

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS EN LA
ESTACIÓN AUXILIAR E ISLA-IV DEL CAMPO CANTAGALLO
APLICANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE**

**JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMÍREZ
JORGE ROJAS ESCOBAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS EN LA
ESTACIÓN AUXILIAR E ISLA-IV DEL CAMPO CANTAGALLO
APLICANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE**

**JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMÍREZ
JORGE ROJAS ESCOBAR**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director
Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

A mis padres, a quienes quiero con mi corazón. Gracias a su amor, sus buenos consejos y apoyo, logre cumplir con esta meta tan importante que llenará de orgullo a mi familia. Por su perseverancia, su coraje y calidad humana son y serán un ejemplo de vida a seguir.

*A mis hermanos **Antonio, Miguel y Camilo**, por todos esos momentos tan alegres que vivimos durante nuestra infancia y que aun siguen presentes. Por brindarme su cariño y apoyo incondicional en los momentos de alegría y tristeza dándome palabras de aliento para seguir siempre adelante y cumplir mis sueños.*

*A mi linda y amada novia **Erika**, por su amor y cariño que ha llenado de alegría mi vida durante estos dos últimos años, y quien fue muy importante durante la realización de este proyecto por su apoyo y aportes hechos.*

*A **Jorge, Jeison, Gerson, Frank , Luis, Camilo, Steven, Silvestre, Gustavo, Wilson, Roberto** y demás amigos, que siempre estuvieron brindando su apoyo durante los momentos difíciles vividos en la universidad.*

JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMIREZ

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y permitirme alcanzar las metas que hasta ahora me he propuesto.

*A mi padre **Jose Maria** (Q.E.P.D) y mi madre **Isabel**, las personas más importantes de mi vida. Durante cada instante de alegría y dificultad siempre me brindaron su apoyo incondicional.*

*A **Lia, Leonardo y Valentina**. Mis adorados hermanos de los cuales siempre he recibido confianza y apoyo en los objetivos que me propongo.*

*A **Jairo, Erwin, Sergio, Jeison, Gerson, Frank , Luis Daniel, Gustavo, Wilson, Roberto, Harvith** y demás amigos, que siempre estuvieron brindando su apoyo durante los momentos difíciles vividos en la universidad.*

JORGE ROJAS ESCOBAR

AGRADECIMIENTOS

*Agradecemos muy especialmente al
Ingeniero **Fredy Abelardo Nariño
Remolina**, por su enorme esfuerzo y
colaboración durante la elaboración de
este proyecto y su valiosa amistad.*

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS EN LA ESTACIÓN AUXILIAR E ISLA IV DEL CAMPO CANTAGALLO APLICANDO UNA HERRAMIENTA SOFTWARE.*

AUTORES:

JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMIREZ
JORGE ROJAS ESCOBAR**

PALABRAS CLAVE:

Sistema de recolección, caída de presión, velocidad de flujo, modelamiento, evaluación, análisis de sensibilidad, modelo ideal.

DESCRIPCIÓN:

Debido a las condiciones variantes dentro de un campo se evaluó el sistema de recolección de gas en el campo Cantagallo mediante un software especializado, para identificar las oportunidades de mejora que se puedan presentar, buscando la optimización del sistema.

Inicialmente se hace una descripción del sistema de recolección y la toma de datos para el modelamiento, donde se localizaron 58 pozos, 2 estaciones de separación y la planta compresora dentro del editor gráfico del software, proporcionando las presiones y caudales como valores fijos o estimados. Para el flujo en las líneas, se utilizó la ecuación de Panhandle B. En la evaluación se encontró que la "Línea 1" del gasoducto tiene un diámetro muy bajo, la "Línea 4" tiene una restricción al flujo por la acumulación de líquidos, lo que genera altas caídas de presión y velocidades de flujo erosional, como ocurre también con la "Línea 8" por ser la de mayor longitud.

Se hizo un análisis de sensibilidad con 3 modelos, para los cuales se hizo variaciones en diámetro para las líneas que presentaron problemas y se revisó cual proporcionaba mejores resultados para el sistema, creando un modelo ideal el cual optimizara la red de recolección. Se recomienda el cambio de las líneas 1, 4 y 8 a 4, 6 y 8 pulgadas respectivamente, para mejorar el comportamiento de flujo del gas, gracias a la reducción en la caída de presión, velocidades de flujo estables, permitiendo el transporte de mayores caudales de gas y la reducción en la presión de los separadores, disminuyendo la formación de espumas en los separadores y tanques de almacenamiento.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

SUMMARY

TITLE:

EVALUATION OF THE GAS GATHERING SYSTEM IN THE AUXILIARY STATION AND ISLAND IV AT THE CANTAGALLO FIELD APPLYING A TOOL SOFTWARE*

AUTHORS:

JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMIREZ
JORGE ROJAS ESCOBAR**

KEYWORDS:

Gathering system, pressure drop, flow velocity, modeling, evaluation, sensibility analysis, ideal model.

DESCRIPTION:

Due to the conditions variants inside a field the gas gathering system was evaluated in the field Cantagallo by means of specializing software, for identify opportunities of improvement that could present, looking for the optimization of the system.

Initially is done a description of the gathering system and taking of information for the modeling, where were located 58 wells, 2 stations of separation and the compressor plant inside the graphical publisher of the software, providing the pressures and flow rate as values fixed or estimated. For the flow in the lines, was used Panhandle B's equation. In the evaluation was found that "Line 1" of the gas pipeline has a very low diameter, the "Line 4" has a restriction to the flow by liquid accumulation, which generates high pressure drop and flow velocity erosional, since happens also with the "Line 8" for being that of length greater.

An analysis of sensibility was done with 3 models; variations were done on these in diameter for the lines that presented problems and there were checked which proportioned better results for the system, creating an ideal model that was optimizing the gathering system. Recommended the change of lines 1, 4 and 8 to 4, 6 y 8 inches respectively, for improve the behavior of flow of the gas, thanks to the reduction in the pressure drop, stable flow velocities, allowing the transport of flow rate of gas greater and the reduction in pressure of the separators, Diminishing the formation of foam in the separators and storing tanks.

* Degree Project

** Physical – Chemicla Engineerings Faculty, Petroleum Engineering; Eng. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. PRINCIPIOS DEL FLUJO DE FLUIDOS COMPRESIBLES EN TUBERÍAS	2
1.1 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	3
1.1.1 Número de Reynolds.	4
1.1.2 Ecuación General de Energía.	5
1.1.3 Factor de fricción de MOODY.	7
1.1.4 Ecuación general para el flujo de gas a través de tuberías.	9
1.2 ECUACIONES PARA FLUJO DE GAS	15
1.2.1 Flujo de gas.	15
1.2.2 Ecuación de WEYMOUTH.	17
1.2.3 Ecuación de PANHANDLE.	18
1.2.4 Ecuación de SPITZGLASS.	19
1.2.5 Uso de las ecuaciones de gas.	20
1.3 LÍNEAS DE GAS	22
1.4 PERDIDAS DE PRESIÓN EN ACCESORIOS	24
2. SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	26
2.1 LÍNEAS DE FLUJO	26
2.2 LÍNEAS TRONCALES	26

2.3 ARREGLOS DE SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	27
2.3.1 Arreglo Radial.	28
2.3.2 Arreglo Axial.	29
2.4 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	31
2.4.1 Consideraciones generales.	32
2.4.2 Tamaño de línea	36
2.4.3 Espesor de pared	38
2.4.4 Esquema para el diseño de sistemas de recolección	40
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	43
3.1 LOCALIZACIÓN	43
3.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN	44
3.2.1 Estación A	44
3.2.2 Estación B	48
3.3 PLANTA COMPRESORA	50
3.4 CARACTERIZACIÓN DEL GAS	54
3.5 PARTES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	56
3.5.1 Cabezales de pozo	56
3.5.2 Accesorios	57
3.5.3 Line pipe	59
3.5.4 Separadores	62
3.5.5 Depuradores de gas	65
3.5.6 Gas a TEA	67
3.5.7 Compresores	68

4. MODELAMIENTO Y AJUSTE DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN	70
4.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	70
4.2 TIPO DE FLUIDO	71
4.3 UNIDADES DE MEDIDA	72
4.4 FUENTES (SOURCES)	72
4.5 SALIDAS (SINKS)	75
4.6 NODOS DE UNIÓN (JUNCTIONS)	76
4.7 VÍNCULOS (LINKS)	77
4.7.1 Diámetros	78
4.7.2 Longitud	78
4.7.3 Cambio de elevación	79
4.7.4 Rugosidad	79
4.7.5 Ambiente exterior de la tubería	80
4.7.6 Ecuación de flujo	82
4.7.7 Dispositivos y equipos en la simulación	82
4.8 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN	84
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES	87
5.1 RESULTADOS PARA LAS CONDICIONES DE FLUJO	87
5.2 PRESIONES CALCULADAS	87
5.2.1 Presión en los separadores	89
5.2.2 Presión en los depuradores	90

5.2.3 Caídas de presión	90
5.3 CAUDALES CALCULADOS	91
5.4 DIÁMETRO EQUIVALENTE PARA TRAMO DE LÍNEA 4 “CRUCE SUBFLUVIAL”	92
5.5 VELOCIDAD DE FLUJO	92
5.6 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO	93
5.6.1 Origen de las falencias	95
5.6.2 Problemas encontrados	95
5.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES	97
5.7.1 Modelo 1	98
5.7.2 Modelo 2	100
5.7.3 Modelo 3	103
6. RECOMENDACIONES	108
6.1 TRAMO CLUSTER I A ESTACIÓN A – “LÍNEA 1”	108
6.2 SEGUIMIENTO DE LA LÍNEA PARA CRUCE SUBFLUVIAL “LÍNEA 4”	109
6.3 LÍNEA A PLANTA COMPRESORA – “LÍNEA 8”	110
6.4 MODELO IDEAL	111
CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	119

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Factor de rugosidad para diferentes tipos de tubería. Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.	8
Cuadro 2. Coeficiente de resistencia para cálculos de caída de presión en accesorios de líneas de flujo.	25
Cuadro 3. Factor de diseño F. Fuente: Surface Facilities Production, Arnold Ken. Vol 1.	39
Cuadro 4. Factor de degradación de temperatura T. Fuente: Surface Facilities Production, Arnold Ken. Vol 1.	40
Cuadro 5. Factor de junta longitudinal E. Fuente: Surface Facilities Production, Arnold, Ken. Vol 1.	40
Cuadro 6. Potenciales de producción por pozo de la Estación A del campo Cantagallo. Fuente: ECOPETROL S.A.	45
Cuadro 7. Potenciales de producción por pozo de la Estación B del campo Cantagallo. Fuente: ECOPETROL S.A.	49
Cuadro 8. Cromatografías De Los Gases Del Campo Cantagallo	54
Cuadro 9. Propiedades Físico-Químicas del Gas.	55
Cuadro 10. Convención para los nombres de los principales tramos del campo.	60
Cuadro 11. Datos de Entrada Para las Fuentes de La Estación A	73
Cuadro 12. Datos de Entrada Para las Fuentes de Estación B	74
Cuadro 13. Datos de Salida Para los Salidas del Campo Cantagallo	76
Cuadro 14. Dispositivos utilizados en la simulación.	82
Cuadro 15. Descripción de la estructura de red de tuberías de las principales líneas del sistema de recolección del campo.	83

Cuadro 16. Presiones calculadas del modelo ajustado.	87
Cuadro 17. Presión calculada en los depuradores.	90
Cuadro 18. Caída de presión en los tramos principales.	90
Cuadro 19. Caudales calculados.	91
Cuadro 20. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 1.	92
Cuadro 21. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 1.	100
Cuadro 22. Presiones calculadas para los nuevos pozos del Modelo 2.	101
Cuadro 23. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 2.	102
Cuadro 24. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 2.	102
Cuadro 25. Presiones calculadas para los nuevos pozos del Modelo 3.	104
Cuadro 26. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 3.	106
Cuadro 27. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 3.	106
Cuadro 28. Recomendaciones planteadas para las principales líneas.	110
Cuadro 29. Velocidades de flujo originales e ideales en la Línea 4.	111
Cuadro 30. Caída de presión y velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo ideal.	114
Cuadro 31. Presiones en los principales nodos para el modelo ideal.	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Factor de fricción dependiente del número de Reynolds (Re).	8
Figura 2. Factor de fricción contra diámetro de tubo para tres correlaciones.	20
Figura 3. Caída de presión aceptable para líneas cortas.	23
Figura 4. Arreglo de sistema de recolección radial, para línea troncal como punto de convergencia.	28
Figura 5. Arreglo de sistema de recolección radial, para un depurador como punto de convergencia.	29
Figura 6. Arreglo de sistema de recolección axial, para línea troncal como punto de convergencia de un conjunto de colectores.	30
Figura 7. Arreglo de sistema de recolección axial, para línea troncal como punto de convergencia de un conjunto de depuradores.	30
Figura 8. Estándar operativo para el diseño de sistemas de recolección.	41
Figura 9. Localización del campo Cantagallo.	43
Figura 10. Mapa de la Estación A.	46
Figura 11. Cluster I.	47
Figura 12. Diagrama de la Estación B.	48
Figura 13. Planta compresora de gas.	51
Figura 14. Cabezal de pozo para sistema de bombeo electrosumergible. (a) Producción de gas por anular. (b) Producción de crudo por tubing. (c) Manómetro de anular.	57
Figura 15. Manifold de producción. Línea de salida del depurador al gasoducto troncal.	61

Figura 16. Trampa para raspadores.	62
Figura 17. Separadores de la Estación A	64
Figura 18. Depurador de la Estación A.	67
Figura 19. Teas en la Estación A.	68
Figura 20. Principales elementos de la celda de flujo dentro del editor grafico.	77
Figura 21. Representación de la estructura de un Link.	78
Figura 22. Diagrama de flujo para el modelamiento del sistema de recolección.	85
Figura 23. Diagrama de flujo para el ingreso de datos.	86
Figura 24. Esquema de las condiciones actuales del campo.	94
Figura 25. Representación del Modelo ideal.	116

INTRODUCCIÓN

Para el diseño de las líneas de transporte de gas en un campo petrolero hay que tener en cuenta la distribución de los pozos y la información de producción, teniendo en cuenta parámetros tales como la presión en los pozos y separadores, caudal de gas y temperatura en cabeza, que son importantes a la hora de definir el diseño de las tuberías y accesorios del sistema de recolección, pensando en tener las menores caídas de presión, que permiten a su vez tener un menor gasto de energía en el sistema, optimizando el proceso de producción. Por lo tanto, del buen diseño del sistema dependerá tener un eficiente comportamiento de flujo, una mayor producción y rendimiento económico.

Sin embargo, las condiciones de operación cambian a través del tiempo de forma inevitable por diferentes razones, ya sea por el deterioro de los elementos del sistema de recolección, restricciones en el flujo, disminución en la producción, o aumento del caudal por estimulación de pozos ya existentes y la perforación de nuevos.

Debido a las condiciones variantes dentro de un campo, en este trabajo se hace una evaluación del comportamiento de flujo monofásico al sistema de recolección de gas del campo Cantagallo, utilizando una herramienta software para simular las condiciones actuales y verificar si las condiciones de operación son adecuadas para el sistema. Con base en el análisis de los resultados obtenidos, se aportaran recomendaciones que ayudaran a optimizar el desempeño del sistema de recolección.

1. PRINCIPIOS DEL FLUJO DE FLUIDOS COMPRESIBLES EN TUBERÍAS

La determinación exacta de la pérdida de presión de un fluido compresible que circula por una tubería requiere conocer la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema particular. Los casos extremos considerados normalmente son de flujo adiabático y el flujo isotérmico. El flujo adiabático se supone que ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, en las que no se transfiere calor desde o hacia la tubería, excepto la pequeña cantidad de calor que se produce por fricción que se añade al flujo.

Flujo isotérmico o flujo a temperatura constante, se considera que ocurre muy a menudo, en parte por conveniencia, o porque se acerca más a la realidad de lo que sucede en las tuberías. El caso extremo sucede en las tuberías de gas natural, especialmente en las que están aisladas y con presiones muy altas.

La relación entre presión y volumen puede adoptar cualquier otra forma, llamándose flujo politrópico, por lo cual la información específica en cada caso es prácticamente imposible.

La densidad de los gases y los vapores varía constantemente con la presión; por lo tanto, si la caída de presión entre un punto de P_1 a otro punto de P_2 es grande, la densidad y velocidad cambian de manera significativa.

Cuando se trabaja con fluidos compresibles debe tenerse en cuenta las siguientes restricciones al utilizar la ecuación de Darcy:

- Si la pérdida de presión calculada ($P_1 - P_2$) es menor que el 10% de la presión de entrada P_1 , se obtiene una exactitud razonable si el volumen específico que se introduce en la ecuación se basa en las condiciones de entrada o en las condiciones de salida, cualesquiera que sean conocidas.
- Si la caída de presión calculada ($P_1 - P_2$) es mayor al 10% pero menor al 40% de la presión de entrada P_1 , la ecuación de Darcy puede aplicarse con razonable precisión, utilizando el volumen específico basado en una media de las condiciones de entrada y de salida; de otra forma se puede corregir el efecto con base en el factor neto de expansión “Y”.
- Para pérdidas de presión mayor, como las que se encuentran a menudo en tuberías largas, deben utilizarse otros métodos, como por ejemplo el método de longitud equivalente.

1.1 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES¹

Debido a que en superficie el fluido de producción va a contener gas libre, aceite y agua libre, los cálculos para determinar la caída de presión con la distancia se hacen más complicados por la presencia tanto de la fase líquida como gaseosa. Esto se presenta debido a las propiedades del fluido pues son dependientes de la presión y la temperatura de la línea, haciendo que los volúmenes medidos y las velocidades cambien con cada tramo de la línea.

Se han especificado una serie de definiciones y ecuaciones prácticas que ayudan a conocer el diseño de líneas de recolección de gas, número de

¹ ARNOLD, Ken Y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations V1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986. Pág. 244-250.

Reynolds, ecuación general de energía, factor de fricción de Moody y ecuación general para el flujo de gas a través de tuberías.

1.1.1 Numero de Reynolds. El número de Reynolds es un parámetro adicional que consiste en un cociente entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas, este número generalmente se expresa de la siguiente forma:

$$Re = \frac{\rho DV}{\mu'} \quad (1)$$

Donde,

Re = Numero de Reynolds, adimensional

ρ = Densidad del fluido, lb/pies³

D = Diámetro de tubería, pies

V = Velocidad media del fluido, pies/s

μ' = Viscosidad del fluido, lb/pies-s

El número de Reynolds se puede expresar en unidades de campo más útiles, para su correspondiente aplicación:

$$Re = 92.1 \frac{(S.G)Q_i}{d\mu} \quad (2)$$

Donde,

μ = Viscosidad, cp

d = Diámetro de la tubería, pulgadas

S.G. = gravedad específica de líquido en relación con el agua

Q_i = caudal líquido, bpd

Para líneas con flujo de gas, Reynolds se puede expresar de la siguiente forma:

$$Re = 20,100 \frac{Q_g S}{d\mu} \quad (3)$$

Donde,

Q_g = Tasa de flujo de gas, MMscfd

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar (aire=1)

d = Diámetro de tubería, pulgadas

μ = Viscosidad, cp

El número de Reynolds es muy útil para describir el régimen de flujo. Para flujo monofásico existen dos tipos de regímenes: laminar y turbulento. Ingenierilmente se han establecido que para $Re < 2100$ se considera flujo laminar y para $Re > 4000$ se trabaja como flujo turbulento. Para Reynolds intermedios entre 2100 y 4000 se presenta un régimen de transición aunque algunos investigadores recomiendan trabajar como si fuera un régimen turbulento.

1.1.2 Ecuación General de Energía. El teorema de Bernoulli busca expresar la energía contenida en un fluido en términos de la energía potencial contenida en un equivalente de cabeza de una columna de fluido, este teorema es la base principal para predecir las caídas de presión en sistemas de tuberías; generalmente se expresa así:

$$Z_1 + \frac{144P_1}{\rho_1} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144P_2}{\rho_2} + \frac{V_2^2}{2g} + H_L \quad (4)$$

Donde,

Z = Elevación de cabeza, pies

P = Presión, psi

ρ = Densidad, lb/pies³

V = Velocidad del fluido, pies/s

g = Constante gravitacional

H_L = Pérdida de presión en cabeza por fricción, pies

Esta ecuación asume que no se agrega energía en forma de calor al sistema y tampoco se realiza trabajo sobre los alrededores, considerando un estado estable. La ecuación expresa la diferencia de energía entre dos puntos de una línea de tubería.

El término de pérdidas por fricción ha sido expresado por Darcy-Weisbach, que afirma que la cabeza de pérdidas entre dos puntos es proporcional al diámetro de la tubería, esto se cumple si la tubería posee una sección transversal circular y que este completamente llena, matemáticamente las pérdidas por fricción se puede expresar así:

$$H_L = \frac{fLV^2}{D2g} \quad (5)$$

Donde,

L = Longitud de la tubería, pies

D = Diámetro de tubería, pies

f = factor de proporcionalidad

H_L = Pérdida de presión en cabeza por fricción, pies

V = Velocidad del fluido, pies/s

En muchas baterías de recolección los cambios por elevación y velocidad se pueden despreciar, esto permite obtener una expresión mas simplificada para determinar la caída de presión entre dos puntos en una tubería. Afirmando esto la ecuación general de energía se puede reducir a:

$$\Delta P = 0.0013 \frac{f \rho L V^2}{d} \quad (6)$$

Donde,

ΔP = Perdidas por fricción en tubería horizontal, psi

1.1.3 Factor de fricción de MOODY. Es el factor que acompaña el termino de la caída de presión se denomina factor de fricción de Moody, se calcula con correlaciones conocidas o con el diagrama de resistencia de Moody.

El factor de fricción se puede expresar en términos del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería, ε / D . Para flujo laminar el factor de fricción es únicamente función del Re:

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (7)$$

Para el flujo turbulento, f es una función tanto de la rugosidad de la tubería como del número de Reynolds. En los altos valores de Re, f es una función sólo de ε / D .

