
Pres Suco Brida, psig:	110.00				
Pres Deso Brida, psig:	680.00				
Pres Deso Linea, psig:	550.00				
Rel. Comp. Bta:	3.214				
Temp Suco, °F:	65.00				
Temp Entr. Desc. °F:	N/A				
Datos de Cilindros:	Posicion 1	Posicion 2			
Modelo Cilindro:	5-1/8JG	5-1/8JG			
Dia. Cilindro, in:	4.750	4.750			
PCN Cilindro (API), psig:	766.4	766.4			
MOTR Cilindro, psig:	865.0	865.0			
Accion Cilindro:	DBL	DBL			
Desplaz. Cilindro, CFM:	104.7	104.7			
Pres Suco Int. psig:	105.55	105.55			
Temp Suco Int. °F:	102	102			
Pres Deso Int. psig:	679.62	679.62			
Temp Deso Int. °F:	243	243			
Vel Gas Suco LC, FPM:	658	658			
Vel Gas Deso LC, FPM:	8914	8914			
Espacio Usado/max LC:	0/2	0/2			
BVV Disp. LC, %:	1.01+45.56	0.00 (V)			
BVV Usado, %:	0.00 (V)	0.00 (V)			
Claro Min LC, %:	17.76	17.76			
Claro Total LC, %:	18.79	18.79			
Vel Gas Suco LB, FPM:	6199	6199			
Vel Gas Deso LB, FPM:	5582	5582			
Espacio Usado/max LB:	0/2	0/2			
Claro Min LB, %:	19.24	19.24			
Claro Total LB, %:	19.24	19.24			
Enc Vol Suco LC/LB, %:	36.9/37.3	36.9/37.3			
Evento Deso LC/LB, ms:	3.2/4.6	3.2/4.6			
Pseudo-G Suco LC/LB:	3.6/3.2	3.6/3.2			
CB Gas Comp. %:	102.9 C	102.9 C			
CB Gas Tens. %:	103.2 T	103.2 T			
Carga Barra Gas Total, %:	102.8	102.8			
Pin Cruso Grad/% Rvrai lbf:	177/96.5	177/96.5			
Flujo Calc. MMSCFD:	0.457	0.457			
Cilindro BHP:	47.9	47.9			

9. CONCLUSIONES

Para el uso adecuado de las ecuaciones de flujo se emplearon los siguientes supuestos:

- Flujo isotérmico o suficiente cerca de esta condición, de tal forma que la temperatura de flujo se pueda caracterizar adecuadamente como un promedio al que realmente opera en la tubería.
- La compresibilidad es constante o que varía de tal forma que se puede caracterizar como un valor constante a lo largo de la línea, a alguna presión y temperatura promedio evaluadas apropiadamente.
- El cambio de energía cinética es despreciable, debido a lo anterior no se considera dentro del análisis hidráulico.
- Teniendo en cuenta la presión variable a lo largo de la línea, se puede determinar la presión media a través de la siguiente ecuación:

$$P_m = \frac{2}{3} \frac{(P_1^3 - P_2^3)}{(P_1^2 - P_2^2)}$$

Donde:

P_1 = Presión inicial en la línea

P_2 = Presión final en la línea

- Debido al perfil del gasoducto no se tuvo en cuenta los cambios de elevación del terreno los cuales se hallan cercanos a nivel del mar.

Cada ecuación de flujo la hace propia el factor de transmisión $F = (1/f)^{1/2}$, en el cual se determinan las irreversibilidades y no-idealidades del sistema según las propiedades del gas, propiedades de la tubería, configuración del gasoducto y las condiciones de operación del mismo.

De acuerdo a lo anterior se determinaron dos escenarios de análisis.

Escenario # 1.

Se determinó según los cálculos efectuados a la ecuación Panhandle A, más cercana a las condiciones de operación real (Datos de campo) de la línea de acero que comprende la salida desde campo difícil hasta

la estación KM 0+0,0 en ciénaga-Magdalena., Con la ecuación anterior se formularon tres casos de estudio.