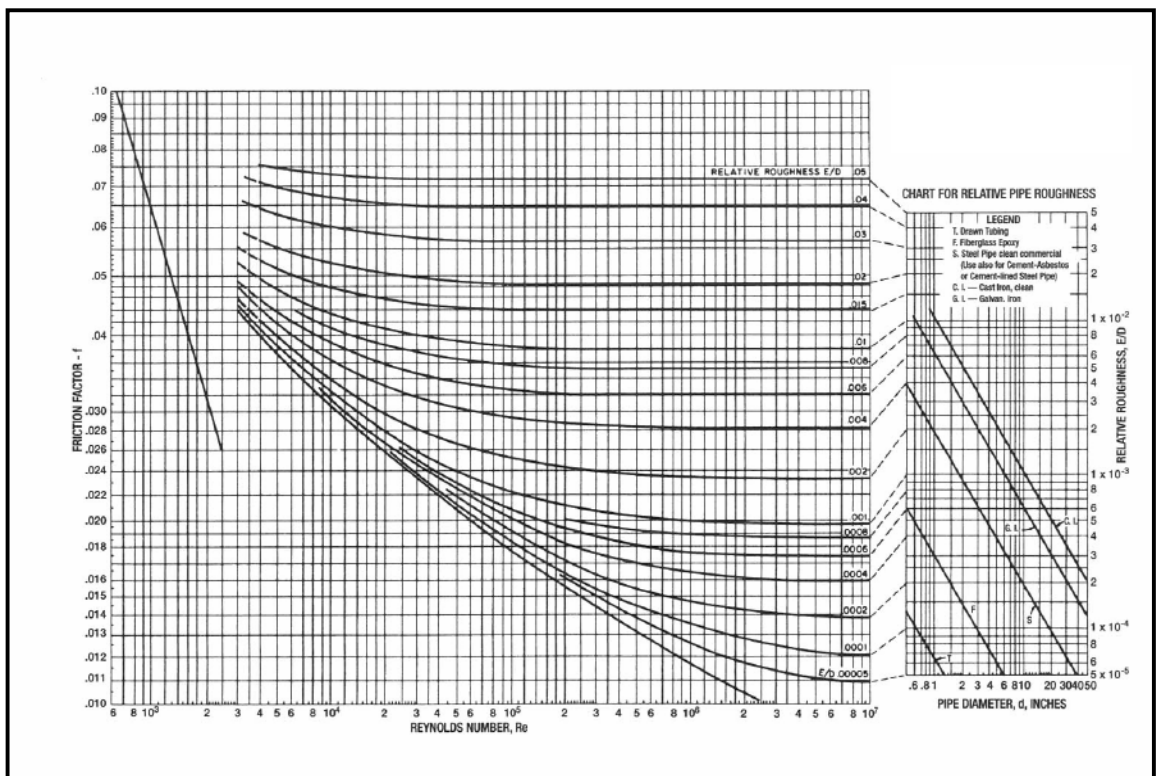
El cuadro 1 muestra la rugosidad relativa para varios tipos de tubos nuevos y limpios. Estos valores deberían ser aumentados en un factor de 2 a 4 para tener en cuenta la edad y uso en la tubería.

Cuadro 1. Factor de rugosidad para diferentes tipos de tubería. Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.

RUGOSIDAD DE TUBERIA	
TIPO DE TUBERIA (NUEVA, TUBERIA LIMPIA)	RUGOSIDAD (in)
LINEA DE HORMIGON	0.012 - 0.12
HIERRO DE MOLDE - DESCUBIERTO	0.01
HIERRO GALVANIZADO	0.006
ACERO ALEACION CARBON	0.0018
FIBRA DE VIDRO (EPOXI)	0.0003
TUBERIA DRAWN	0.00006

“El factor puede incrementar de 2 a 4 por año de uso”

Figura 1. Factor de fricción dependiente del número de Reynolds (Re).



Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.

1.1.4 Ecuación general para el flujo de gas a través de tuberías. El valor del conocimiento de las condiciones para las cuales son aplicables las ecuaciones usadas en el cálculo del flujo de gas a través de tuberías, tanto como las asunciones hechas en la derivación de esas fórmulas, justifican un análisis detallado de las ecuaciones básicas. A partir de tal análisis, se entenderán más fácilmente las diferencias entre las fórmulas para el flujo del gas.

La derivación matemática incluye la ecuación fundamental para el flujo de los fluidos compresibles y la fórmula general para el flujo de gas natural a través de tuberías.

La teoría del flujo de fluidos compresibles y la derivación de las ecuaciones básicas están en la mayoría de los textos relacionados con la termodinámica.

La ecuación general para el flujo de gas natural a través de tuberías se puede obtener por varios caminos; a continuación se plantea el método más directo: se considera un tramo de tubería entre dos secciones cualesquiera, que son normales a las paredes del tubo. El flujo entre esas dos secciones requiere cumplir dos condiciones específicas:

- No se hace trabajo sobre el fluido por medios externos.
- El flujo es permanente; o sea que el mismo peso de gas pasa por cada sección de la tubería durante un intervalo de tiempo.

Los gases se miden usualmente en términos volumétricos, más que por peso; sin embargo, las relaciones de energía usadas en la obtención de la ecuación fundamental para el flujo de fluidos compresibles se presentan más fácilmente cuando se considera un peso dado de fluido.

En la siguiente derivación de la ecuación fundamental para el flujo de un fluido compresible a través de tubería, el primer paso es aplicar la ley de conservación de la energía, balanceando solamente la energía mecánica. A partir de esto se pueden derivar ecuaciones para numerosas condiciones de flujo.

En el desarrollo de ésta ecuación general para el transporte de gas se considerarán solamente las condiciones que conciernen al transporte comercial.

En la aplicación de las ecuaciones algunos de los factores son de una pequeña magnitud relativa y pueden ignorarse; además, se hacen muchas asunciones que permiten simplificaciones sin afectar sustancialmente el valor de las ecuaciones resultantes.

Tres de esas asunciones o condiciones son las siguientes:

- El flujo ocurre bajo condiciones isotermas, o sea que la temperatura del gas permanece inalterada.

La temperatura del gas coincide con la de la tubería y como las tuberías de gas natural usualmente se instalan enterradas, la temperatura del gas que fluye no se afecta apreciablemente por cambios rápidos de la temperatura atmosférica. Los cambios de temperatura del gas usualmente son estacionales y las observaciones simultáneas de temperatura en las secciones de entrada y salida del tramo de tubería son generalmente las mismas.

- El gas se comporta de acuerdo a la ley de Boyle, que establece que a temperatura constante el volumen ocupado por un gas es inversamente proporcional a la presión absoluta ($pV=K$). Por consiguiente, se asume flujo isotérmico.

Sin embargo, es bien conocido que los gases reales no cumplen estrictamente la ley de Boyle. La desviación del gas natural de la ley de Boyle es significativa a altas presiones y depende tanto de la composición química del gas natural como de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se encuentra.

Las desviaciones de la ley de Boyle para un grupo representativo de gases naturales, fueron determinadas inicialmente por Johnson y Berwald², quienes reportan algunos datos detallados concernientes a su magnitud y efecto en el cálculo de tasas de flujo.

- La tubería es horizontal. Los cambios de elevación a lo largo de una tubería rara vez son muy grandes y su efecto en el cálculo del flujo de gas usualmente es despreciable; sin embargo, para el flujo de líquidos, el peso del fluido hace imposible ignorar las diferencias en elevación al escribir un balance de energía.

El peso específico del gas natural bajo las presiones ordinarias en las tuberías es pequeño comparado con el de los líquidos y en la mayoría de condiciones las diferencias de energía potencial del gas debido a diferencias de elevación tienen un pequeño significado relativo.

Johnson y Berwald presentaron por primera vez los datos obtenidos en ensayos de flujos donde se relacionan las diferencias de elevación observadas y sus efectos en el cálculo de la tasa de flujo.

De acuerdo con estas tres asunciones; flujo isotérmico, cumplimiento de la ley de Boyle y tubo horizontal, resulta la siguiente ecuación:

² JOHNSON, T.W., BERWALD, W.B. Flow of Natural Gas Through High-Pressure Transmission Lines, U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines, Monograph 6, A Joint Report, 1935.

$$h_f = H_e - \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} \quad (8)$$

En el flujo de gas natural a través de tubería ocurren usualmente considerables caídas de presión entre las secciones de entrada y salida, por lo tanto se tendrán en cuenta las condiciones de flujo relativas a "*grandes porcentajes de caída de presión*" mencionadas originalmente por Walker et al³.

Como la presión a lo largo de la tubería disminuye y la temperatura permanece constante, el volumen del gas aumenta. Como el mismo peso de gas cruza cada sección del tubo durante el mismo intervalo de tiempo, y el tubo es de área constante en la sección, la velocidad del flujo aumenta.

En el flujo de fluidos el movimiento de las partículas fluidas a través del tubo es ó laminar ó turbulento. En el flujo laminar el movimiento de las partículas es paralelo a las paredes del tubo y no hay corrientes transversales, mientras que en el flujo turbulento existen corrientes transversales o vórtices.

Se considera que el flujo laminar ocurre usualmente a bajas velocidades. El trabajo de Reynolds⁴ establece las relaciones entre el tipo de flujo y el diámetro del tubo, la velocidad del flujo, la densidad y la viscosidad del fluido.

³ Walker, W.H., Lewis, W.K., McAdams, W.H. Principles of Chemical Engineering. New York. 1927. Pág. 112.

⁴ Reynolds, O. An Experimental Investigation of the Circumstances Which Determine Whether the Motion of Water Shall be Direct or Sinuous, And of the Law Of Resistance in Parallel Channels; Phil. Trans. Royal Soc. London, Vol 174, Pág. 935-982. 1883.

En el transporte comercial de gas natural por tubería el flujo es decididamente turbulento y es para este tipo de flujo que se expresa aquí la ecuación del balance de energía.

El trabajo hecho para vencer la resistencia de la fricción en la distancia δl es igual al producto entre la resistencia de fricción y la distancia a lo largo de la cual se vence esa resistencia.

Para flujo turbulento, según Prandtl⁵, la resistencia a la fricción es proporcional a la superficie de contacto con el fluido, aproximadamente proporcional al cuadrado de la velocidad y proporcional al peso específico del fluido.

Además, como para tuberías comerciales la relación longitud a diámetro (L/D) es grande comparada con la relación de presiones a la entrada y a la salida del tramo, el valor del término $\ln(p_2/p_1)$ es despreciable en comparación con el valor del término $4fL/2D$ y para cálculos ordinarios podrá ignorarse; así y con base en la ecuación de balance de energía podemos llegar a:

$$Av_1 = A \left[\frac{gRT(P_1^2 - P_2^2)}{2P_1^2 \frac{4fL}{2D}} \right]^{1/2}$$

Ahora, como el caudal en volumen es $Q=AV$ y $R = K_G/M$, donde M es el peso molecular del gas (N/mol) y K_G es la constante universal de los gases.

Sustituyendo estos valores se tiene:

⁵ PRANDTL, L. Essentials of Fluid Dynamics. Hafner Publishing Company, New York. 1952.

$$Q = A \left[\frac{gK_g TD(P_1^2 - P_2^2)}{Mp_1^2 4fL} \right]^{1/2} \quad (9)$$

Sin embargo, la ecuación (9) debe y puede simplificarse de manera que se exprese en términos de variables que se midan más fácilmente.

La principal función de cualquiera ecuación de flujo en tuberías está en su aplicación al diseño de sistemas de tuberías. Por esta razón es deseable expresar las relaciones de los diversos factores que influyen en el flujo en su forma más simple para facilitar el cálculo de cualquiera de las variables cuando se conocen las demás.

La ley de los gases ($pv = RT$) nos permite relacionar las condiciones absolutas (p, T) con las condiciones ambientales, o de base (p_0, T_0), para lo cual multiplicamos la ecuación (9) por $p_1 T_0 / p_0 T$ y el área en términos del diámetro es $A = \pi D^2 / 4$, así:

$$Q = \frac{\pi}{4} \left[\frac{gK_g (P_1^2 - P_2^2) D^5}{M^4 f L T} \right]^{1/2} \frac{T_0}{P_0}$$

La gravedad específica de los gases (G) se determina respecto al aire, así:

$G = M / M_{aire}$ o sea $M = M_{aire} \cdot G$ y se tiene:

$$Q = \frac{\pi}{4} \left[\frac{gK_g (P_1^2 - P_2^2) D^5}{M_{aire} G f L T} \right]^{1/2} \frac{T_0}{P_0} \quad (10)$$

Esta es la ecuación fundamental para el flujo de fluidos compresibles a lo largo de tuberías.

1.2 ECUACIONES PARA FLUJO DE GAS⁶

Para el flujo de gas se han desarrollado diferentes ecuaciones de flujo que se basan principalmente en el cálculo de diámetros de las líneas a usar. Las ecuaciones de flujo de gas más utilizadas son Ecuación de Weymouth, Ecuación de Panhandle y Ecuación de Spitzglass.

1.2.1 Flujo de gas. La ecuación de Darcy asume la densidad constante sobre la sección de tubería entre puntos de salida y de entrada. Mientras esta suposición es válida para líquidos, es incorrecto para tuberías de gas, donde la densidad es una función principalmente de presión y temperatura. A medida que el gas fluye a través de la tubería se provoca caída de presión y por consiguiente tiende a disminuirse la densidad.

Al mismo tiempo, si el calor no es añadido al sistema, el gas se enfriará, haciendo que su densidad aumente. En válvulas de control, donde el cambio de presión es instantáneo, y además ninguna cantidad de calor instantánea es añadido al sistema, la extensión puede ser considerada adiabática. En el flujo de tubería, sin embargo, la caída de presión es gradual y hay superficie de tubería suficiente entre el gas y el medio circundante para añadir el calor al gas y así mantener el gas en la temperatura constante. En tal caso se puede considerar que el gas sufre una extensión isotérmica.

En ocasión, donde la temperatura de gas es considerablemente diferente a la temperatura del ambiente, la suposición de isotérmico en el flujo no es válida. En estos casos la exactitud mayor puede ser obtenida por la división de la línea en los segmentos cortos que corresponden a sólo pequeños cambios de temperaturas.

⁶ ARNOLD, Ken Y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations V1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986. Pág. 244-250.

La ecuación general para la expansión de un gas puede ser considerada de la siguiente manera:

$$W^2 = \left[\frac{144gA^2}{\bar{V}_1 \left(\frac{fL}{D} + 2 \log_e \frac{P_1}{P_2} \right)} \right] \left[\frac{(P_1)^2 - (P_2)^2}{P_1} \right] \quad (11)$$

Donde,

W = Rata de flujo, lb/s

g = Aceleración de la gravedad, pies/s²

A = Área de sección transversal de tubería, pies²

\bar{V}_1 = Volumen específico de gas a condiciones corriente arriba, pies³/lb

f = Factor de fricción

L = Longitud, pies

D = Diámetro de tubería, pies

P_1 = Presión corriente arriba, psia

P_2 = Presión corriente abajo, psia

Esta ecuación asume que:

- Ningún trabajo es realizado entre puntos 1 y 2, por ejemplo no hay ningún compresor o extensor ni cambio de elevación.
- El gas fluye en condiciones estables, no hay cambios de aceleración.
- El factor de fricción de Moody, f , es constante, como una función de la longitud. Existe algún cambio debido a la posible variación del número de Reynolds, pero es insignificante.

Para objetivos de tubería prácticos,

$$2 \log_e \frac{P_1}{P_2} \ll \frac{fL}{D} \quad \text{Y puede ser ignorada.}$$

Con esta suposición y sustitución en la anterior ecuación para unidades de yacimiento, se puede concluir la siguiente ecuación:

$$P_1^2 - P_2^2 = 25.1 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{d^5}$$

Donde,

P_1 = Presión corriente arriba, psia

P_2 = Presión corriente abajo, psia

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

Q_g = Tasa de flujo de gas, MMscfd

Z = Factor de compresibilidad del gas

T_1 = Temperatura fluyendo, °R

f = Factor de fricción de Moody, adimensional

d = Diámetro tubería, pulgadas

1.2.2 Ecuación de WEYMOUTH. Esta ecuación trabaja para números de Reynolds altos, haciendo que el cálculo del factor de fricción de Moody sea casi independiente del Reynolds y totalmente dependiente de la rugosidad relativa de la tubería.

$$Q_g = 1.11 d^{2.67} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{L S Z T_1} \right]^{1/2} \quad (12)$$

Donde,

Q_g = Caudal de gas, MMscfd

d = Diámetro de la tubería, pulgadas

P_1 y P_2 = Presión en los puntos 1 y 2 respectivamente, psia

L = Longitud de tubería, pies

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

T_1 = Temperatura de entrada del gas, °R

Z = Factor de compresibilidad del gas

Esta ecuación es recomendada para líneas de recolección de gas que tienen altas caídas de presión en longitudes cortas de tubería (velocidades muy altas), pues allí la turbulencia es alta.

1.2.3 Ecuación de PANHANDLE. Esta ecuación permite representar el flujo parcialmente turbulento de gas en líneas con poca rugosidad. El factor de fricción de Moody se representa por una línea recta de la siguiente forma:

$$\log f = n \log Re + \log C$$

Esta ecuación permite trabajar dos zonas, para números de Reynolds en el rango de $5 \cdot 10^6$ a $11 \cdot 10^6$ y asume un $n = 0,146$, y para Reynolds muy altos donde está totalmente desarrollado el flujo turbulento asume un $n = 0,039$.

Usando esta suposición y asumiendo: una viscosidad constante para el gas, $n = 0.146$ se considera la ecuación de Panhandle A, expresada así:

$$Q_g = 0.020E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.853} Z T_1 L_m} \right]^{0.059} d^{2.62} \quad (13)$$

Para $n = 0.039$, la ecuación de Panhandle B se expresa de la siguiente forma:

$$Q_g = 0.028E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L_m} \right]^{0.51} d^{2.53} \quad (14)$$

En las dos ecuaciones se maneja un factor E que corresponde a la Eficiencia o condiciones de operación de la tubería, y puede tomar los siguientes valores:

- E = 1.0 para marca nueva de tubería
- = 0.95 para condiciones de operación buena
- = 0.92 para condiciones de operación promedio
- = 0.85 para condiciones de operación desfavorables

La ecuación de Panhandle es útil para líneas con gran diámetro y de trayectos muy largos, caso presentado en los gasoductos o líneas de recolección.

1.2.4 Ecuación de SPITZGLASS. Esta ecuación es útil para líneas de gas que trabajan con presiones muy cercanas a la atmosférica y asume las siguientes consideraciones: las propiedades del gas se toman a 520°R y la caída de presión es menor del 10% de la presión de entrada a la línea, de esta forma la ecuación se expresa de la siguiente forma.

$$Q_g = 0.09 \left[\frac{\Delta h_w d^5}{SL \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d \right)} \right]^{1/2} \quad (15)$$

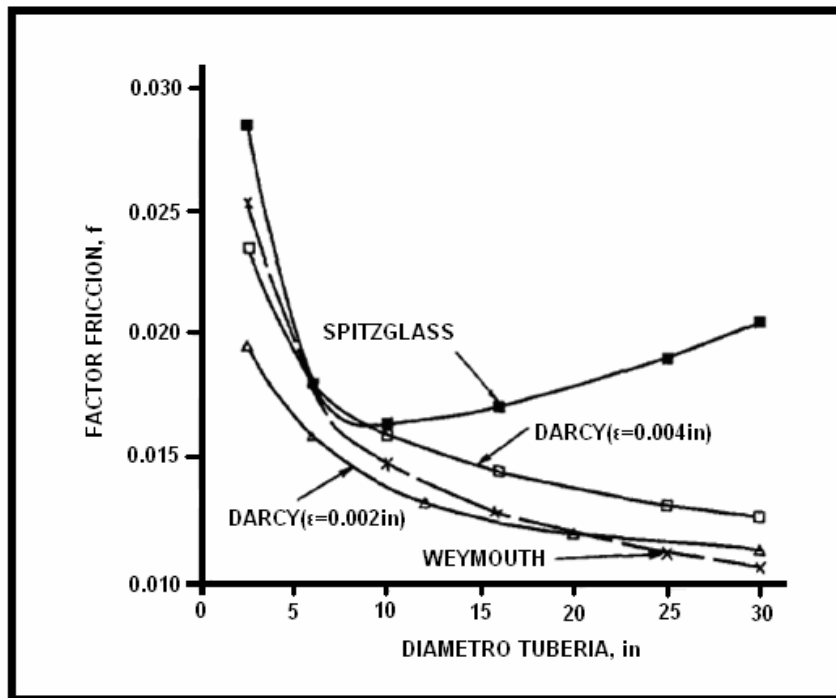
Donde,

Δh_w = Perdida de presión, pulgadas de agua.

Esta ecuación es útil para líneas de gas utilizadas para venteo, ya sea en los pozos o en los separadores.

1.2.5 Uso de las ecuaciones de gas. La ecuación de Weymouth y Spitzglass asumen que el factor de fricción es simplemente función de diámetro de tubería. En la Figura 2 se comparan los factores de fricción propuestos para estas ecuaciones con el factor indicado por la línea horizontal del diagrama Moody para dos rugosidades absolutas diferentes.

Figura 2. Factor de fricción contra diámetro de tubo para tres correlaciones.



Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.

En el rango de diámetro de tubería de 3 a 6 pulgadas todas las curvas tienden a proporcionar resultados idénticos. Para tuberías con diámetros

grandes (10 pulgadas y más grande) la ecuación Spitzglass se hace demasiado conservadora. La curva cambia su dirección, de este modo la forma de la ecuación presume la aplicación errónea de la misma para diámetros de tubería mayores a este valor. La ecuación Weymouth tiende a conservar valores bajos del factor de fricción para tubería con diámetro mayor que 20 pulgadas. La inclinación de la curva para esta ecuación es mayor que la ecuación de flujo general con la $\epsilon = 0.002$ pulgadas. Esto es simplemente un resultado de los caminos que se toman tanto en la ecuación de Spitzglass y la ecuación Weymouth representadas en el diagrama Moody.

Las ecuaciones de flujo empíricas de gas usan varios coeficientes y exponentes para representar el factor de fricción y la eficacia. Estas ecuaciones caracterizan la condición de flujo para la cual fueron desarrolladas cada una de ellas, por lo cual no pueden ser exactas en condiciones diferentes. Lamentablemente, estas ecuaciones a menudo son usadas como si fueran universalmente aplicables. Los siguientes preceptos son recomendados en el uso de las ecuaciones de flujo de gas:

- La ecuación de flujo de gas es recomendada en general para la mayoría de las situaciones de flujo. Si es inoportuno usar el procedimiento iterativo de la ecuación general y no se conoce si la ecuación de Weymouth o de Panhandle son aplicables, hay que calcular los resultados obtenidos de estas dos ecuaciones y usar la caída de presión más alta.
- La ecuación Weymouth se utiliza sólo para diámetros pequeños, en tubería de carrera corta dentro de la instalación de producción, donde se espera que el número de Reynolds sea alto.

- La ecuación de Panhandle se emplea solo para diámetros grandes, tuberías de carrera larga, donde el número de Reynolds puede ser moderado.
- La ecuación de Spitzglass se recomienda para líneas de baja presión, líneas de descarga de menos de 12-pulgadas de diámetro.
- Cuando se usen las ecuaciones de flujo de gas para tubería antigua, se debe determinar el factor de eficacia apropiado por pruebas de campo. Escala de Buildup, corrosión, líquidos, parafina, etc. puede tener un efecto grande sobre la eficacia de flujo de gas.

1.3 LÍNEAS DE GAS

Como con líneas para líquidas, hay que tener cierta cantidad de presión disponible para mover el gas por la tubería. Típicamente, esto no es un problema en sistemas de gran reunión de gas, en sistemas de transmisión o en la tubería de alivio donde hay un caudal instantáneo muy grande. La mayor parte de otras líneas son tan cortas que cuando son puestos a consideración los valores de la velocidad, la caída de presión no son un problema.

Para algunas líneas la presión perdida debido a la fricción debe ser recuperada comprimiendo de nuevo el gas. En este caso se puede evaluar un equilibrio económico entre el coste de tubería más grande, para reducir al mínimo la caída de presión, contra el coste de compresión adicional (Figura 3). En la mayoría de los casos, la Figura 3 tiene poca importancia, ya que la mayor parte de la pérdida de presión es debido a un dispositivo de control de presión, y el tamaño y manejo de la presión del compresor no está muy controlado.

La Figura 3 puede ser usada directamente para determinar un posible cambio de diámetro de tubería, por la reorganización de la ecuación para la caída de presión en una línea de gas y diámetros con $\Delta P / P < 10\%$. Así:

$$d^5 = \frac{1,260STfQ_g^2}{P(\Delta P / 100ft)}$$

Donde,

d = Diámetro de la tubería, pulgadas

S.G = Gravedad específica del gas (aire=1)

T = Temperatura, °R

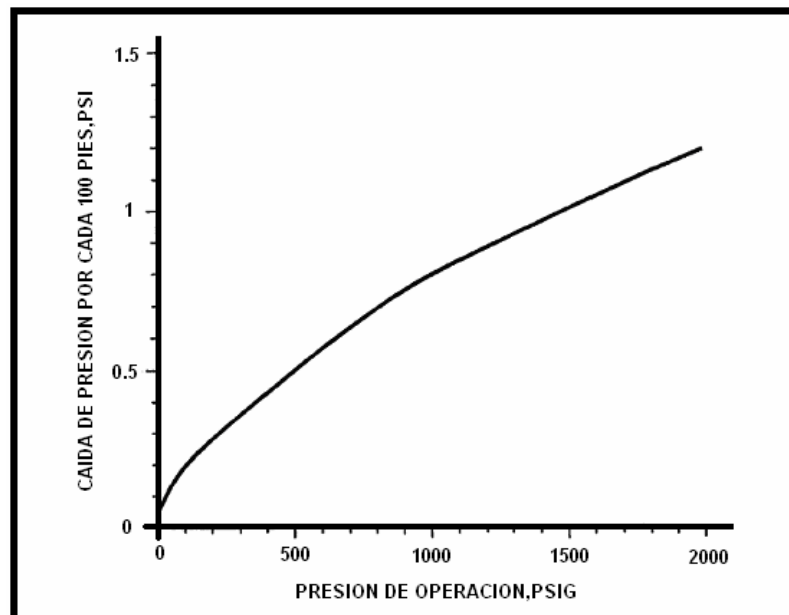
f = Factor de fricción de Moody

Q_g = Tasa de flujo del gas, MMscfd

P = Presión, psia

$\Delta P / 100ft$ = Caída de presión por cada 100pies para la Figura 3

Figura 3. Caída de presión aceptable para líneas cortas.



Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.

1.4 PERDIDAS DE PRESIÓN EN ACCESORIOS

Debido al uso obligatorio de válvulas y otros accesorios en las líneas de recolección con el fin de controlar las condiciones de operación, se deben calcular las caídas de presión adicionales por estos aditamentos en el sistema de recolección. Para lograr esto se usan los coeficientes de resistencia y el método de las longitudes equivalentes.

Existen varias ecuaciones para calcular las caídas de presión en válvulas y accesorios. La principal ecuación hace uso de los coeficientes de resistencia⁷, K_r , que es un número adimensional y es función de Reynolds, la rugosidad de la pared del accesorio y la geometría del sistema:

$$\Delta P_a = K_r \frac{\rho V^2}{2g_c} \quad (18)$$

Donde,

ΔP_a = Caída de presión por válvula o accesorio, psi

K_r = Coeficiente de resistencia al flujo, adimensional

ρ = Viscosidad del fluido, lb/pies³

V = Velocidad media de flujo, pies/s

g_c = Constante gravitacional

Además el coeficiente de resistencia al flujo se relaciona con el Reynolds y la geometría así:

$$K_r = \frac{fL}{d}$$

⁷ BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. USA. 1991 Pág. 128.

Donde:

f = Factor de fricción de Moody, adimensional

L = Longitud del accesorio en dirección de flujo, pies

d = Diámetro del accesorio, pulgadas

Las longitudes equivalentes se adicionan al tramo de la línea usando el valor de factor de fricción calculado para flujo en tuberías, se calcula una longitud equivalente por cada accesorio así:

$$L_e = \frac{K_r d}{f} \quad (19)$$

Donde:

L_e = Longitud equivalente, pies

Los diferentes valores de K_r a usar dependen del tipo de accesorio que se analizan (Cuadro 2).

Cuadro 2. Coeficiente de resistencia para cálculos de caída de presión en accesorios de líneas de flujo.

ACCESORIO	Kr (pies/in)
Válvula globo	3.0 - 5.0
Válvula cortina	0.15
Válvula check	6.0 - 8.0
Codos	0.2 - 0.3

Tomado de Arnold, Ken. Surface Production operations. Vol. 1. 1986.

2. SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

Un sistema de recolección de gas se define como el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones necesarios para transportar el gas producido desde la cabeza del pozo hasta el sistema final de entrega por parte del campo. La estructura del sistema de recolección, depende de la distribución de pozos sobre el campo y la disposición final que se le desee dar al gas producido.

2.1 LÍNEAS DE FLUJO

Las líneas de flujo son la red de tuberías que salen desde la cabeza del pozo y conducen el gas libre producido por el anular de los pozos hasta un sistema de separación de gas-liquido como un depurador que es instalado dependiendo de la cantidad de liquido que es arrastrado por el gas. En este sistema también se incluye el gas disuelto que sale de los separadores. Su tamaño depende de la tasa de producción diaria de cada pozo y en Colombia los tamaños más comunes son de 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro nominal. El gas también puede ser llevado directamente a una línea troncal.

2.2 LÍNEAS TRONCALES

Las líneas troncales o también conocidas como gasoductos principales son los encargados de colectar el gas que viene directamente de las líneas de flujo o de los depuradores y lo transportan hasta la zona donde se le da el tratamiento final para cumplir con las especificaciones de entrega. El tamaño de esta línea depende de la cantidad de gas total que va a transportar. Los tamaños más comunes son de 4, 6, 8 y 10 pulgadas de diámetro nominal.

2.3 ARREGLOS DE SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

Los sistemas mas conocidos para arreglos de redes de recolección son el radial y el axial, dependen de la forma en que se instalaran las líneas procedentes de los pozos, con el propósito de centralizar la producción de fluidos en un solo punto denominado “Batería”, esto se hace para recolectar, separar, tratar, fiscalizar y bombear los fluidos comerciales producidos en el campo.

La selección del tipo de arreglo depende del número y ubicación de las baterías a implementar en el campo, para esto se definen algunos parámetros:

- Potencial y extensión del yacimiento.
- Características litológicas de la formación.
- Condiciones del terreno, características topográficas y estudio de suelos.
- Presión de formación.
- Características de los fluidos
- Análisis económico para verificar la rentabilidad del proyecto.

La batería o facilidad de producción se debe ubicar en un punto centralizado respecto a los pozos productores, con el fin de obtener la mínima caída de presión entre el pozo y la unidad de producción o batería, además de otros factores como:

- Cercanía de los pozos actuales o de aquellos que se tiene planeado perforar.
- Se debe tener facilidad de acceso a las instalaciones.
- Disponibilidad de agua para lavado, sistema contra-incendio, agua para enfriamiento y agua potable.

- Disposición y facilidad para la eliminación de desechos que pueden causar contaminación, se deben seguir las normas de un S.I.G.A. (Sistema Integral de Gestión Ambiental).
- Disponibilidad de fuentes de energía tales como combustibles y energía eléctrica para el correcto funcionamiento de la batería.
- Lejanía a centros residenciales, rurales y urbanos.

2.3.1 Arreglo Radial. En el arreglo radial de un sistema de recolección las líneas de flujo convergen a un punto central a través de una línea independiente que parte desde el cabezal de cada pozo hasta el múltiple de entrada en la batería.

Para el caso de sistemas de recolección de gas, las líneas de flujo que parten del anular de cada pozo tienen como punto de convergencia la línea troncal del campo (Figura 4) o un depurador (Figura 5) al cual llega el gas disuelto de los separadores y las líneas de flujo independientes de los pozos.

Figura 4. Arreglo de sistema de recolección radial, para línea troncal como punto de convergencia.

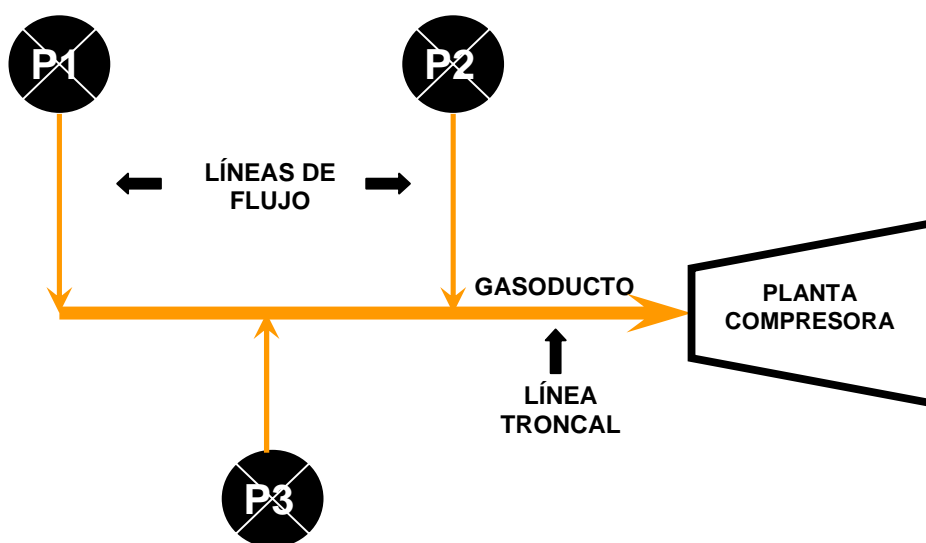
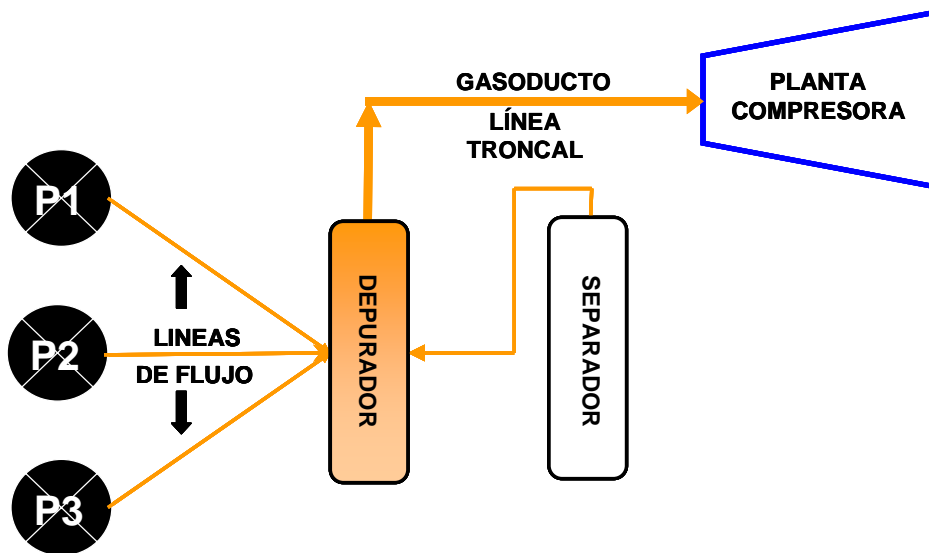


Figura 5. Arreglo de sistema de recolección radial, para un depurador como punto de convergencia.



2.3.2 Arreglo Axial. En el arreglo axial de un sistema de recolección se ubican varias subestaciones de recolección en donde los fluidos son conducidos a la estación central por líneas troncales. Utilizados en campos de gran extensión, o donde no es práctico construir una planta de tratamiento en un punto central.

Para sistemas de recolección de gas, las líneas de flujo provenientes del anular de cada pozo ya no tienen como punto de convergencia una línea troncal, sino a un colector al cual llegan las líneas de flujo de cada pozo que están localizados en un mismo cluster (Figura 6). También se da el caso donde se puede tener más de un depurador al cual llegue el gas de los separadores y de las líneas de flujo independientes de cada pozo, para que posteriormente converjan en la línea troncal (Figura 7).

Figura 6. Arreglo de sistema de recolección axial, para línea troncal como punto de convergencia de un conjunto de colectores.

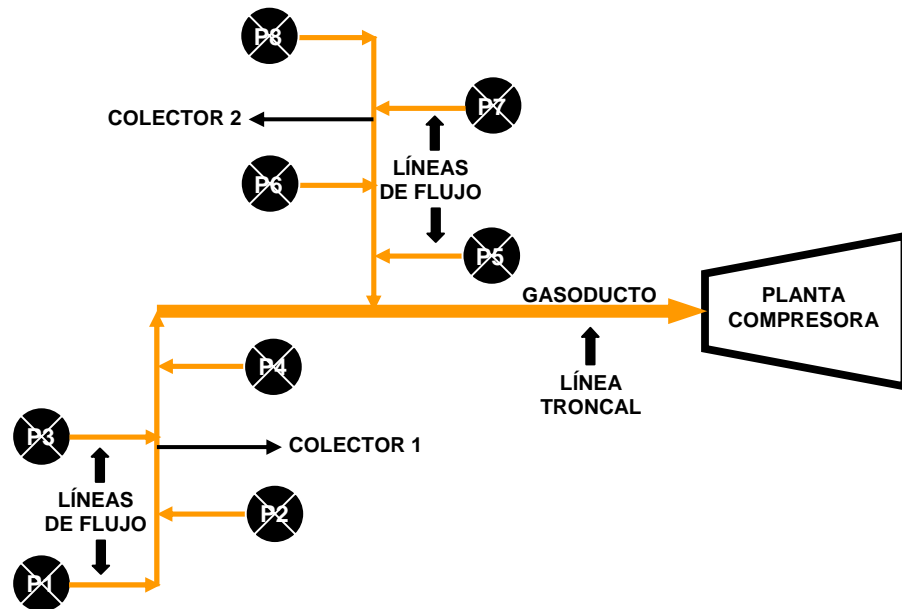
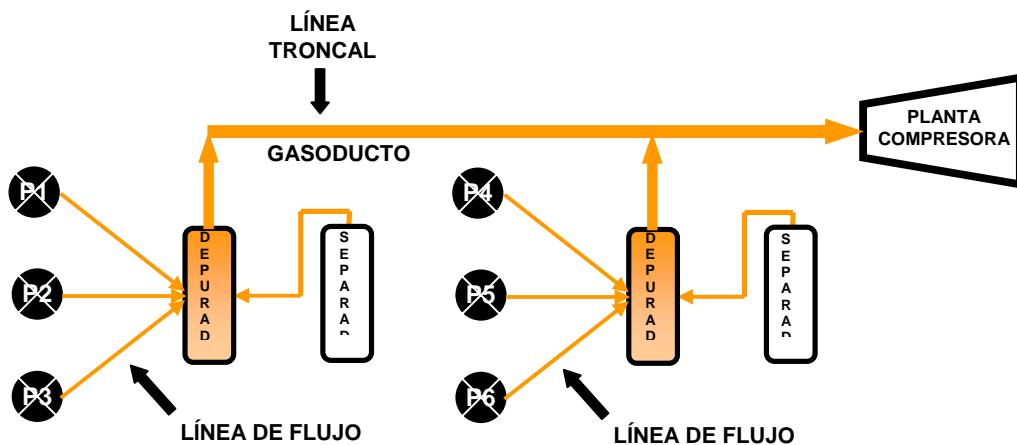


Figura 7. Arreglo de sistema de recolección axial, para línea troncal como punto de convergencia de un conjunto de depuradores.



2.4 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS

Para el diseño de un sistema de recolección de gas, se debe tener en cuenta la distribución de pozos sobre el campo, es decir, del punto de partida de los pozos y hacia donde se desea transportar el gas de cada uno de ellos. Las tuberías que se utilizan son de dos tipos principales: líneas de flujo y líneas troncales, como se mencionó anteriormente.

Seguido al estudio de distribución de pozos sobre el campo, se reporta la información necesaria de producción en cabeza para cada pozo, presión de anular, tasa de gas, temperaturas, relación gas líquido y los cortes de agua entre otros datos de producción que puedan suministrarse.

La primera y una de las más importantes variables de cálculo para el diseño de sistemas de recolección que se debe definir es el diámetro requerido para condiciones de operación óptimas, relacionadas con balance económico favorable para costos de instalación y un mejor aprovechamiento de la energía disponible del sistema.

Después de encontrar el diámetro óptimo para el sistema, se define la red con todos los accesorios, colectores y líneas que sean necesarias. Se verifica que las caídas de presión sean las mínimas para los arreglos que se establezcan, por lo tanto se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La longitud de las líneas para una red de gas deben ser tan cortas como sea posible, para reducir las pérdidas de presión por fricción.
- Las caídas de presión son inversamente proporcionales al tamaño del diámetro de la línea, por lo cual se debe realizar un análisis económico

donde se relaciona el tamaño de la línea y energía de la red de recolección (presión) para seleccionar el diámetro óptimo de operación.

- El sistema debe tener una presión tan alta como sea posible para que el gas conserve su energía y facilite el transporte a través de las líneas de menor diámetro. Mientras mayor sea la presión del gas menor será su volumen y menor el tamaño de la tubería para su transporte.

2.4.1 Consideraciones generales. Uno de los aspectos más importantes relacionados con la instalación de una red de recolección de gas es el diseño de la tubería, es decir la selección de los diámetros, espesores y materiales más apropiados para las condiciones a las cuales va a trabajar el sistema. En cuanto a esto, existe una serie de consideraciones que hay que tener en cuenta si se quiere que el diseño de las líneas sea el mejor.

Presiones de Proceso. Tres valores de presión son importantes a la hora de diseñar un gasoducto:

- **Máxima presión de trabajo permisible:** es la máxima presión a la cual va a ser sometida la tubería durante su vida útil de operación. Esta presión debe ser menor o igual que las limitaciones de resistencia del material de los equipos.
- **Presión normal de operación:** es la presión de operación anticipada que ha sido utilizada para determinar los requerimientos de diámetro y limitaciones por caídas de presión para varias condiciones de operación.
- **Presiones de operación futuras:** para el diseño de las tuberías se debe tener en cuenta las presiones esperadas a medida que el yacimiento se depleta. Para la selección del diámetro se debe tener en cuenta tanto las

condiciones iniciales de flujo como las que se presentarán en el futuro, dado que en tuberías de gas, la mayor velocidad de flujo se da usualmente en la fase tardía de la producción. Las líneas de gas diseñadas para el periodo de producción del campo, cuando los volúmenes son relativamente grandes y las presiones altas, se pueden utilizar durante el periodo de declinación del campo, puesto que la reducción en volúmenes de gas compensa la reducción en presión.

Caída de Presión. Cuando el diseño del sistema final está terminado, la caída de presión en todas las secciones debe estar dentro del rango de caída de 15 a 25 Kpa/Km (3.5 – 5.85 Psi/mile) como se ha demostrado en estudios previos. Las caídas de presión superiores a 25 Kpa/Km causan que el compresor trabaje a un factor de carga alto, generando costos elevados por la demanda de combustible; a su vez, la excesiva presión agrega problemas de operación.

Temperaturas del Proceso. En el diseño de líneas de gas se deben tener en cuenta dos valores de temperatura característicos:

- **Temperatura de diseño:** es la temperatura máxima o mínima a la cual puede ser sometida la tubería durante su operación, dependiendo de cuál sea el parámetro de control.
- **Temperatura normal de operación:** es la temperatura de operación anticipada que ha sido utilizada para determinar el diámetro requerido para varias condiciones de operación.

Tasas de Liquido del Proceso. Si existe liquido en el proceso, se debe determinar si el flujo es continuo o por baches. Si el flujo es continuo,

se debe diseñar la línea para manejar la tasa diaria promedio y agregar una capacidad adicional para prever los aumentos bruscos en el caudal. Si por el contrario, el flujo es por baches, se debe diseñar la línea para que se adapten a las condiciones de flujo reales. La rata de flujo de diseño debe ser la máxima que pueda alojar la línea dentro de los límites de velocidad y caídas de presión permisibles, tanto en el presente como a futuro.

Tasas de Gas del Proceso. Se deben tener en cuenta las condiciones de flujo tanto de alta como de baja presión en los cambios de la línea a través del tiempo. Adicionalmente hay que considerar los caudales individuales de las líneas de flujo de cada pozo como el volumen total que va a ser movilizado por la línea troncal.

Tasas de Flujo Bifásico. El flujo bifásico se presenta generalmente en líneas de flujo y de transferencia entre campos. Algunos diseñadores dimensionan las líneas de líquido aguas abajo de las válvulas de control como si fueran líneas de flujo bifásico. Sobrediseñar las líneas de flujo bifásico puede llevar a incrementar el bacheo y de esta forma debería usarse el menor diámetro posible; siendo consistente con las restricciones por velocidades y caídas de presión disponibles.

Composición y Propiedades del Fluido. Generalmente la composición del gas la podemos obtener a través de una cromatografía, y a partir de ella podemos encontrar las diferentes propiedades de los fluidos tales como la gravedad específica, viscosidad, poder calorífico neto y superior. La gravedad específica del gas nos ayuda a determinar si hay o no cambios de fase.

Con la composición del gas se determina si hay presencia de ácidos como el H_2S y el CO_2 , usualmente presentes en las corrientes, teniendo cuidado con ellos, no solo por la corrosión asociada a estos, sino por el riesgo que representan para el contacto humano. Para el diseño de líneas que transportan estos gases se requiere tener un cuidado especial, evitando velocidades cercanas a 30 y 50 pies/s donde se afectaría la capacidad de los inhibidores para prevenir la corrosión. Adicionalmente, el uso de metales es útil para manejar las corrientes con H_2S^X .