Caso de estudio # 1.

Flujo actual 17,6 MMSCFD más un incremento capacidad de 10 MMSCFD.

Según los cálculos desarrollados la línea presentan una caída de presión a sus niveles máximos a la llegada estación regulación Tucurinca; se puede afirmar que el fluido llega sin energía a este punto del sistema.

Caso de estudio # 2.

Flujo actual 17,6 MMSCFD más un incremento capacidad de 6,0 MMSCFD.

Según los cálculos desarrollados la línea presenta una caída de presión considerable a la llegada estación regulación KM 0+0,0 en ciénaga; La presión de llegada del fluido es de 101 Psia, no adecuada para los requerimientos del sistema.

Caso de estudio # 3.

Flujo actual 17,6 MMSCFD más un incremento capacidad de 5,0 MMSCFD.

Según los cálculos desarrollados la línea presenta una presión adecuada 236,60 Psia a la llegada estación regulación KM 0+0,0 en ciénaga. La máxima presión de operación de la línea polietileno que sale de la anterior estación hacia la ciudad de Santa Marta es de 145 Psig.

Escenario # 2.

Se determinó según los cálculos efectuados la ecuación AGA para líneas de distribución primarias “Troncales “más cercana a las condiciones de operación real (datos de campo) de la misma; la cual comprende la salida estación KM 0+0,0 en Ciénaga hasta la estación regulación Mamatoco en Santa Marta.

El incremento de capacidad de esta línea polietileno se determinó según los resultados del análisis para la línea de acero a la llegada a la estación KM 0+0,0 en Ciénaga, es decir flujo actual 5,8 MMSCFD más un incremento capacidad de 5,0 MMSCFD.

De la ecuación anterior se formularon dos casos de estudio.

Caso de estudio # 1.

Flujo actual 5,8 MMSCFD más un incremento capacidad de 5,0 MMSCFD con Loop 6" actual de 10,2 KM.

Según los cálculos desarrollados la línea presenta una caída de presión del fluido a su nivel máximo a la llegada estación regulación Mamatoco en la ciudad de Santa Marta.

Caso de estudio # 2.

Flujo actual 5,8 MMSCFD más un incremento capacidad de 5,0 MMSCFD con Loop 6" total proyectado a 23 KM.

Según los cálculos desarrollados la línea presenta una presión 125 Psig a la llegada estación regulación Mamatoco en Santa Marta; Se regula en la Est. Km 0+0,0 para adecuar la llegada al sistema compresión con 135 Psig con el objetivo disminuir la relación compresión del sistema. Todo lo anterior está condicionado con la culminación del Loop 6" con una longitud pendiente de 12,8 KM hacia la ciudad de Santa Marta.

De acuerdo al caso de estudio anterior, se plantea dos unidades compresión de tecnología Reciprocante operando a 2,5 MMSCFD y en horarios de máxima demanda en el sistema de distribución local en Santa Marta un sistema hace las veces de alterno, es decir sin operación temporal durante el anterior periodo.

Del proceso simulación en el software comercial se realizó el análisis de todas las líneas anexas y del sistema de compresión como tal con un diámetro de 4" acero al carbono *Schedule 40*, los cálculos arrojan una velocidad del fluido muy por debajo de la condición erosiva de la misma; así como unos niveles de potencia sonora muy por debajo de la condición crítica de 85 dbA.

Del software para determinar la unidad compresora, en un análisis basado en diferentes escenarios de presión succión, se determinó que la condición límite para una temperatura descarga crítica (≥ 350 °F) se da a partir de una presión succión de 115 Psig con una relación de compresión de 5,4.

10. RECOMENDACIONES

El estudio realizado comprende un análisis propio de la ingeniería conceptual y por ende no contempla los costos indirectos y directos del proyecto; Los cuales pueden ser desarrollados a través de una ingeniería detallada basada en la condición de aumentar de flujo sin afectar las condiciones de entrega presión del sistema.