Manejo de los Cambios en las Condiciones de Operación. Cuando se diseñan facilidades de superficie, y especialmente líneas de flujo se deben tener en cuenta los posibles cambios que experimentarán las condiciones de flujo bajo las cuales trabajan las tuberías como aumentos o disminuciones drásticas de los caudales. Para esto es necesario tratar de predecir y evaluar los posibles escenarios de producción futuros, y así poder diseñar las líneas de la mejor forma posible, para manejar los nuevos caudales que se presenten posteriores al inicio de la producción. Aunque esto no siempre es fácil, las consecuencias que trae su omisión son graves, especialmente las de tipo económico.

Presencia de sólidos. Algunos pozos producen arena y otros sólidos contenidos en el fluido, velocidades de flujo lo suficientemente altas previenen su acumulación en el fondo de las tuberías o en otros lugares críticos, las cuales causan pérdidas anticipadas de presión o áreas potenciales de corrosión. Sin embargo, si estas velocidades son demasiado altas, se puede igualmente presentar corrosión.

2.4.2 Tamaño de línea⁸. Para la selección del tamaño de línea es necesario considerar dos parámetros: caída de presión y velocidad de flujo. La línea necesita ser lo suficientemente larga para que la presión disponible del sistema transporte el gas.

La pérdida de presión para un diámetro de línea dado puede ser calculado utilizando los métodos mencionados en el capítulo anterior. Las longitudes equivalentes y cambios en elevación de las tuberías deben ser tenidos en cuenta.

El diámetro de la línea se calcula para un mínimo y máximo de velocidad. El gas debe mantenerse por debajo de la velocidad máxima para evitar problemas como: erosión, ruido y golpeo. El fluido debe tener una velocidad por encima de la mínima para que tenga la capacidad de arrastrar sólidos en suspensión evitando su depositación.

❖ **FLUJO EROSIONAL**

Ocurre cuando gotas de líquido impactan las paredes con la fuerza suficiente para remover los productos normales de la corrosión, exponiendo nuevamente el metal al fluido, lo que permite que la tubería siga siendo desgastada.

El concepto de flujo erosional toma mayor importancia en líneas de gas, ya que en este tipo de fluido las velocidades son más altas y los efectos son más evidentes. Para el transporte de gas se recomienda una velocidad mínima que este entre 10 y 15 pies/s, de manera que se reduzca al mínimo la cantidad de líquido en las zonas bajas y mantenga en suspensión los diferentes sólidos que arrastra el gas. Para minimizar los efectos de ruido y

⁸ ARNOLD, Ken Y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations V1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986. Pág. 286, 291-295.

corrosión producidos por el flujo erosional, la velocidad máxima debe mantenerse por debajo de 60-80 pies/s, no obstante, esta varia dependiendo de varios factores, como por ejemplo, a presiones altas, la velocidad debe estar por debajo de 60 pies/s, y si el sistema tiene presencia de CO₂, con cantidades superiores a 1 o 2%, la velocidad debe ser limitada a menos de 50 pies/s ya que velocidades altas dificultan la inhibición de la corrosión por CO₂.

La velocidad de flujo erosional es calculada de la siguiente forma:

$$V_e = 0.6C \left[\frac{T}{SP} \right]^{1/2}$$

Ecuación 20.

Donde:

Ve = Velocidad erosional, pies/s.

C = Constante erosional de flujo.

T = Temperatura del gas, °R.

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar.

P = Presión, psia

La velocidad actual para una línea de gas expresada en unidades de campo, puede ser determinado por:

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

Ecuación 21

Donde:

Q_g = Rata de flujo de gas, MMscfd.

T = Temperatura °R.

d = Diámetro de la línea, pulgadas.

P = Presión, psia.

V = Velocidad del gas, pies/s.

Z = Factor de compresibilidad del gas.

El calculo del diámetro de la línea de gas, se hace para los límites entre el valor máximo y mínimo de velocidad de erosión para tener un valor estimado del diámetro óptimo de operación para la línea.

2.4.3 Espesor de pared⁹. Después de seleccionar el diámetro interno apropiado, es necesario escoger una tubería con el espesor de pared adecuado para manejar la presión de flujo. Para esta selección existen normas estándar y especificaciones técnicas para el diseño de líneas de gas, donde el criterio del ingeniero determina la norma a utilizar en los cálculos del espesor de pared.

ANSI B 31.8: esta norma estándar es normalmente utilizada para líneas de gas en las facilidades de superficie y para las redes de distribución y transporte del gas natural. El espesor de pared especificado por esta norma puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$t = \frac{Pd_o}{2(FETS)}$$

Ecuación 22.

⁹ ARNOLD, Ken Y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations V1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986. Pág. 299, 305.

Donde:

T = Espesor de pared de tubería requerido, pulgadas

P = Presión interna de tubería, psi

d_o = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas

S = Mínimo esfuerzo de fluencia, psi

F = Factor de diseño por clase de localidad

E = Factor de junta longitudinal

T = Factor por degradación de la temperatura

En la ecuación x los términos F, E y T, representan factores de diseño para la seguridad en las aproximaciones de clases de localidad, tipo de junta y temperatura, respectivamente, que son aplicables al esfuerzo de fluencia del material de una tubería para obtener un esfuerzo permitido (S). En los cuadros 3, 4 y 5 se especifican los valores para cada uno de éstos factores de diseño.

Cuadro 3. Factor de diseño F.

Clase de Localidad	Factor de Diseño	Descripción General
Clase de Localidad 1	0,72	Areas poco pobladas, zonas agrícolas, desiertos.
Clase de Localidad 2	0,6	Zonas aledañas a ciudades y poblados.
Clase de Localidad 3	0,5	Zonas residenciales, comerciales e industriales.
Clase de Localidad 4	0,4	Zonas con alta densidad de población.

Fuente: Surface Facilities Production, Arnold Ken. Vol 1.

Cuadro 4. Factor de degradación de temperatura T.

Temperatura, °F	Factor de degradación
20 a 250	1,000
300	0,967
350	0,933
400	0,900
450	0,867

Fuente: Surface Facilities Production, Arnold Ken. Vol 1.

Cuadro 5. Factor de junta longitudinal E.

Factor de junta longitudinal	Tipo de tubería
1,0	Tubería sin costura (semless)
0,80	Tubería soldada
0,60	Tubería de costura

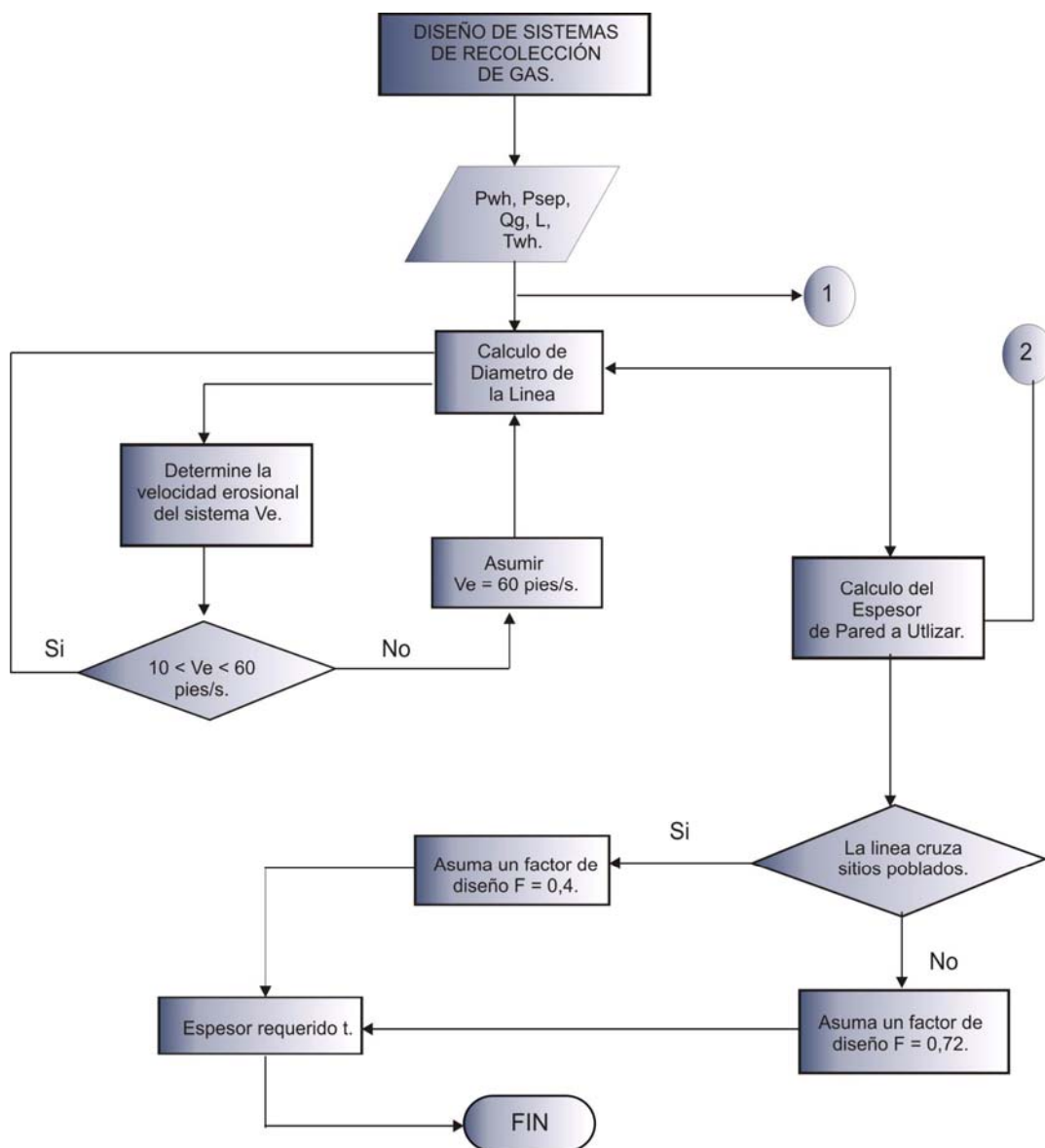
Fuente: Surface Facilities Production, Arnold, Ken. Vol 1.

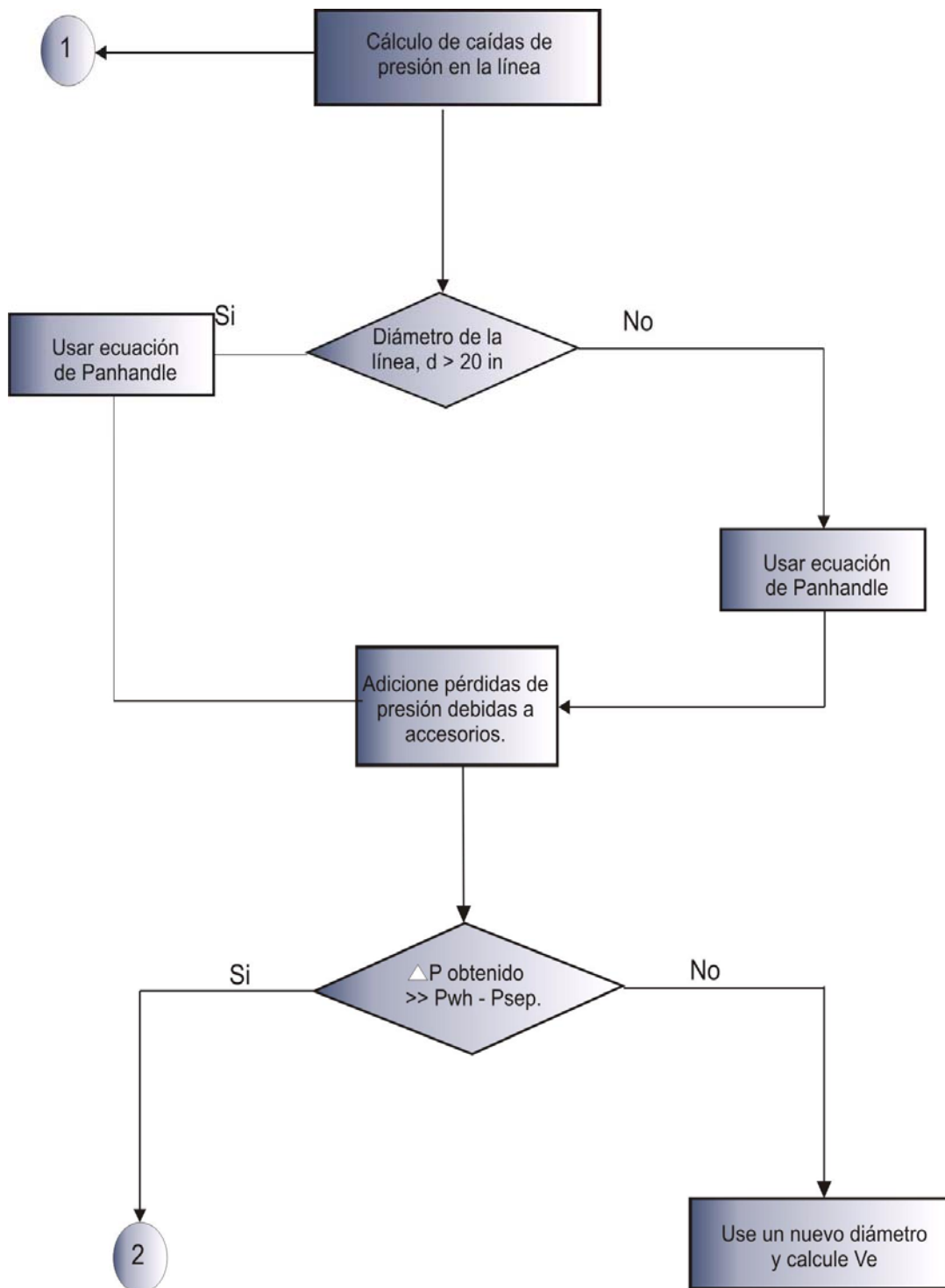
2.4.4 Esquema para el diseño de sistemas de recolección¹⁰. Una vez identificados los parámetros requeridos para el diseño del sistema de

¹⁰ LOPEZ, ERWIN H. y PARRA, SERGIO A. Definición de Estándares Operativos Para Cabezales de Pozo y Sistemas de Recolección de Superficie.

recolección tales como la presión en cabeza de pozo, presión en el separador, caudal de gas, temperatura en cabeza y longitud de la línea, se continua con el diseño, siguiendo el procedimiento de un estándar operativo (Figura 8.) que hace uso de Normas Internacionales, las cuales dan confianza y seguridad en los diseños que se desean implementar.

Figura 8. Estándar operativo para el diseño de sistemas de recolección.





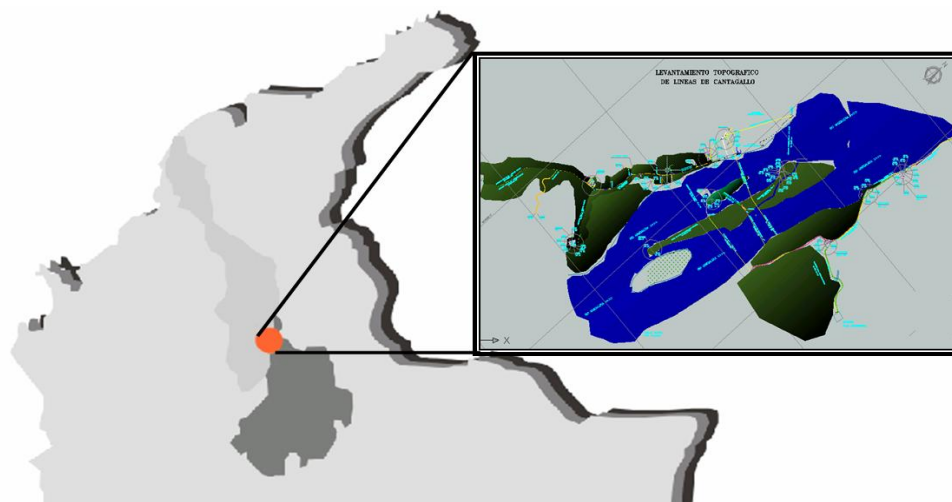
Fuente: López, E. H. y Parra, S.A. 2007.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS

3.1. LOCALIZACIÓN¹¹

El campo Cantagallo esta ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-este de Bogota, en los departamentos de Santander y Bolívar, sobre los márgenes del río Magdalena, a la altura del municipio de Puerto Wilches (Figura 9). La principal vía de acceso es la fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuenta con dos carreteras, una que comunica al municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 9. Localización del campo Cantagallo.



Fuente: ECOPEPETROL.

¹¹ NIETO, J., GÓMEZ, V., FERNANDEZ, F. y ARDILA, J. Caracterización y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yarigui Cantagallo VMM Colombia.

3.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN

Actualmente el campo cuenta con tres (3) estaciones de recolección: Estación A, Estación B y la Planta Deshidratadora. En total se tiene una capacidad de almacenamiento en las tres (3) estaciones de 58.800 bls distribuidos en 11 tanques de diferentes capacidades.

El crudo recolectado en las estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta de Deshidratación, localizada en el sector oriental del campo. La planta cuenta con cinco (5) tanques de proceso para una capacidad de almacenamiento total de 35.000 bls, además de tres (3) tratadores térmicos.

El crudo fiscalizado es almacenado en tres (3) tanques con una capacidad de 10.000 bls de donde es bombeado a la estación Ayacucho (ubicada en el municipio de La Gloria, Cesar) o hacia la refinería de Barrancabermeja. El gas producido en el campo es llevado a la Planta Compresora que esta ubicada en cercanías al municipio de Puerto Wilches, otra pequeña parte es utilizada para alimentar el mismo campo y algunos municipios aledaños como Cantagallo, San Pablo y Puerto Wilches.

3.2.1 Estación A. Localizada en el sector Sur-Oriental del campo, recibe la producción de 34 pozos para una producción de 6.563 bopd con un contenido de agua cercano al 43% y 2.047 Kscfd de gas asociado. En el cuadro 6 resume la producción actual que llega a la Estación A.

La estación cuenta con tres tanques soldados de techo cónico, cada uno de ellos con una capacidad de almacenamiento líquido de 3.000 bls. Para el proceso de separación de la fase líquida y gaseosa cuenta con tres (3)

separadores verticales, dos (2) de varios y uno de prueba (Figura 10) los cuales trabajan a una presión promedio de 45 psi.

Cuadro 6. Potenciales de producción por pozo de la Estación A del campo Cantagallo.

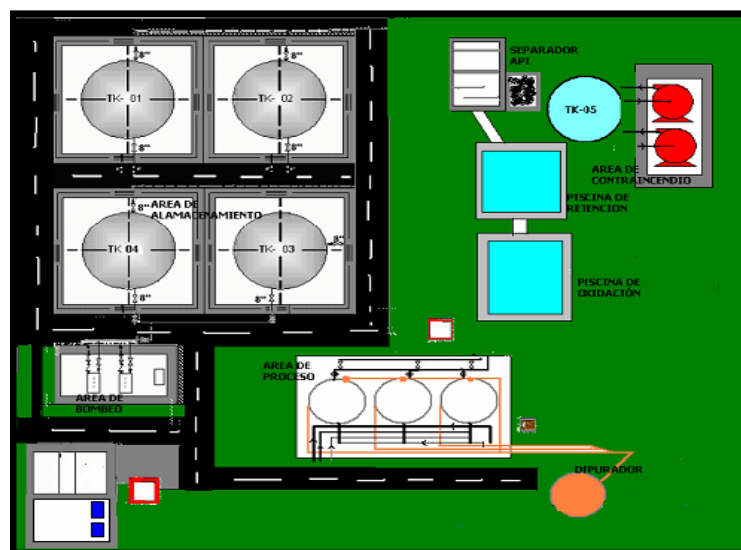
No	POZO	S. PROD	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
1	A-1	BM	30	5	29	255	7,3
2	A-2	BM	85	15	72	455	32,9
3	A-3	BM	30	10	27	1210	32,7
4	A-4	BM	65	0,5	65	670	43,3
5	A-5	BM	120	10	108	150	16,2
6	A-6	BM	65	2	64	320	20,4
7	A-7	BM	50	20	40	790,4	31,6
8	A-8	BM	270	1	267	450	120,3
9	A-9	BM	240	0,1	240	90	21,6
10	A-10	BM	220	17	183	124	22,6
11	A-11	BM	50	10	45	200	9,0
12	A-12	BM	70	30	49	391	19,2
13	A-13	BM	15	9	14	438,5	6,0
14	A-14	BM	40	10	36	2691	96,9
15	A-16	BM	140	35	91	404	36,8
16	A-16	BES	1100	60	440	650	286,0
17	A-17	BM	95	65	33	400	13,3
18	A-18	BM	499	60	200	295	58,9
19	A-19	BES	1100	60	440	300	132,0
20	A-20	BES	2100	50	1050	290	304,5
21	A-21	BES	500	45	275	280	77,0
22	A-22	BM	90	25	68	835	56,4
23	A-23	BM	50	12	44	115	5,1
24	A-24	BM	33	20	26	150	4,0
25	A-25	BES	500	2	490	120	58,8
26	A-26	BM	250	5	238	230	54,6
27	A-27	BES	125	1	124	207	25,6
28	A-28	BM	105	7	98	235	22,9
29	A-29	BES	230	1	228	65	14,8
31	A-30	BM	210	2	206	220	45,3
32	A-31	BES	190	32	129	750	96,9
33	A-32	BES	1600	60	640	257	164,5
34	A-33	BES	550	60	220	220	48,4
35	A-34	BES	630	55	284	210	59,5
TOTAL			11447	43	6559	312	2045

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

El crudo que sale de la estación a la Planta Deshidratadora, es enviado a través de una de las dos bombas disponibles para realizar ese servicio, cada una con una capacidad de bombeo de 260 bph y presión de operación de 400 psi. El bombeo es discontinuo, con 8 horas diarias aproximadamente, tiempo suficiente para evacuar la producción diaria recolectada en la estación¹².

El gas que sale de los separadores es pasado por un depurador y allí se mezcla con el gas libre producido por el anular de 10 pozos (A-3, A-24 y 8 pozos del Cluster I). El gas que sale del depurador se dirige a la troncal principal del gasoducto que va hasta la Planta Compresora.

Figura 10. Mapa de la Estación A.



Fuente. ECOPETROL.

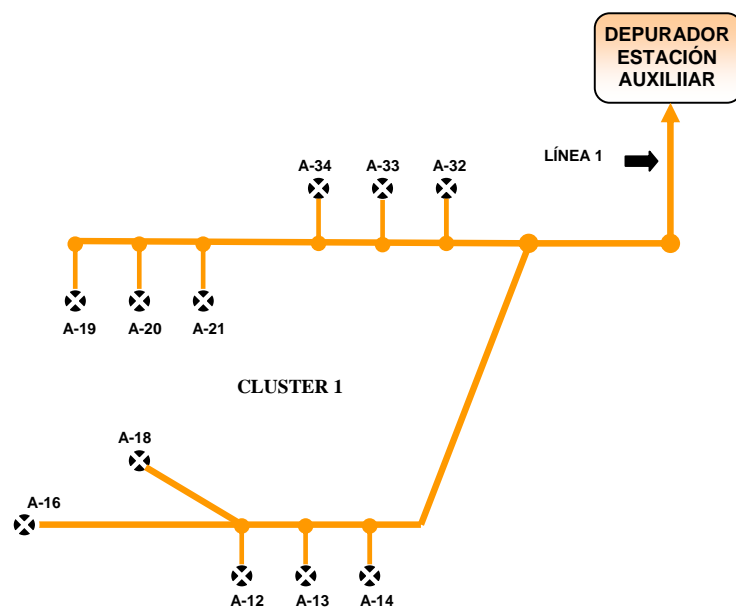
- **Cluster I (Figura 11).** Localizada en la parte sur-occidental del campo, este sector se caracteriza por ser el de mayor producción de crudo y gas. Esta zona cuenta con once pozos, de los cuales tres producen a través de

¹² LOZANO, J. Manual de Operaciones Estación de Recolección Auxiliar SAR-CANTAGALLO.

bombeo mecánico y los ocho restantes por bombeo electrosumergible. El pozo insignia del Cluster I es el A-20, que alcanza a tener una producción de 2.000 bls y actualmente esta en 1.000 bls, tiene un oleoducto con diámetro de 6 pulgadas para transportar el crudo y gas producido hasta la Estación A, debido al alto caudal y presiones que este pozo maneja. El crudo producido por los diez pozos restantes es transportado a la Estación A por un oleoducto con diámetro de 8 pulgadas.

El gas libre que se produce por el anular de cada pozo es enviado a través de un sistema de colectores hacia el depurador que esta ubicado en la Estación A por medio de un gasoducto de diámetro de 3 pulgadas. Los pozos A-20 y A-19 producen el gas libre a través del tubing para ser transportado por los oleoductos de diámetro de 6 y 8 pulgadas respectivamente, ya que de ser transportado por el gasoducto podrían bloquear y sobrepresionar el sistema de recolección de gas. El gas libre producido por el pozo A-18 tiene un alto contenido de crudo, por lo cual, el gas es enviado por el tubing y transportado por el oleoducto de 8 pulgadas hacia la Estación A.

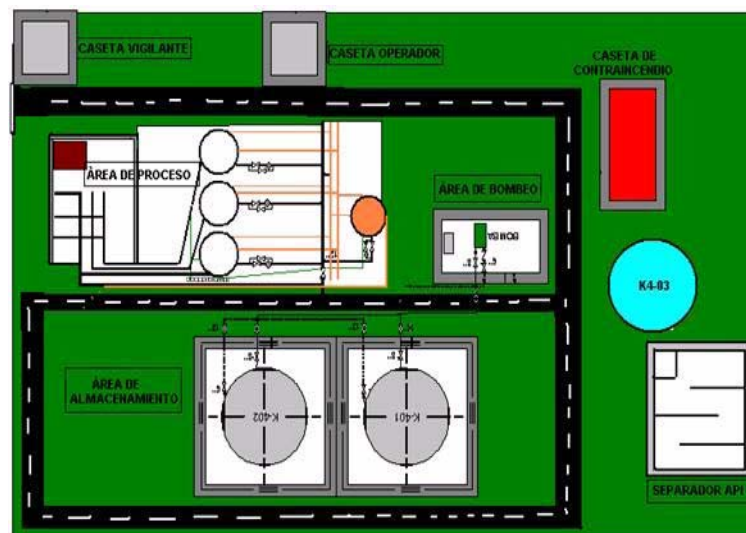
Figura 11. Cluster I.



3.2.2 Estación B. La Estación B recibe la producción de 24 pozos del campo Cantagallo ubicados en los clusters II, III y estación B para una producción de 2.947 bopd, 926 bwpd y 765 Kscfd de gas asociado (Cuadro 7). La estación cuenta con 20 pozos, 7 de ellos tienen como sistema de levantamiento bombeo electrosumergible y los 13 restantes, bombeo mecánico; los Cluster II y III cuenta cada una con 2 pozos y trabajan con bombeo mecánico.

La estación tiene una capacidad de almacenamiento de 14.800 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico con capacidad de 10.000 bls, 4.300 bls y 500 bls. Para el proceso de separación de la fase líquida y gaseosa cuenta con tres separadores verticales, dos de varios y uno de prueba (Figura 12) los cuales trabajan a una presión promedio de 30 psi.

Figura 12. Diagrama de la Estación B.



Fuente: ECOPETROL.

La producción de líquido es enviada hacia la Planta Deshidratadora de forma discontinua (8 horas aproximadamente) con una de las bombas disponibles

para tal fin, cada una con una capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

La producción de gas obtenida en los separadores es pasada por un depurador y allí se mezcla con el gas libre producido por el anular de 15 pozos de la Estación B que son colectados por medio de una línea con diámetro de 3 pulgadas para llegar al depurador. Los otros 5 pozos de la Estación B son también colectados por una línea de 3 pulgadas que esta conectada directamente con el gasoducto troncal que viene desde la Estación A y cruza el afluente del río Magdalena para llegar a la Estación B para recibir el gas que ha salido del depurador de esta ultima estación; el gasoducto troncal tiene un diámetro de 6 pulgadas y esta dirigido hacia la Planta Compresora.

El gas producido por los 4 pozos de los clusters II y III es transportado por una línea independiente que parte de cada cluster con un diámetro de 3 pulgadas y llega hasta la estación eléctrica donde se une con el gasoducto troncal que va finalmente hasta la Planta Compresora.

Cuadro 7. Potenciales de producción por pozo de la Estación B del campo Cantagallo.

No	POZO	S. PROD	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
1	C-1	BM	40	8	37	280	10,3
2	C-2	BM	30	8	28	460	12,7
3	B-1	BM	250	26	185	376	69,6
4	D-1	BM	35	15	30	1100	32,7
5	D-2	BM	200	10	180	80	14,4
6	B-2	BM	220	10	198	205	40,6
7	B-3	BM	160	60	64	252	16,1
8	B-4	BM	100	10	90	520	46,8
9	B-5	BM	15	2	15	100	1,5
10	B-6	BM	145	0,5	144	180	26,0

No	POZO	S. PROD	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
11	B-7	BM	170	40	102	215	21,9
12	B-8	BM	240	2	235	130	30,6
13	B-9	BM	110	0,5	109	168	18,4
14	B-10	BM	75	30	53	391	20,5
15	B-11	BM	180	75	45	325	14,6
16	B-12	BES	800	8	736	249	183,3
17	B-13	BM	420	65	147	130	19,1
18	B-14	BES	240	2	235	110	25,9
19	B-15	BES	282	20	226	140	31,6
20	B-16	BES	970	6	912	100	91,2
21	B-17	BES	74	3	72	230	16,5
22	B-18	BES	50	20	40	220	8,8
23	B-19	BES	50	3	49	250	12,1
24	A-34	BES	50	2	49	350	17,2
TOTAL			4906	19	3979	197	782

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.3 PLANTA COMPRESORA

El gas producido por el anular de cada uno de los pozos localizados en la Estación A, Estación B y clusters II y III tienen como objetivo final llegar a la planta de turbo expander en la refinería de Barrancabermeja, pero la presión del campo no es suficiente para aportar la energía necesaria para que el gas llegue a su destino, razón por la cual se hace indispensable la instalación de una Planta de Compresión. El gas libre que se produce a través de los anulares de los pozos con bombeo mecánico y bombeo electrosumergible, es conducido a unos colectores de donde pasa a un depurador o directamente a los gasoductos troncales y es llevado, junto con el gas disuelto que sale de los separadores de la Estación A y la Estación B rumbo a la Planta Compresora en cercanías Puerto Wilches.

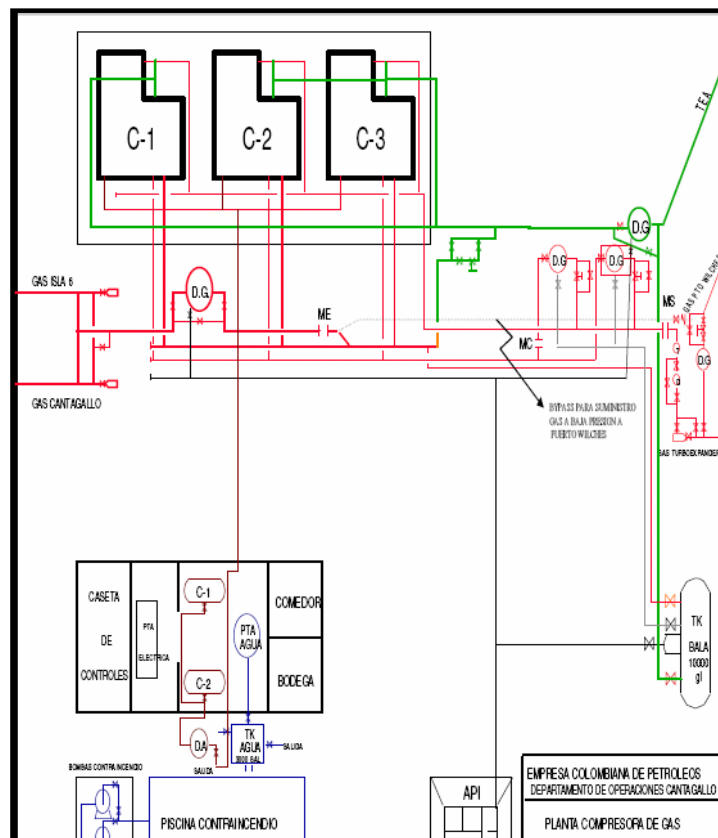
El gas en solución obtenido en los separadores de la Estación A y la Estación B, es recolectado a una presión de 45 psi y 30 psi respectivamente,

presiones que son suficientes para que el gas llegue hasta la Planta Compresora.

La planta tiene una capacidad de compresión de 7,2 MMscfd distribuido en tres compresores (Figura 13) AJAX DP-600 con capacidad de 2,43 MMscfd cada uno.

El gas comprimido en la planta también alimenta las redes de gas domiciliario del municipio de Puerto Wilches y los corregimientos de Puente Sogamoso, el Pedral y kilómetro Ocho.

Figura 13. Planta compresora de gas.



Fuente: ECOPEL.

3.4 CARACTERIZACIÓN DEL GAS

Es importante establecer y caracterizar cada uno de los fluidos generados en todo el campo, con el fin de conocer realmente las condiciones de la producción. Se tomaron como puntos de muestreo los separadores de gas de la Estación A y Estación B para obtener la caracterización del fluido a través de una cromatografía hecha en los laboratorios de ICP (Cuadro 8 y 9).

Las muestras de gas natural, no presentan contaminación por oxígeno o nitrógeno, evidenciando una muestra libre de contaminantes externos y de una calidad media, permitiendo catalogar estos gases, dentro de la clasificación de fluidos, como gases medios.

El poder calorífico depende de la composición molar del gas, principalmente del Metano, Etano y Propano. En general los gases del campo Cantagallo en la Estación A y Estación B, no varían significativamente los unos de los otros, mostrando composiciones similares y valores normales de poder calorífico

Cuadro 8. Cromatografías De Los Gases Del Campo Cantagallo

PUNTO DE MUESTREO	ESTACION A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
PRESION DE MUESTRA	45 psi	30 psi	510 psi
TEMPERATURA MUESTRA	30 GR C	28 GRC	30 GR C
COMPONENTE	% Molar	% Molar	% Molar
Metano	88,5008	91,3213	90,5705
Etano	3,3978	2,6134	2,8963
Propano	2,7402	1,8195	2,177

PUNTO DE MUESTREO	ESTACION A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
i-Butano	0,4541	0,2879	0,2661
n-Butano	1,0757	0,6545	0,6898
Neo-Pentano	0,0094	0,0062	0,0064
i-Pentano	0,2814	0,1616	0,1406
n-Pentano	0,3047	0,1738	0,1618
2,2-Dimetilbutano	0,0047	0,0032	0,0035
Pentanos	N,D,	N,D,	N,D,
Ciclopentano	0,0577	0,0393	0,0469
Isohexano	0,072	0,0408	0,0345
3-Metilpentano	0,0497	0,0296	0,0255
n-Hexano	0,0789	0,0424	0,0371
Hexanos	0,0016	0,0012	0,0012
Metilciclopentano	0,086	0,0623	0,0722
Isoheptano	0,0086	0,0065	0,0073
Benceno	0,0038	0,002	0,0024
3,3 -Dimetilpentano	0,0011	0,0009	0,0009
Ciclohexano	0,0414	0,0312	0,0348
2-Metilhexano	0,0176	0,0106	0,01
2,3 Dimetilpentano	0,018	0,0138	0,0152
1,1 Dimetilciclopentano	N,D,	N,D,	N,D,
3-Metilhexano	0,0358	0,0248	0,0228
1t,3 Dimetilciclopentano	0,0221	0,0173	0,0189
1c, 3 Dimetilciclopentano	0,0264	0,0209	0,0225
Isoctano	0,4285	0,3451	0,3704
n-Heptano	0,0252	0,0116	0,0096
Metilciclohexano	0,0647	0,0542	0,0547
1, 1, 3 Trimetilciclopentano	0,0048	0,004	0,0038
Etilciclopentano+2,5 Dimetil	0,0319	0,0271	0,0272
2,4-Dimetilhexano	N,D,	N,D,	N,D,

PUNTO DE MUESTREO	ESTACION A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
1t, 2c, 4-Trimetilciclopentano	0,0211	0,019	0,0183
2, 3, 4-Trimetilpentano	N,D,	N,D,	N,D,
Tolueno	0,0792	0,0607	0,0495
1c, 2t, 3-Trimetilciclopentano	0,0054	0,0048	0,0045
2-Metilheptano	0,0252	0,0189	0,0152
4-Metilheptano	N,D,	N,D,	N,D,
3,4 Dimetilhexano	N,D,	N,D,	N,D,
3-Etilhexano	N,D,	N,D,	N,D,
3-Metilheptano	N,D,	N,D,	N,D,
1c, 3 Dimetilciclohexano	N,D,	N,D,	N,D,
1-Metil 3t Etilciclopentano	N,D,	N,D,	N,D,
1t,etil3 metilciclopentano	N,D,	N,D,	N,D,
1c-Etil 3 metilciclopentano	N,D,	N,D,	N,D,
1t etil 2 Metilciclopentano	0,015	0,0128	0,0108
1t,2-Dimetilciclohexano	0,0303	0,0289	0,0258
n-Octane	0,0134	0,0074	0,0054
1c,4-Dimetilciclohexano	0,0161	0,0174	0,0144
Etilciclohexano + C9 Naftenos	0,0123	0,0131	0,0103
1,1,3-Trimetilciclohexano	0,0307	0,0317	0,0254
Etilbenceno	0,0172	0,0188	0,0138
Xilenos	N,D,	N,D,	N,D,
m,p-Xileno	0,0185	0,0197	0,013
o-Xileno	0,0101	0,0117	0,0083
n-Nonano	0,0221	0,0237	0,0164
Parafinas C9	0,0559	0,0549	0,0407
2,3Dimetilheptano	0,0096	0,0096	0,0062
2M+4M Octano	0,0082	0,0086	0,007
Decanos	0,1335	0,16	0,1199
Undecanos	N,D,	N,D,	N,D,

PUNTO DE MUESTREO	ESTACION A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
Dodecanos	N,D,	N,D,	N,D,
Tridecanos+	0,0133	N,D,	N,D,
Dióxido de Carbono	0,1374	0,1329	0,7234
Oxígeno	0,0074	0,0071	0,0077
Nitrógeno	1,4392	1,4803	1,1042
Sulfuro de Hidrogeno	N,D,	N,D,	N,D,
Hidrogeno	N,D,	N,D,	N,D,
Monóxido de Carbono	N,D,	N,D,	N,D,

Fuente: ECOPETROL S.A.

Cuadro 9. Propiedades Físico-Químicas del Gas.

PUNTO DE MUESTREO	ESTACIÓN A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
Poder Calorífico Superior Másico Ideal [BTU/lbm]	22716,9	22827,2	22628,6
Poder Calorífico Superior Volumétrico Ideal [BTU/PC]	1167,6	1116,5	1118,2
Poder Calorífico Superior Volumétrico Real [BTU/PC]	1171	1119,4	1121,2
Poder Calorífico Neto Volumétrico Ideal [BTU/PC]	1056,7	1009	1010,7
Poder Calorífico Neto Volumétrico Real [BTU/PC]	1059,8	1011,6	1013,4
Densidad Ideal [lbm/PC]	0,051397	0,04891	0,049416
Densidad Real [lbm/PC]	0,051547	0,049036	0,049547
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	0,6756	0,6429	0,6495

PUNTO DE MUESTREO	ESTACIÓN A	ESTACIÓN B	SALIDA COMPRESORA
Gravedad Específica [14.73 psia] Real	0,6773	0,6443	0,651
Factor de Compresibilidad	0,997099	0,997415	0,997362
Peso Molecular	19,5658	18,6188	18,8115

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.5 PARTES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS

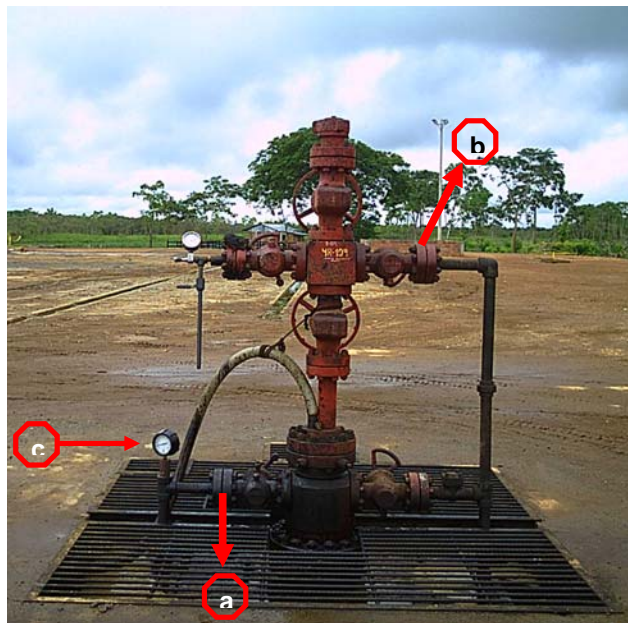
Para el manejo y control del flujo de gas que se produce en el campo se hace necesaria la instalación de un conjunto de válvulas y controles en la cabeza de cada uno de los pozos productores de gas. A partir de la cabeza de cada pozo en superficie parte una línea de flujo que lleva el gas producido a través de todo el sistema de recolección del campo para ser enviado finalmente a la planta compresora del campo.

3.5.1 Cabezales de pozo. Un cabezal de pozo es un conjunto de válvulas, conexiones bridadas, colgadores y otros elementos que tienen como objetivo controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo (Figura 14). Tiene como funciones principales suspender la sarta de completamiento y la de tubería de producción, aislar el espacio anular entre el casing y el tubing, y proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie.

El gas libre es producido a través del anular o tiene la posibilidad también por el tubing junto con el crudo, o viceversa, el crudo es producido por el anular,

esto se lleva a cabo mediante la manipulación de válvulas en el cabezal del pozo.

Figura 14. Cabezal de pozo para sistema de bombeo electrosumergible. (a) Producción de gas por anular. (b) Producción de crudo por tubing. (c) Manómetro de anular.



3.5.2 Accesorios. Los accesorios hacen parte de las diferentes disposiciones que encontramos comúnmente en líneas de un sistema de recolección, a continuación se listan aquellos accesorios que hacen parte de la red de recolección del campo Cantagallo.

- Válvulas
- Tees
- Manómetros
- Codos

3.5.3 Line pipe. Son un conjunto de tubos cilíndricos utilizados para transportar el gas desde los pozos hasta la Planta Compresora. Las líneas de producción se clasifican de acuerdo a parámetros básicos como espesor de pared, tamaño nominal y rangos de trabajo para aplicaciones y características necesarias, únicamente aplicables para tuberías de sistemas de recolección.

Las líneas del sistema de recolección de gas en el campo Cantagallo inician desde la cabeza de cada pozo y finalizan en una troncal principal que recoge el gas de los pozos en la Estación A, Estación B y los clusters II y III para llegar a la Planta Compresora; a lo largo de este recorrido el sistema de recolección de gas presenta algunos cambios en su diámetro de tubería como se describe a continuación:

Líneas de Flujo del campo Cantagallo: a la salida del cabezal de pozo generalmente se tiene una tubería que varía de 4-8 pies de longitud y diámetro de 2 pulgadas. Otras líneas inician directamente con un diámetro de 3 pulgadas. En este segmento de tubería se encuentra un conjunto de accesorios, tales como válvulas, tees, unión universal y codos.

Después de este primer segmento, las tuberías de 2 pulgadas tienen un ensanchamiento para un diámetro de 3 pulgadas. La longitud del segundo tramo de tubería depende del sistema de colectores que tenga el pozo a su alrededor y su ubicación con respecto al gasoducto principal, es decir, la línea que transporta el gas de un pozo en particular puede llegar directamente a la troncal principal del gasoducto o puede converger en un sistema de colectores donde se recoge el gas de un grupo de pozos cercanos localizados en un mismo "Cluster".