Si se requiere un aumento mínimo de 10 MMSCFD en la capacidad de suministro desde campo Difícil hasta la ciudad de Santa Marta; Se debe analizar la propuesta de una estación compresora ubicada en el tramo entre la estación colector Bosconia y la estación regulación Tucurinca según el análisis de presión a lo largo de esta línea y un Loop por calcular de acuerdo a la necesidad en la línea existente entre la estación regulación Tucurinca y la estación regulación KM 0+0,0 en Ciénaga-Magdalena.

De la simulación en software comercial se puede realizar el análisis para diámetros inferiores a 4" de acero al carbono-*Schedule 40* y verificar las condiciones de erosión en las líneas principales y anexas a las unidades compresoras.

Por otra parte se recomienda implementar para sistema de compresión los siguientes requerimientos:

- El ordenamiento o arreglo de la unidad, incluyendo la distribución/ubicación de la tubería y los equipos auxiliares, debe ser desarrollado conjuntamente por el comprador y vendedor. El arreglo debe proveer un adecuado despeje de las áreas y un acceso seguro para la operación y mantenimiento del equipo.
- Motores, componentes e instalaciones eléctricas deben ser adecuados para la clasificación del área (clase, grupo, división o zona) especificada y debería cumplir los requisitos de la IEC 60079 (o NFPA 70, art. 500, 501,502 y 504), así

como cada uno de los códigos locales tal especificado y requerido en la solicitud del comprador.

- El equipo incluyendo todos los auxiliares, debe ser adecuado para la operación bajo condiciones ambientales específicas. Estas especificaciones debe incluir si las instalaciones son cerradas (con calefacción o sin calefacción) o al aire libre (con o sin techo), a máxima o mínimas temperaturas, humedad relativa, condiciones corrosivas o con polvo.
- El vendedor debe proveer al comprador, la temperatura prevista y la temperatura ideal o adiabática.
- Si alguno de los cilindros del compresor no va ser operado completamente descargado o parcialmente cargado por periodos de tiempo extendidos, el comprador y vendedor deben conjuntamente determinar el método a ser usado (ej.: uso periódico, momentáneamente cargado para purgar la acumulación de aceite lubricante en los cilindros del compresor) para prevenir el calentamiento y el daño por líquido.
- La potencia requerida para el punto normal de operación del compresor no debe exceder la potencia establecida en más del 3%.
- Los compresores deben ser rateados conservadoramente a una velocidad igual o menor que la conocida por el ensamblador para un menor mantenimiento y una operación libre de problemas bajo condiciones de servicio especificadas.
- Una alarma para apagado por temperatura descarga debe der instalada a cada cilindro del compresor. Esta debe ser sateada a 20 °K (40 °F) y 30 °K (50 °F) por encima de la máxima Temperatura de descarga prevista. Sin embargo la máxima temperatura descarga no debe exceder los 180°C (350 °F).
- El sistema de enfriamiento del cilindro debe ser adecuado para prevenir la condensación del gas. La temperatura del líquido de enfriamiento entrante debe ser al menos 5 °K (10 °F) por encima de la temperatura del gas entrante.

BIBLIOGRAFIA

Cesar Ordoñez R. Propuesta para el montaje de una estación compresora que permita aumentar el suministro proveniente del campo la creciente, Tesis de grado. UIS.

Diseño de plantas de compresión de gas. [En línea]. [2013]. [Citado 15 Febrero 2018]. Disponible en internet: <http://documents.tips/documents/disenodeplantasdecompresiondegasdocx.html>

Peña Pedraza, J. Diseño estación compresión de gas natural con capacidad para comprimir 330 MMSCFD, Tesis de grado, UIS.

Camargo, F .Diseño y operación de Gasoductos.

Guerrero, Ramiro. Diseño y operación de sistemas de compresión del gas.

Calderón, Ernesto. Diseño y operación redes de distribución gas.

Velásquez, Hermes Peña. Simulación de Procesos *Aspen Hysys*,