Líneas Troncales Del Campo Cantagallo: por ultimo se tiene el gasoducto troncal que es el encargado de recoger el gas libre proveniente de los pozos localizados en los clusters o de aquellos que llegan directamente a él. Este gasoducto tiene las siguientes variaciones en diámetro:

- Inicia con un diámetro de 3 pulgadas desde el Cluster I y finaliza en el depurador localizado en la Estación A, con una longitud total de 2.913 pies.
- Del depurador sale el gas libre de los pozos del Cluster I, A-24 y A-3 junto con el gas disuelto que sale de la batería de separación de la Estación A. A partir de este punto el gasoducto tiene un diámetro de 6 pulgadas debido al incremento del caudal de gas que debe ser transportado ya que recoge el gas libre de 23 pozos mas del sector de Cantagallo, atraviesa el Municipio de Cantagallo y llega antes de la orilla del río Magdalena. Esta sección tiene una longitud total de 12.739 pies.
- Antes del cruce subfluvial el gasoducto cambia el diámetro a 8 pulgadas en una longitud de 262 pies.
- Para el cruce subfluvial de 2137 pies., el gasoducto utiliza casing de 7 pulgadas y tiene un cambio de elevación de -20 pies.
- Cuando el gasoducto llega a la Estación B cambia nuevamente su diámetro a 6 pulgadas, recoge el gas libre producido por 15 pozos que previamente han pasado por el depurador de esta estación y el gas disuelto obtenido en los separadores. El caudal de otros 5 pozos (B-8, B-9, B-10, B-11 Y B-14) es recogido a través de un colector con diámetro de 3 pulgadas y llevado al gasoducto troncal que se dirige hacia el colector donde llega el gas proveniente de los pozos de los Cluster II y III. La longitud total de este tramo es de 3.235 pies.

- El segmento fina del gasoducto con una longitud de 617 pies tiene un incremento en el diámetro a 8 pulgadas, seguido por una reducción a 6 pulgadas para recorrer una longitud de 8.212 pies que nos llevará finalmente a la Planta Compresora. En el cuadro 10 se define una convención para los tramos principales del gasoducto con el propósito de brindar un mejor entendimiento durante el desarrollo del estudio.

Cuadro 10. Convención para los nombres de los principales tramos Del campo.

PUNTO DE ORIGEN --> PUNTO DE LLEGADA	NOMBRE DEL TRAMO
Cluster 1 --> Estación A	Línea 1.
Estación A --> Batallón	Línea 2.
Batallón --> Cruce Subfluvial	Línea 3.
Cruce Subfluvial --> Estación B	Línea 4.
Estación B --> Intersección de los Cluster II y III	Línea 5.
Cluster II --> Intersección de los Cluster II y III	Línea 6.
Cluster III --> Intersección de los Cluster II y III	Línea 7.
Intersección de los Cluster II y III --> Compresora	Línea 8.

- **MANIFOLD DE PRODUCCIÓN:**

También conocido como “Múltiple de Producción”, consiste básicamente en una serie de facilidades y válvulas que permiten recibir y controlar

adecuadamente la producción de los diferentes pozos que conforman un campo petrolero.

En el sistema de recolección de gas encontramos manifolds que tienen como función acoplar las líneas de flujo con la troncal principal. Estas líneas de flujo pueden transportar el gas de un cluster a través de una sola línea utilizando un solo manifold para un determinado número de pozos o utilizar un manifold por cada pozo (Figura 15), esto depende de la distribución de los pozos dentro del campo.

Figura 15. Manifold de producción. Línea de salida del depurador al gasoducto troncal.



- **TRAMPAS PARA RASPADORES**

Las trampas son dispositivos diseñados para colocar y lanzar raspadores dentro de una línea en operación y así mismo para recibirlos y retirarlos.

El principal componente de la trampa es llamado “barril”, y consiste en una sección de tubo de diámetro mayor que el diámetro nominal de la línea, con el fin de colocar y retirar más fácilmente el raspador. Para gasoductos con tamaño de línea menores a 10 pulgadas el barril debe ser 2 pulgadas mayor que el tubo; este es el caso del sistema de recolección de gas del campo Cantagallo donde el mayor diámetro encontrado es de 8 pulgadas.

Figura 16. Trampa para raspadores.



Fuente: ECOPELROL.

3.5.4 Separadores. El sistema de recolección del campo Cantagallo en La Estación A y Estación B cuenta con 6 separadores verticales bifásicos, tres en cada estación. El proceso de separación bifásica permite la separación de las fases de líquido (aceite + agua) y gas.

En el interior de los recipientes se produce una separación de fases debido a la reducción de la energía cinética. El separador está provisto en su parte alta de un filtro o cámara de niebla, cuya función consiste en seleccionar el tamaño de la partícula de gas, para permitir la salida de éste, con menos cantidad de condensados hacia un colector y de este hasta el depurador.

La fase líquida (aceite + agua) se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual es regulado por un control de nivel y una válvula de control. El volumen de líquido separado es enviado a los tanques de almacenamiento para posteriormente ser transportado a la Planta de deshidratación.

Separadores Estación A. la estación Auxiliar tiene tres separadores bifásicos verticales, dos son generales o de varios y un separador de prueba (Figura 17).

- **Separadores Generales:** en esta batería de separación hay dos separadores verticales de varios, uno donde llega la producción de 11 pozos del Cluster 1 y otro al cual llega la producción de 23 pozos del sector Cantagallo. El fluido que llega a los múltiples generales, entra a los separadores por la parte lateral media del recipiente y el proceso de separación y distribución de los fluidos de salida es realizado como se menciono anteriormente. A la salida de los separadores se obtiene un flujo de 0,7534 MMSCFD de gas que estaba en solución.
- **Separador de Prueba:** por norma general debe existir un separador de este tipo para probar una vez por mes cada pozo. Para transportar el fluido del pozo a probar existe un múltiple de prueba que entra al separador por la parte media del recipiente. Las especificaciones técnicas y sistemas de control que involucra su diseño corresponden a las mismas de los

separadores de varios. De hecho el área de procesos esta diseñada para que en cualquier momento uno de estos tres separadores sea el de prueba y los otros sean generales.

Figura 17. Separadores de la Estación A



Separadores Estación B. En la estación isla 4 se tienen 3 separadores verticales bifásicos distribuidos de la misma forma que en la Estación A y con el mismo mecanismo de funcionamiento, dos separadores generales y uno de prueba. Los dos separadores de varios reciben los fluidos producidos por 20 pozos de la Estación B, 2 pozos del Cluster II y 2 pozos del cluster III. A la salida de los separadores se obtiene un flujo de 0,1898 MMSCFD de gas que estaba en solución.

También se tiene un separador de prueba para cumplir con las normas, este recipiente tiene las mismas especificaciones que los separadores de varios.

3.5.5 Depuradores de gas. Un depurador es un separador de fases gas-liquido, que esta diseñado para recuperar el liquido arrastrado por el gas que sale de los separadores de producción, trazas de crudo que se producen por el anular junto con el gas de cada pozo o por líquidos condensados debido a la caída de presión de las tuberías “Holdup”. La carga de líquidos en un depurador es mucho mas baja que la de un separador. Otras funciones que cumple un depurador son:

- Prevenir el daño de equipos mecánicos corriente arriba, tales como compresores que pueden ser destruidos o disminuir su efectividad por la presencia de líquido libre.
- Disminuir la cantidad de líquido que se puede condensar de un flujo de gas en corrientes abajo y equipos tales como enfriadores.
- La presencia de liquido en las plantas de deshidratación de gas puede provocar la perdida de la eficiencia de las torres, ser dañadas o destruidas si están contaminadas con la presencia de hidrocarburos líquidos.

Los depuradores verticales son los más comúnmente utilizados, los depuradores horizontales también son aceptados, pero las limitaciones de espacio usualmente dictan el uso de una configuración vertical.

En el sistema de recolección de gas en el campo Cantagallo de la Estación A y Estación B se cuenta con cuatro depuradores verticales, un depurador en la Estación A, un segundo depurador esta en el Batallón, recibe el gas proveniente de 4 pozos localizados en esta sección del campo (A-7, A-11, A-30 y A-31), un tercero ubicado en la Estación B que recibe el gas disuelto que sale de los separadores y donde también llega el gas libre de 15 pozos de esta Estación y el depurador del cluster III que recibe el gas de los pozos de los clusters II y III.

Depurador Estación A. Este es un depurador vertical que recibe el gas disuelto que sale de los separadores generales y de prueba, el gas proveniente de los pozos localizados en el cluster I, además del gas producido en los pozos A-24 y A-3.

El gas que sale de los separadores llega al depurador a través de una línea de 8 pulgadas para retirar los condensados, finalmente el gas es enviado a la Planta Compresora. Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla, que es la encargada de seleccionar el tamaño de las partículas de gas, reteniendo los condensados.

Las entradas, salidas, instrumentos y dispositivos de control existentes en el depurador se relacionan a continuación (Figura 18):

- El gas entra por la parte media del depurador en línea de 8 pulgadas.
- Un drenaje automático con destino a los tanques de almacenamiento de crudo en línea de 2 pulgadas. Un interruptor automático de dos posiciones (ON-OFF, LC) operado por un flotador, se encarga de suministrar o cortar el gas requerido para operar la válvula de control de diafragma.
- El gas producido sale por la parte superior en línea de 8 pulgadas con destino al gasoducto.
- Una válvula de seguridad (PSV) de 1 X 2 pulgadas, se dispara cuando la presión en el depurador supera la presión de asentamiento de la misma (80 psi).
- Una válvula de venteo de 1 pulgadas, para aliviar al recipiente cuando se saca de servicio.

- Un visor de vidrio (LG) para observar el nivel de fluido en el recipiente.
- Un manómetro (PI) para medir la presión interna del depurador.

Figura 18. Depurador de la Estación A.



3.5.6 Gas a TEA. Su función es quemar el gas que se libera por sobrepresiones en el sistema. La tea ha sido diseñada de acuerdo con el código API, mediante el cual se define la distancia, altura y diámetro de la misma. El quemador de la línea de piloto, funciona con una corriente de gas a presión regulada y un suministro de aire atmosférico (Figura 19).

El encendido se hace mediante un generador de llama, el cual puede ser operado de forma manual o automático. A la tea llega una línea de 4 pulgadas proveniente de la línea de 8 pulgadas que sale del depurador.

Figura 19. Teas en la Estación A.



Fuente: ECOPETROL.

3.5.7 Compresores. El gas producido en el campo Cantagallo debe ser transportado desde cada uno de los pozos hasta los consumidores pasando por varios puntos, en algunos de ellos es necesario recuperar la energía con la cual se transporta el gas o aumentarla para que llegue al punto de comercialización, cumpliendo con las especificaciones deseadas para su venta.

Mientras la presión de un campo de gas pueda aportar la energía necesaria para que el éste sea transportado desde el pozo hasta los city gates, pasando por los gasoductos, la necesidad del uso de compresores se hace innecesaria; pero a medida que la presión en un campo de gas declina se hace necesario aumentar la presión mediante los compresores, los cuales transmiten la energía para que el gas continúe su movilización hasta el final de la red sin ningún percance.

Los compresores son usados cuando es necesario fluir gas desde una presión baja a un sistema de mayor presión o en otras palabras para

incrementar la presión del gas a un nivel tal que sea lo suficientemente alto para que se cumpla los requisitos de procesamiento y venta.

La planta compresora del campo cuenta con tres compresores AJAX DP-600 con capacidad de 2,43 MMscfd cada uno para una capacidad total de compresión de 7,2 MMscfd.

4. MODELAMIENTO Y AJUSTE DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El modelamiento del sistema de recolección de gas de la Estación A y Estación B del campo Cantagallo se hizo de forma tal que reflejara las condiciones reales del campo, para hacer un ajuste del modelo en el software.

Se toma como punto de partida la selección del tipo de fluido que estará presente en el sistema, las unidades de medida, localización de cada uno de los pozos, separadores, depuradores y salidas asignándoles los correspondientes valores de presión, ratas de flujo y temperatura.

4.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La simulación del sistema de recolección de gas para la Estación A y Estación B del campo Cantagallo fue realizada con un eficiente software capaz de simular el flujo de fluidos multifásicos y monofásicos en estado estable que permite predecir presiones, caudales, temperaturas y “Hold-up” de líquidos en pozos, líneas de flujo, sistemas de recolección, distribución, transporte y otras configuraciones de tuberías, pozos, bombas, compresores, separadores y otras facilidades.

Esta herramienta software tiene la capacidad de simular el flujo de diferentes tipos de fluidos, líquido, gas, vapor y mezclas de fluidos multifásicos de líquido y gas. Lo primero que se debe hacer antes de utilizar el software es definir que tipo de aplicación se tiene, y esto depende de:

- Las propiedades del fluido o los fluidos que se transportan por el sistema de tuberías de la red de recolección.

- Las tasas de flujo y las condiciones a las que éste entra y sale del sistema de recolección.
- La estructura y los elementos del sistema de tuberías y otros procesos especiales que se quieran simular.

Al realizar la simulación se puede optimizar problemas de redes de tubería de cualquier diámetro, virtualmente es posible minimizar o maximizar cualquier función objetivo, poner apunto la simulación para ajustar los datos medidos (como en este proyecto), mientras sean satisfechas las limitaciones operacionales y de diseño. Un modelo hecho en este software puede ser optimizado sobre el tiempo, dando una mayor eficiencia de diseño, planeamiento, pronóstico, y operación de un campo.

4.2 TIPO DE FLUIDO

El tipo de fluido escogido controla la forma como el programa es capaz de obtener las propiedades físicas, necesarias para los cálculos de caída de presión, transferencia de calor y la relación entre fases, ya sea con el banco de datos del software, por medio de correlaciones empíricas o mediante datos ingresados por el usuario.

En la simulación del sistema de recolección de gas de cada uno de los pozos hasta la planta compresora, se definió el fluido como gas no composicional. La herramienta software predice las propiedades del gas a partir de correlaciones empíricas generales tomando como datos iniciales la gravedad específica del gas. Se pueden especificar los porcentajes molares de contaminantes tales como Nitrógeno, Dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno.

4.3 UNIDADES DE MEDIDA

El software permite suministrar un conjunto de unidades de medida utilizados para ingresar los datos necesarios en la simulación: el sistema de unidades de campo (o sistema petrolero), el sistema inglés, el sistema métrico y el sistema internacional, sin embargo es posible escoger individualmente unidades de medida locales donde sea necesario.

En la simulación se utilizó el sistema de unidades de campo las cuales fueron definidas como unidades globales al inicio de la entrada de datos al sistema.

4.4 FUENTES (SOURCES)

Una fuente es un punto por el cual el fluido entra a la red de tuberías. Para definirla es necesario suministrar ciertos parámetros, composición del fluido, temperatura y presión de operación, y tasa de flujo. Es posible tener más de una fuente en la red, como ocurre en un campo petrolero.

Para el sistema de recolección que se está modelando se toma como fuente cada uno de los pozos de la red y sus respectivos separadores. Para la simulación de la Estación A y Estación B se incluyó un total de 59 pozos y 2 separadores (en total 61 fuentes), para los cuales se tiene como opción dar valores fijos o estimados de presión y caudal.

Los valores fijos son los valores conocidos y los estimados son aquellos que el software va a calcular, un valor de temperatura debe ingresarse para calcular los cambios de entalpía y transferencia de calor en el sistema; estos datos fueron ingresados al sistema de la siguiente manera como se indica en el cuadro 11 y 12.

Cuadro 11. Datos de Entrada Para las Fuentes de La Estación A

No	POZO ó Fuente	Estado del Pozo	PCH [psi]		Qg Casing [KSCFD]		Temp. [F]
			Fijo	Estimado	Fijo	Estimado	
1	A-1	Activo	-	48	7	-	100
2	A-2	Activo	-	45	29	-	100
3	A-3	Inactivo	-	-	-	-	-
4	A-4	Activo	-	42	42,7	-	100
5	A-5	Activo	-	45	13,6	-	100
6	A-6	Activo	-	48	25	-	100
7	A-7	Inactivo	-	-	-	-	-
8	A-8	Activo	-	45	109,7	-	100
9	A-9	Activo	-	40	12,4	-	100
10	A-10	Activo	-	45	10,3	-	100
11	A-11	Activo	-	40	6,47	-	100
12	A-12	Activo	50.249	-	--	30	100
13	A-13	Inactivo	-	-	-	-	-
14	A-14	Inactivo	-	-	-	-	-
15	A-16	Inactivo	-	-	-	-	-
16	A-16	Activo	50.378	-	-	300	120
17	A-17	Activo	-	40	13	-	100
18	A-18	Estimulación	-	-	-	-	-
19	A-19	Activo	0	0	0	0	120
20	A-20	Activo	0	0	0	0	120
21	A-21	Activo	49.994	-	52,8	-	120
22	A-22	Activo	-	40	55	-	100
23	A-23	Inactivo	-	-	-	-	-
24	A-24	Activo	46	-	3,5	-	100
25	A-25	Activo	-	45	10	-	120
26	A-26	Activo	-	45	45	-	100

No	POZO ó Fuente	Estado del Pozo	PCH [psi]		Qg Casing [KSCFD]		Temp. [F]
			Fijo	Estimado	Fijo	Estimado	
27	A-27	Activo	-	40	20	-	120
28	A-28	Activo	-	40	20	-	100
29	A-29	Activo	-	40	3	-	120
30	A-30	Activo	-	40	36,5	-	100
31	A-31	Activo	-	40	88,9	-	120
32	A-32	Activo	50,005	-	-	100	120
33	A-33	Activo	49.994	-	-	80	120
34	A-34	Activo	49.994	-	-	50	120
35	Sep. 1	Activo	-	50	754,3	-	90

Cuadro 12. Datos de Entrada Para las Fuentes de Estación B

No	POZO ó Fuente	Estado del Pozo	PCH [psi]		Qg Casing [KSCFD]		Temp. [F]
			Fijo	Estimado	Fijo	Estimado	
1	C-1	Activo	-	18	7,7	-	100
2	C-2	Activo	-	18	12,4	-	100
3	B-1	Activo	-	25	64,2	-	100
4	D-1	Activo	-	20	31,7	-	100
5	D-2	Activo	-	18	7,67	-	100
6	B-2	Activo	-	25	30,7	-	100
7	B-3	Activo	-	25	13,8	-	100
8	B-4	Activo	-	28	46	-	100
9	B-5	Activo	-	25	1,3	-	100
10	B-6	Activo	-	35	22	-	100
11	B-7	Activo	-	35	17	-	100
12	B-8	Activo	-	22	27,3	-	100

No	POZO ó Fuente	Estado del Pozo	PCH [psi]		Qg Casing [KSCFD]		Temp. [F]
			Fijo	Estimado	Fijo	Estimado	
13	B-9	Activo	-	20	13,8	-	100
14	B-10	Activo	-	20	19,9	-	100
15	B-11	Activo	-	20	13	-	100
16	B-12	Activo	-	25	131,3	-	120
17	B-13	Activo	-	25	14	-	100
18	B-14	Activo	-	22	18,5	-	120
19	B-15	Activo	-	28	15,4	-	120
20	B-16	Activo	-	30	22,4	-	120
21	B-17	Activo	-	25	11,7	-	120
22	B-18	Activo	-	32	5,4	-	120
23	B-19	Activo	-	0	0	-	120
24	B-20	Inactivo	-	-	-	-	-
25	Sep. 2	Activo	-	35	0,1898	-	90

4.5 SALIDAS (SINKS)

Una salida es un punto en el cual el fluido sale de la red de tuberías. Para definir la salida es necesario especificar dos parámetros, la presión y la rata de flujo. Si estos valores son conocidos se pueden ingresar al sistema como valores fijos, de no ser así se ingresan como valores estimados para que el software los calcule.

La selección al dar un valor fijo o estimado debe ser restringida por las condiciones límites de la simulación, es decir, el número de incógnitas (valores estimados) debe ser igual a la suma del número de fuentes y salidas. La temperatura de la salida es calculada por el programa, al igual que la entalpía y transferencia de calor.

Para el sistema de recolección de gas en el campo Cantagallo, se tomo como salidas los puntos a los cuales llega finalmente el gas, como es el caso de los Municipios, Veredas y el mismo campo, además de la planta compresora, que es la salida mas importante, porque allí llega casi la totalidad del gas producido. Los datos de presión y caudales para estas salidas son detallados en el cuadro 13.

Cuadro 13. Datos de Salida Para los Salidas del Campo Cantagallo

Nº	SALIDA	Presión [psi]		Qg [KSCFD]	
		Fijo	Estimado	Fijo	Estimado
1	Vereda Brisas	-	40	1	-
2	Zona Industrial Campo Cantagallo	-	47	37	-
3	Municipios Cantagallo y San Pablo	-	45	75	-
4	Planta Compresora	-	12	-	3000

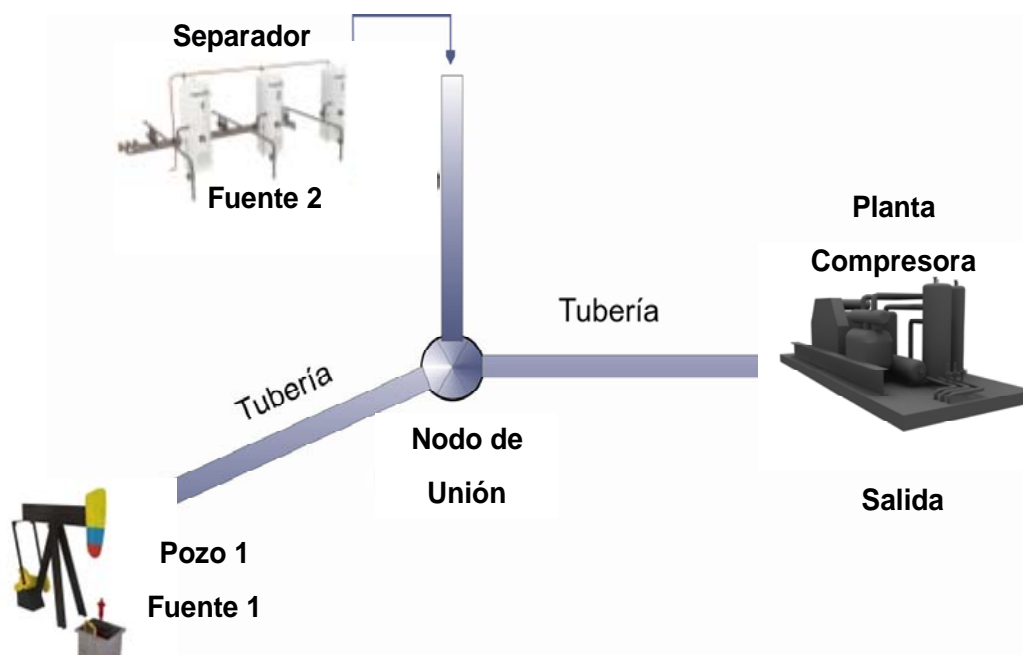
4.6 NODOS DE UNIÓN (JUNCTIONS)

Un nodo de unión es un punto en el cual dos o más líneas de flujo entrada convergen, produciendo una o más líneas de salida. Si tan solo hay una línea de flujo que entra y otra que sale, el nodo no se hace necesario, basta tan solo con una fuente y una salida.

La rata de flujo neta en el nodo de unión es cero, entonces el flujo de entrada debe ser igual al de salida. En los nodos no se especifica ningún parámetro, ya que el software calcula sobre el la presión y temperatura.

En la simulación se utilizaron estos nodos para unir las líneas de flujo individuales de los pozos con los colectores, los colectores con la troncal principal o directamente las líneas de flujo de los pozos con el gasoducto. En la figura 20 se ilustran los elementos principales del sistema de recolección en el editor gráfico del software.

Figura 20. Principales elementos de la celda de flujo dentro del editor grafico.

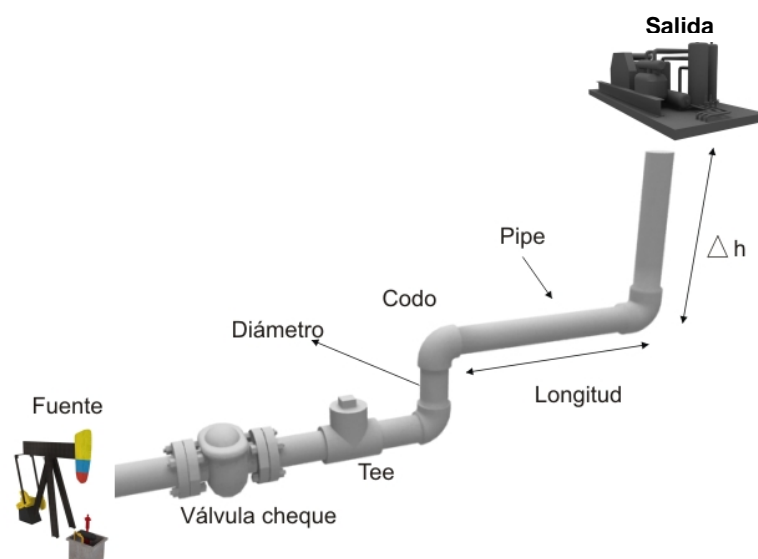


4.7 VÍNCULOS (LINKS)

Un link se define como el enlace entre dos nodos y consta de uno o más dispositivos y equipos (Figura 21). Cada dispositivo de flujo es caracterizado por su estructura, caída de presión y parámetros de transferencia de calor.

El principal dispositivo de flujo de un link corresponde a la tubería (Pipe), que es utilizada para transportar los fluidos de un punto a otro. Estas pueden tener cualquier orientación (horizontal, vertical, o inclinada) y se les asigna un nombre, longitud, diámetro, rugosidad, transferencia de calor y ecuación de flujo.

Figura 21. Representación de la estructura de un Link.



4.7.1 Diámetros. Los diámetros para la simulación de la tubería del sistema de recolección en ésta parte del campo varía en valores de 2 pulgadas, a la salida del pozo, un rango de 3 a 4 pulgadas, en líneas colectoras y de 4 a 8 pulgadas, en líneas principales. En el cuadro 15 se resumen los diámetros y longitudes de la tubería en las líneas principales, ya que estas son las que presentan la mayor caída de presión en el sistema.

4.7.2 Longitud. Es importante tener gran precisión al momento de establecer los datos de longitud de la tubería, ya que en base en esta se obtienen los cálculos de caídas de presión y transferencia de calor, lo que

nos permite tener resultados de simulación confiables y seguros, trascendentales a la hora de tomar decisiones y recomendaciones, que son los objetivos primordiales de este proyecto.

4.7.3 Cambio de elevación. El cambio de elevación es otro parámetro que puede ser planteado para cada tramo de línea que se desea simular, esto con el fin de tener en cuenta cambios que se hacen presentes cuando la tubería cambia su posición en el eje vertical con respecto a un eje de referencia (elevación cero) y que son importantes para los resultados que obtendremos al final de la corrida.

4.7.4 Rugosidad. La rugosidad superficial es el conjunto de irregularidades de la superficie real, definidas convencionalmente en una sección donde los errores de forma y las ondulaciones han sido eliminados.

▪ **Rugosidad absoluta y rugosidad relativa:** En el interior de los tubos comerciales existen protuberancias o irregularidades de diferentes formas y tamaños cuyo valor medio se conoce como rugosidad absoluta (K), y que puede definirse como la variación media del radio interno de la tubería. La influencia de la rugosidad absoluta depende del tamaño de la tubería. Por ello, para caracterizar un tubo por su rugosidad resulta más adecuado utilizar la rugosidad relativa (ϵ), que se define como el coeficiente entre la rugosidad absoluta y el diámetro de la tubería ($\epsilon = \frac{K}{D}$). Para nuestro caso la rugosidad mediante, a la cual se obtienen mejores resultados en cuanto a caídas de presión en el sistema de recolección evaluado, es la rugosidad absoluta, ya que nos permite tener cambios en la variable de presión aceptable en cuanto a los resultados que se pueden obtener en un esquema base para las diferentes corridas de simulación.

4.7.5 Ambiente exterior de la tubería. La transferencia de calor es un proceso por el cual se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos, en este caso el exterior e interior de la tubería, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a diferente temperatura. El calor se transfiere mediante convección, radiación o conducción. Aunque estos tres procesos pueden tener lugar simultáneamente, puede ocurrir que uno de los mecanismos predomine sobre los otros dos.

Teniendo en cuenta el intercambio de calor que se presenta en determinada tubería, especialmente en la que no está aislada, el parámetro del ambiente exterior de la tubería es importante, determinando el intercambio de calor y el cambio de energía.

La herramienta software permite seleccionar para cada tramo de tubería el medio de transferencia de calor (heat transfer), presentando las siguientes opciones:

- **COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR (U):** Existen ciertos tipos de problemas, donde es conveniente simplificar los cálculos, esto se realiza incorporando el concepto de coeficiente global de transferencia de calor, U, el cual se relaciona con el calor mediante la siguiente ecuación:

$$q = UA\Delta T_{total}$$

Para el caso en que se tenga conocimiento de este dato (o se calcule independientemente) junto con la temperatura ambiente, el software realiza los cálculos de transferencia de calor mediante esta opción.

▪ **TEMPERATURA AMBIENTE:** este dato específico para las líneas de flujo permite al simulador tener en cuenta el intercambio de energía que mantiene la tubería, tanto del interior como el exterior de la misma. Mediante el conocimiento propio del ambiente exterior para cada tramo de línea se obtienen los cambios de energía del sistema en general por parte del simulador. Es importante recalcar que para cada una de las variables que se mencionaron anteriormente, puede establecerse un valor por defecto (default). Por lo cual si no se proporciona un valor para determinada situación el programa mantiene o proporciona el valor por defecto.

▪ **TUBERÍA EN AIRE (PIPE IN AIR):** la energía se transfiere de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura. Con base en lo anterior la tubería que se encuentra al aire libre mantendrá un intercambio de calor con el gas producido.

▪ **TUBERIA EN AGUA (PIPE IN WATER):** este ambiente de tubería también está presente en el campo, ya que algunas de las líneas cruzan el río Magdalena (Líneas 4, 7 y 8).

▪ **TUBERIA ENTERRADA (BURIED PIPE):** para una tubería enterrada la profundidad de enterramiento, así como las propiedades del medio, de la misma forma se hace para todos los ambientes que rodean una tubería.

Temperatura ambiente.....86°F
Conductividad del aire.....0.015 Btu/hr pies °F
Conductividad del agua.....0.3 Btu/hr pies °F
Conductividad de la tierra.....0.8 Btu/hr pies °F

▪ **ISOTHERMAL:** En este caso en especial se considera que no existe pérdida de calor en la tubería o transferencia de calor con su ambiente

exterior. Como se puede deducir esta opción que también proporciona el software esta destinada para casos en los cuales la tubería que es objetivo de análisis se encuentre aislada mediante determinado material y que su transferencia de calor se pueda considerar cero o despreciable.

4.7.6 Ecuación de flujo. Como se comento en el primer capítulo, la selección de las ecuaciones para flujo de gas se debe de realizar teniendo cuenta las recomendaciones que se hacen para la utilización de cada una de ellas. En este caso en particular, se escogió la ecuación de Panhandle B debido a que se va trabajar con diámetros de tubería menores a 20 pulgadas y de larga longitud en el caso de líneas principales.

4.7.7 Dispositivos y equipos disponibles en el software. Los accesorios hacen parte de las líneas de un sistema de recolección, a continuación se mencionan los que intervienen en la simulación propia de este proyecto:

Cuadro 14. Dispositivos utilizados en la simulación.

Dispositivo	Descripción	Especificaciones para la simulación
Tubería	Puede ser horizontal, vertical o inclinada; puede estar rodeada por: aire, agua o tierra, ya sea aislada o desnuda.	Longitud, diámetro, rugosidad, ecuación para flujo.
Codos	Pueden ser definidos como estándar o no estándar con un ángulo y un radio.	Diámetro, rugosidad y ángulo.
Válvula Cheke	Accesorio que permite el flujo en una sola dirección.	Diámetro

Dispositivo	Descripción	Especificaciones para la simulación
Reducciones	Reducción en diámetro de una tubería grande a una pequeña	Angulo diámetro
Expansiones	Incremento del diámetro desde una tubería pequeña a una tubería mas grande.	Angulo, diámetro.
Tees	El flujo puede ser en línea recta o a través de la rama.	Diámetro, rugosidad, dirección de flujo.
Válvulas	Se encuentran de diferentes tipos entre los cuales destaca la de mariposa, de bola, de compuerta, entre otros.	Tipo de válvula, diámetros, ángulo.

Una vez conocida la disposición de las variables y accesorios del sistema de recolección, se representan esquemáticamente dentro del software, suministrándoles la dirección de flujo desde las fuentes hasta las salidas, de las fuentes a los nodos de intersección y/o de los nodos de intersección a las salidas. Las características de las principales líneas del campo ajustadas en la simulación están dadas en el cuadro 12.

Cuadro 15. Descripción de la estructura de red de tuberías de las principales líneas del sistema de recolección del campo.

LÍNEAS	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAMBIO DE ELEVACIÓN [pies]	AMBIENTE EXTERIOR
Línea 1.	3	2913	0	AIRE
Línea 2.	6	6449	0	AIRE

LÍNEAS	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAMBIO DE ELEVACIÓN [pies]	AMBIENTE EXTERIOR
Línea 3.	6	1795	0	AIRE
		7	-7	AIRE
		3856	0	
		7	7	
Línea 4.	8	262	0	AIRE
	3,8	22	-20	AGUA
		2137	0	
		22	20	
Línea 5.	6	3235	0	AIRE
Línea 6.	3	5577	0	AIRE
Línea 7.	3	852	0	AIRE
		22	-20	AGUA
		776	0	
		22	20	
Línea 8.	8	617	0	AIRE
	6	22	-20	AGUA
		1788	0	
		22	20	
		6424	0	AIRE

4.8 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN.

Mediante las Figuras 22 y 23 se representan los pasos para realizar el modelamiento del sistema de recolección de gas, dentro de los parámetros establecidos por la herramienta software.

Figura 22. Diagrama de flujo para el modelamiento del sistema de recolección.

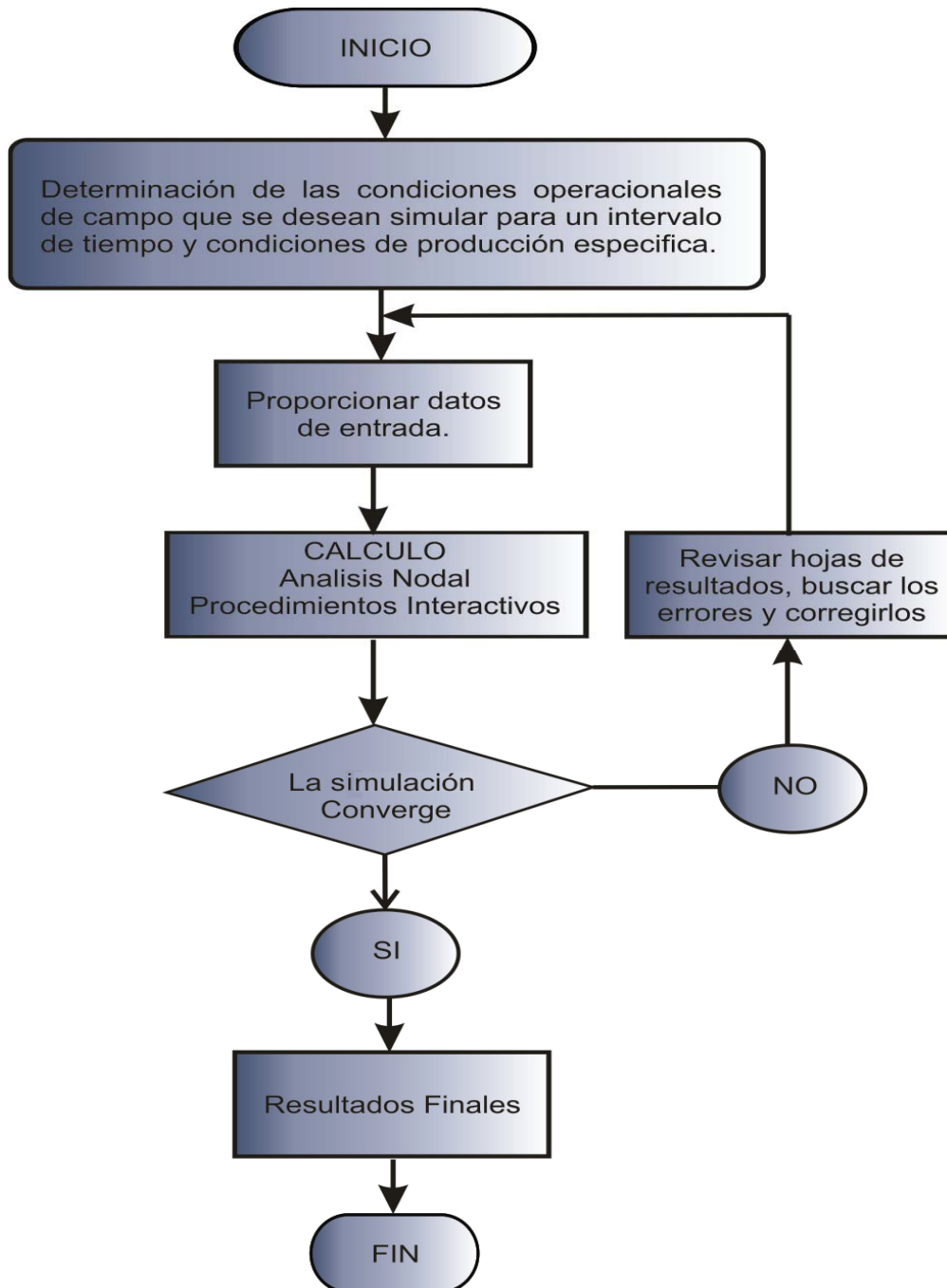
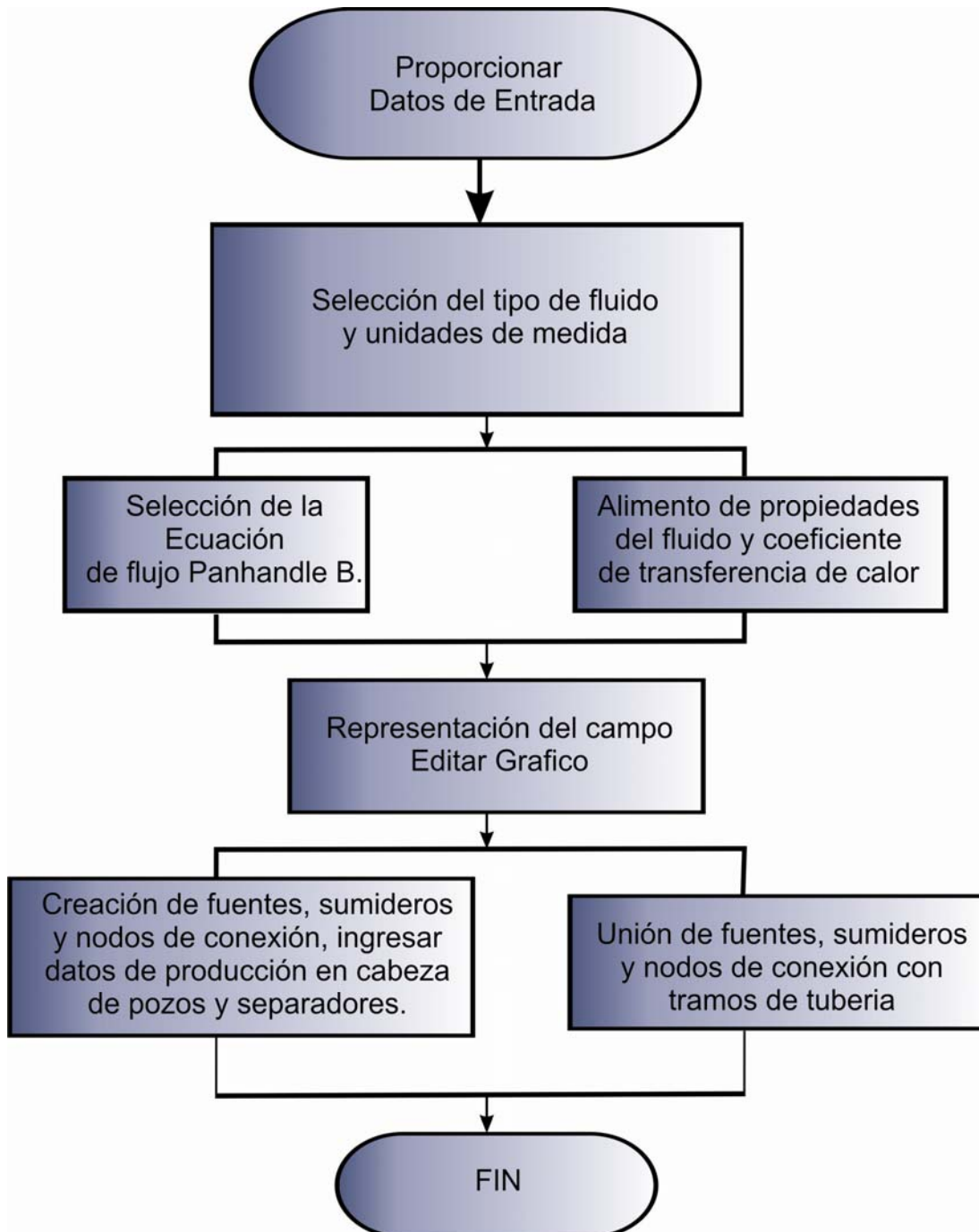


Figura 23. Diagrama de flujo para el ingreso de datos.



5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES

5.1 RESULTADOS PARA LAS CONDICIONES DE FLUJO

Para cada una de las entradas y salidas del sistema simulado, las condiciones de flujo, presión y caudal de gas, son especificadas, no obstante, también se puede definir una sola o ninguna de estas, permitiendo al final un balance entre las incógnitas y las ecuaciones, un requisito importante del programa. Y así, por último, tendremos unos datos que son calculados por el software, mientras que los demás fueron especificados antes de la simulación.

5.2 PRESIONES CALCULADAS

La mayoría de las presiones en cabeza de pozo y separadores son calculadas por el software, dado que en el ajuste del modelo, los caudales de las fuentes de ingreso como valores conocidos, suministrando valores muy cercanos a los reales, dando así un buen ajuste del modelo (cuadro 16).

Cuadro 16. Presiones calculadas del modelo ajustado.

FUENTE O SALIDA	PRESION CALCULADA [PSI]	PRESION REAL [PSI]	%E
A-1	45,94	48	4,29
A-2	44,44	42	5,81
A-3	INACTIVO	INACTIVO	
A-4	45,22	43	5,16
A-5	44,98	46	2,22
A-6	45,6	48	5,00

FUENTE O SALIDA	PRESION CALCULADA [PSI]	PRESION REAL [PSI]	%E
A-7	INACTIVO	INACTIVO	
A-8	45,02	42	7,19
A-9	45,25	47	3,72
A-10	45	43	4,65
A-11	44,16	41	7,71
C-1	25,27	25	1,08
C-2	25,27	24	5,29
B-1	29,71	30	0,97
A-12	50,25	50	0,50
A-13	INACTIVO	INACTIVO	
D-1	25,27	26	2,81
D-2	25,27	26	2,81
B-2	29,71	28	6,11
B-3	29,72	28	6,14
B-4	29,74	32	7,06
B-5	29,74	31	4,06
A-14	INACTIVO	INACTIVO	
A-16	INACTIVO	INACTIVO	
B-6	29,75	32	7,03
B-7	29,75	31	4,03
B-8	28,49	28	1,75
B-9	28,5	29	1,72
B-10	28,48	27	5,48
A-16	50,38	50,38	0,00
A-17	44,16	46	4,00
B-11	28,49	27	5,52
A-18	ESTIMULCAION	ESTIMULCAION	
B-12	29,8	28	6,43
B-13	29,77	29	2,66
A-19	TUBING	TUBING	
A-20	TUBING	TUBING	
A-21	50	50	0,00
A-22	45,27	43	5,28
A-23	-	-	
B-14	28,5	30	5,00

FUENTE O SALIDA	PRESIÓN CALCULADA [PSI]	PRESIÓN REAL [PSI]	%E
A-24	46,49	44	5,66
A-25	43,05	40	7,62
B-15	29,75	31	4,03
B-16	29,75	30	0,83
A-26	43,05	45	4,33
A-27	45,27	43	5,28
A-28	45,26	42	7,76
A-29	45,26	42	7,76
A-30	44,17	45	1,84
A-31	44,19	45	1,80
A-32	50	50	0,00
B-17	29,48	28	5,29
B-18	29,48	27	9,19
B-19	INACTIVO	INACTIVO	
B-20	29,48	31	4,90
A-33	49,99	49,99	0,00
A-34	49,99	49,99	0,00
SEPARADOR1	46,15	48	3,85
SEPARADOR2	29,23	30	2,57
SALIDA A BRISAS	45,57	45	1,27
GAS ZONA INDUSTRIAL	43	44	2,27
GAS A MUNICIPIOS	42,28	44	3,91
COMPRESORA	16,1	15	7,33

5.2.1 Presión en los separadores. En la evaluación del sistema de recolección, la presión de los separadores se tomo como uno de los principales puntos de observación y comparación para el ajuste del modelo original y de los modelos para el análisis de sensibilidad. Revisando los resultados del cuadro 16 los valores de las presiones calculadas en los separadores están cercanos a los valores reales, indicándonos un buen ajuste del modelo.

5.2.2 Presión en los depuradores. Aunque la mayoría de nodos solo son utilizados como colectores y/o uniones de dos o mas corrientes, pueden ser aplicados como depuradores. En el cuadro 17, se presentan los resultados de presión obtenidos para cada uno de ellos.

Cuadro 17. Presión calculada en los depuradores.

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]
DEPURADOR ESTACIÓN A	1215,3	46,12
DEPURADOR Batallón	1709	44,07
DEPURADOR ESTACIÓN B	600	29,22
DEPURADOR CLUSTER III	39,37	25,22

5.2.3 Caídas de presión. Las caídas de presión son importantes al observar los resultados de cada una de las simulaciones, ya que proporcionan variaciones en las condiciones de flujo. Las mayores caídas de presión se presentan en las líneas más largas, por lo que en el cuadro 18 se presentan los valores obtenidos para estas líneas.

Cuadro 18. Caída de presión en los tramos principales.

TRAMO DE LÍNEA	PRESIÓN DE ENTRADA [psi]	PRESIÓN DE SALIDA [psi]	CAÍDA DE PRESIÓN [psi]
Línea 1.	49,98	46,12	3,86
Línea 2.	46,12	44,16	1,96
Línea 3.	44,16	41,21	2,95

TRAMO DE LÍNEA	PRESIÓN DE ENTRADA [psi]	PRESIÓN DE SALIDA [psi]	CAÍDA DE PRESIÓN [psi]
Línea 4.	41,21	29,28	11,93
Línea 5.	29,28	25,23	4,05
Línea 6,	25,262	25,227	0,035
Línea 7.	25,264	25,227	0,037
Línea 8.	25,23	16,1	9,13

5.3 CAUDALES CALCULADOS

El caudal de cada corriente de flujo, fuente o salida es otro aspecto importante en la simulación, siendo en la mayoría de los casos un valor fijo. Esta condición se estableció luego de verificar que de esta forma la simulación alcanzaba convergencia con mayor facilidad y los valores calculados eran cercanos a los reales, caso contrario sucedía cuando los valores fijos correspondían a la presión. En el cuadro 19 se resume los caudales calculados por la herramienta software.

Cuadro 19. Caudales calculados.

FUENTES Y SUMIDEROS	CAUDAL CALCULADO [KSCFD]	CAUDAL REAL [KSCFD]	%E
A-16	256,3	253,24	1,21
A-21	52,8	52,533	0,51
A-32	79,7	78,996	0,89
A-33	29,9	28,7	4,18
A-34	20,6	19,8	4,04
COMPRESORA	2404	2433,62	1,22

5.4 DIÁMETRO EQUIVALENTE PARA TRAMO DE LÍNEA 4 “CRUCE SUBFLUVIAL”

El esquema y modelamiento para la primera simulación permitió determinar que el diámetro original para esta parte de la línea, no se ajusta a las condiciones normales de flujo, dado que el valor de caída de presión no corresponde a las condiciones reales de comportamiento de flujo para una tubería de 7 pulgadas (Cuadro 18). Por lo anterior, se hizo una variación en el diámetro, a 3,8 pulgadas, que permitió tener valores mas cercanos a las condiciones reales. Por antecedentes del campo, se determinó que esta reducción en el diámetro esta dada por acumulación de líquidos en la tubería.

5.5 VELOCIDAD DE FLUJO

Como se menciona en el segundo capítulo, la velocidad del flujo en las líneas de gas se debe mantener entre un valor máximo (60 a 80 pies/seg) y uno mínimo (10-15 pies/seg), lo que permite reducir la aparición de líquido. En el cuadro 20 se registran los valores de velocidad de flujo en las líneas de mayor importancia en el análisis.

Cuadro 20. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 1.

LÍNEA	DIÁMETRO [in]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
Línea 1	3, 4 y 6	26,16	14,4	6,37	26,16
Línea 2	6	23,85	22,75	22,48	23,84
Línea 3	6	26,16	24,87	24,56	26,15

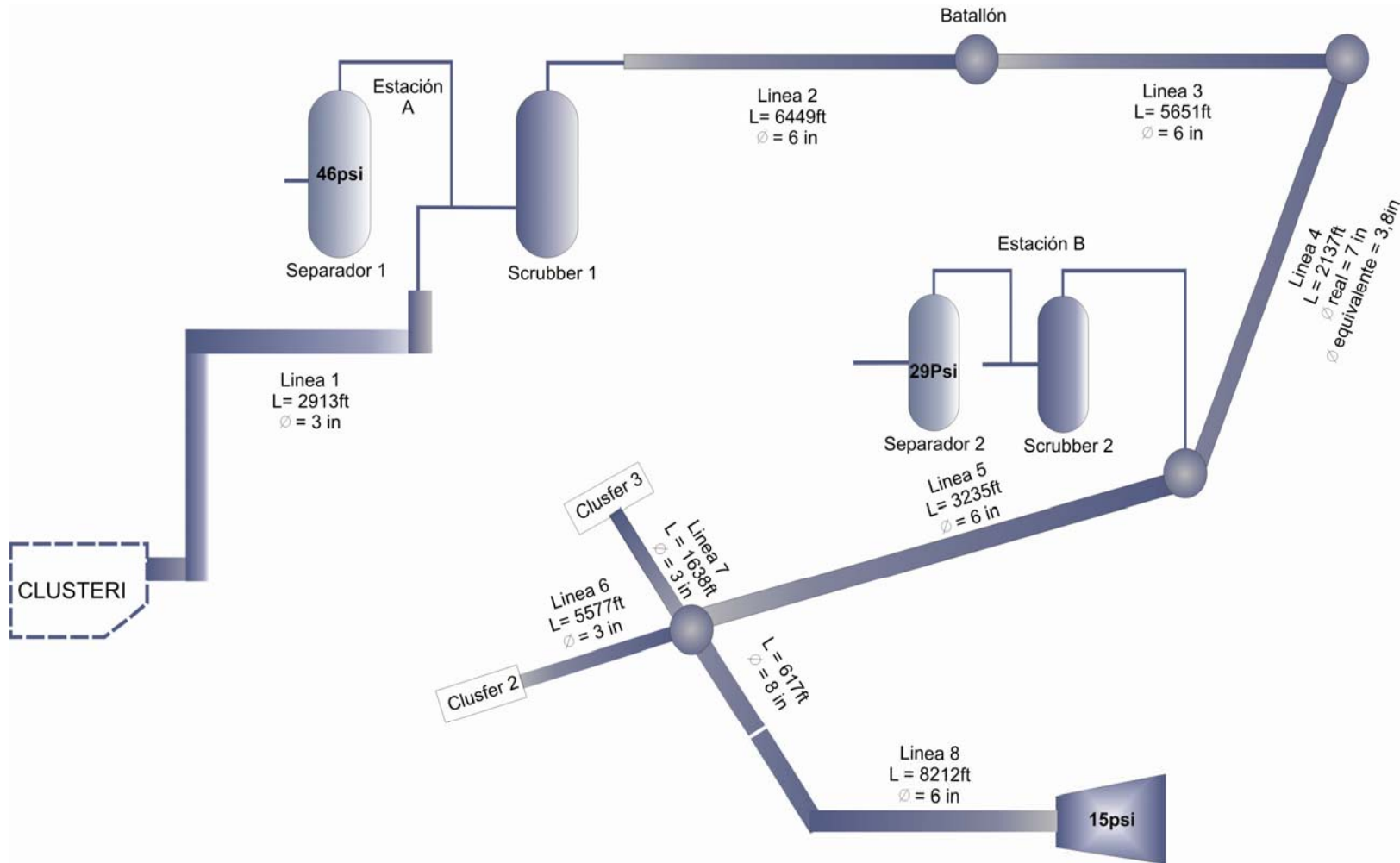
LÍNEA	DIÁMETRO [in]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
Línea 4	8	14,96	14,2	14,02	14,95
	3,575, 3,615, 3,8	74,17	79,62	80,81	74,11
Línea 5	6	50,93	50,97	50,97	50,87
Línea 6	3	1,82	1,82	1,82	1,82
Línea 7	3	3,56	3,56	3,56	3,56
Línea 8	8	30,66	30,69	30,68	30,62
	6 y 8	66,67	66,76	66,75	31,93

5.6 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO

Los resultados arrojados por la simulación permiten visualizar algunos problemas que se presentan en el sistema de recolección, donde el comportamiento de flujo de gas no es el ideal para el sistema, ya que la cantidad de fluido que se maneja actualmente dentro del campo no es consistente con la estructura de la red de tuberías que se tienen en las facilidades de superficie para el transporte del gas producido. Lo anterior no indica que el sistema en general este operando deficientemente, sino que presenta algunas falencias en tramos importantes en el gasoducto principal, por lo que es primordial evaluarlos para encontrar sus fallas, y así corregirlas para lograr una optimización del sistema.

En la Figura (24) se representan las condiciones actuales de operación del campo, presión en los separadores, longitud y diámetros de los tramos principales.

Figura 24. Esquema de las condiciones actuales del campo.



5.6.1 Origen de las falencias

- La red de tuberías y facilidades de superficie fue diseñada para manejar determinada cantidad de fluido producido por un número reducido de pozos. Con el incremento en el precio del crudo durante los últimos años y la proyección del campo, se han perforando nuevos pozos, originando un incremento en la producción de gas. Este caso se nota particularmente en el Cluster I, donde se perforaron nuevos pozos que resultaron ser los de mayor producción de crudo y gas del campo, pero no se hicieron cambios en el gasoducto que va a la Estación A.
- Una disminución en la eficiencia de flujo, dada por el deterioro en las tuberías, provocado por la corrosión, acumulación de sólidos y/o líquidos a través del tiempo.
- La eficiencia de los separadores puede disminuir por las nuevas cantidades de hidrocarburos, que son muy altas para su capacidad de operación. Otra causa de esta deficiencia es la presencia de grandes cantidades de espuma.

5.6.2 Problemas encontrados

- Todos los pozos deben producir el gas a través del casing, pero en el sistema evaluado, tres pozos (A-18, A-19 y A-20) producen el gas por el tubing junto con el crudo que va hacia los separadores de la Estación A, produciendo un incremento considerable en la capacidad de gas que estos separadores pueden manejar.

El pozo A-20 transporta el gas por un oleoducto de 6 pulgadas, ya que es el de mayor producción de crudo y gas, pero tiene la particularidad que la

presión se dispara frecuentemente y de producirse por el casing podría sobrepresionar la red de recolección y bloquearla; este mismo caso sucede con el pozo A-19, aunque el gas es transportado por el oleoducto de 8 pulgadas. Para el caso del pozo A-18, en el cual el gas producido arrastra un alto contenido de trazas de crudo, se hace necesario su transporte por el oleoducto de 8 pulgadas.

- En la línea 1, que transporta el gas desde el Cluster I a la Estación A, no se reportó deficiencia en el comportamiento de flujo durante la primera evaluación del modelo original, a pesar de el bajo diámetro (3 pulgadas) de la línea; ya que de los once pozos, tres están inactivos y tres más producen el gas por el tubing. Sin embargo, a futuro se planea perforar más pozos en este sector, incrementando la producción de gas.

Cuando todos los pozos estén activos, produzcan por el casing y se pongan en funcionamiento los nuevos pozos, la Línea 1 no será útil para el transporte de los nuevos caudales de gas. Esto lo podemos ver con mayor claridad en el análisis de sensibilidad de variables que se hará en la siguiente sección.

- Los separadores en la Estación A trabajan actualmente con una mayor capacidad de gas que la normal, debido al gas proveniente de los pozos que producen por el tubing, lo que ocasiona pérdida en la eficiencia del separador. El aumento en la producción de crudo ha contribuido también a esta deficiencia, ya que los equipos no son capaces de manejar en forma adecuada los nuevos volúmenes de hidrocarburo. Adicionalmente, se presenta el problema de separar un crudo con un contenido de espumas considerable.

- La línea 4 “Cruce Subfluvial” presenta la mayor cantidad de problemas de comportamiento de flujo dentro del sistema. Debido al caudal tan alto que

pasa por este tramo, una longitud corta pero considerable y el diámetro tan pequeño, originando una alta caída de presión de casi 12 psi que no corresponde a las condiciones normales de flujo para una tubería con diámetro de 7 pulgadas como lo es realmente (Cuadro 18). Como se menciono anteriormente, hay una reducción en el diámetro causada por una obstrucción, comportándose así como una tubería de 3.8 pulgadas.

La velocidad de flujo también es alta 74,17 pies/seg. lo que puede originar flujo erosional para este segmento de tubería.

- El último tramo de tubería nos conduce a la Planta Compresora (Línea 8), esta línea presenta una alta caída de presión ya que tiene la mayor longitud de la red. Sin embargo, se debe tener en cuenta que varios pozos están inactivos y se planea perforar otros más, originando una mayor cantidad de gas fluyendo a través de esta tubería. Lo que conllevaría a una mayor caída de presión. Esto no es conveniente para el sistema de recolección ya que la presión de entrada a la compresora debe mantenerse en 15 psi.

La velocidad de flujo para esta línea es alta y esta sobrepasando levemente los límites para llegar a la velocidad de flujo erosional donde puede ocasionar daños en la tubería y disminuir la eficiencia de flujo del gas.

5.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES

Una vez establecido el modelo inicial y el resumen de sus respectivos resultados, se propone el análisis de sensibilidad de las variables que intervienen en la simulación, con el fin de tener más criterios a la hora de presentar recomendaciones y posibles cambios en el sistema de recolección que estamos evaluando.

Al obtener un buen ajuste del modelo del sistema de recolección de gas, se puede realizar un análisis de sensibilidad de variables donde los principales parámetros que se van a evaluar son:

- Velocidad de flujo.
- Presiones calculadas
- Caudales
- Caída de presión
- Diámetros

Estos parámetros son evaluados para las líneas principales del campo (Línea 1-Línea 8) y los siguientes nodos.

- Separador 1
- Depurador Estación A
- Depurador Batallón
- Entrada Línea 4
- Separador 2
- Depurador de la Estación B
- Pozos de los cluster II y III
- Entrada Compresora.

La sensibilidad consta de tres modelos, cada uno de ellos tiene determinadas variaciones teniendo como base las posibles falencias en las líneas del sistema de recolección de gas.

5.7.1 Modelo 1. En este caso, se variaron los diámetros de las líneas principales al modelo original, con el fin de determinar las condiciones que permiten mejorar el comportamiento de flujo en el sistema. Este análisis se dividió en cuatro casos, el original y tres variantes de este.

Caso A o modelo inicial: con un total de 58 pozos, 48 están activos y los 10 restantes inactivos, ya se por abandono total, estimulación o producción del gas por tubing. El diámetro de la línea que cruza el río Magdalena (Línea 4) es de 3.8 pulgadas. Las presiones y caudales utilizados en este ajuste son presentados en los cuadros 11 y 12.

Caso B: se realiza una variante de 1 pulgada al diámetro de la línea que transporta el gas del Cluster I hacia la Estación A, la cual al comienzo era de 3 pulgadas y se ajusta a 4 pulgadas. Adicionalmente, el diámetro de la Línea 4 es modificado a 3,615 pulgadas.

Caso C: en este caso se ajustan los diámetros de los mismos tramos del Caso B, sino que en la Línea 1 el diámetro final es de 6 pulgadas y en la Línea 4 es de 3.575 pulgadas.

Caso D: El cambio realizado al modelo original se realiza en la Línea 8, en la cual habían variaciones en el diámetro de la tubería, y se dejó entonces para este caso constante en 8 pulgadas.

Los resultados de presiones y caudales de cada una de las simulaciones por casos del primer modelo se encuentran resumidos en el cuadro 21 y en el cuadro 20 se relacionan las velocidades de flujo.

Los resultados de este modelo son variables dentro de cada uno de los casos, especialmente en el caso B y C donde se realizan los cambios de diámetro a las mismas líneas, por ejemplo, la caída de presión (Cuadro 18) en la línea 1 es favorable en el caso B y C, en tanto, la velocidad de flujo es aceptable únicamente para el primero de estos casos, lo cual nos sugiere que no es adecuado un diámetro mayor a 4 pulgadas para esta sección.

Cuadro 21. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 1.

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
SEPARADOR 1	754,3	46,15	48,85	49,55	45,49
DEPURADOR ESTACIÓN A	1215,3	46,12	48,84	49,54	45,47
DEPURADOR Batallón	1709	44,07	46,95	47,67	43,38
ENTRADA LÍNEA 4	1652	41,19	44,14	44,9	40,26
SEPARADOR 2	189,8	29,23	29,17	29,17	27,43
POZOS CLUSTERS II Y III	59,5	25,23	25,17	25,18	23,11
ENTRADA COMPRESORA	2404	16,1	17,74	17,75	15

Las condiciones de presión a la entrada de la compresora mejoran cuando se mantiene el diámetro en 8 pulgadas, como se estipula en el caso D.

5.7.2 Modelo 2. En este modelo, cada uno de los casos es similar a los del Modelo 1, sin embargo, se realizan cambios adicionales, como lo son la activación de 7 de los 10 pozos inactivos, que se caracterizan por estar en abandono total, mantenimiento o estimulación, en el análisis de sensibilidad de este modelo, se calculan las presiones en estos nuevos pozos activos (cuadro 22) dando valores de caudales fijos, los cuales fueron

proporcionados por el historial de producción del campo. Los tres pozos que se mantienen como inactivos son aquellos que producen el gas por tubing.

Cuadro 22. Presiones calculadas para los nuevos pozos del Modelo 2.

FUENTES	Qg [KSCFD]	Presión [psi]	Presión [psi]	Temp. °F
	Fijo	Estimado	Calculada	
A-3	31	60	44,97	100
A-7	29	45	41,88	100
A-13	5,86	55	50,33	100
A-14	96	55	50,25	100
A-16	35	40	43,53	100
A-18	Tubing	Tubing	Tubing	-
A-19	Tubing	Tubing	Tubing	-
A-20	Tubing	Tubing	Tubing	-
B-19	7,3	35	29,43	100

CASO A: corresponde al caso base de este modelo, por las nuevas condiciones de flujo, el diámetro equivalente de la línea que cruza el río Magdalena es de 4,22 pulgadas.

CASO B: las variantes con respecto al caso A son el diámetro de la Línea 1 de 3 a 4 pulgadas y de la Línea 4 de 4,22 a 3,88 pulgadas.

CASO C: este es una variante del caso B, en el cual la Línea 1 queda con un diámetro de 6 pulgadas y la Línea 4 con 3,81 pulgadas.

Caso D: la variante con respecto al caso A se da en la homogeneidad del diámetro en la Línea 8, en 8 pulgadas. Además, el diámetro de la línea que cruza el río es de 4.22 pulgadas.

Cuadro 23. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 2.

LÍNEA	DIÁMETRO [in]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
Línea 1	3, 4 y 6	31,82	17,35	7,65	31,82
Línea 2	6	27,72	25,84	25,4	27,72
Línea 3	6	31,04	28,22	28,22	31,04
Línea 4	8	17,87	16,49	16,18	17,87
	3,81, 3,88, 4,22,	70,21	79,38	81,74	70,21
Línea 5	6	56,57	56,48	56,58	56,57
Línea 6	3	1,86	1,86	1,86	1,86
Línea 7	3	3,64	3,64	3,64	3,64
Línea 8	8	34,32	34,26	34,33	34,32
	6 y 8	79,72	79,48	79,74	36,18

Cuadro 24. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 2.

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
SEPARADOR 1	811	44,43	48,36	49,37	44,44
DEPURADOR ESTACIÓN A	1364,2	44,42	48,35	49,35	44,43

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
DEPURADOR Batallón	1921	41,87	45,97	47,01	41,89
ENTRADA LÍNEA 4	1868,7	38,3	42,66	43,76	38,31
SEPARADOR 2	189,8	29,15	29,21	29,14	29,16
DEPURADOR ESTACIÓN B	607,3	29,14	29,2	29,13	29,15
POZOS CLUSTERS II Y III	59,5	24,36	24,43	24,36	24,33
ENTRADA COMPRESORA	2,628	14,99	15,07	14,98	15

En este modelo encontramos que al activar estos siete pozos, las caídas de presión en todas las líneas van a ser mayores debido al incremento en el caudal. Esto es visto especialmente en la Línea 1 (cuadro 24). En cuanto a la velocidad de flujo, la Línea 8 presenta un incremento substancial, por el mismo aumento en el caudal, llevándolo a los límites de flujo erosional (Cuadro 23).

Para los casos restantes, B, C y D, se encuentran resultados similares a los respectivos del Modelo 1, rescatando principalmente la baja velocidad de flujo en la Línea 1 cuando el diámetro supera las 4 pulgadas (Caso C), y una favorable disminución en la velocidad de flujo de la Línea 8 (Caso D).

5.7.3 Modelo 3. En este modelo todos los pozos están activos, los pozos del Cluster I A-18, A-19 y A-20 que anteriormente estaban inactivos por producir por tubing, ahora están produciendo el gas por el casing, aumentando el flujo de gas en la Línea 1 y disminuyendo el caudal en el separador. Para calcular

las presiones se utilizó el mismo método empleado en el Modelo 2 para los nuevos pozos activos (Cuadro 25).

Cuadro 25. Presiones calculadas para los nuevos pozos del Modelo 3.

FUENTES	Qg [KSCFD]	Presión [psi]	Presión [psi]	Temp. °F
	Fijo	Estimado	Calculada	
A-18	49	55	50,351	100
A-19	95,3	60	50,02	120
A-20	225	60	50,08	120

CASO A: corresponde al caso base del modelo 3. El diámetro de la Línea 4 es de 7 pulgadas.

Inicialmente la simulación de este caso se hizo con un diámetro de 3,8 pulgadas como en el modelo original, la simulación no convergió, ya que las caídas de presión en las Líneas 1, 4 y 8 fueron demasiado altas y la presión de entrada a la compresora fue calculada con un valor negativo. Esto se produjo porque el caudal que transporta la Línea 1 es demasiado alto para el tamaño de línea que se tiene, ya que todos los pozos están activos y producen el gas por el casing, generando una caída de presión muy alta, transmitiéndolo a todo el sistema.

Este caso se trabajó entonces con el diámetro original para la Línea 4 de 7 pulgadas, para que la simulación alcanzara la convergencia, pero los resultados arrojados evidentemente no corresponden a las condiciones reales del campo ya que se encontraron las siguientes discordancias:

- Alta caída de presión en la Línea 1, $\Delta P = 17$ psi.
- Presión de operación en el separador de la Estación A de 33 psi (cuadro 27).
- Caída de presión en la línea 4 apenas de 0.9 psi, donde el valor normal que se encontraba en esta línea es un $\Delta P = 12$ psi.
- Presión de operación en el separador de la Estación B de 24 psi.
- La presión de entrada a la compresora es de 7 psi. cuando esta debe mantenerse en 15 psi.

Estos resultados nos muestran principalmente que este caso no se ajusta a las condiciones reales del campo y que la Línea 1 representa un gran problema, debido a su reducido tamaño para el manejo de caudales tan altos, como se mencionó en la evaluación del modelo original.

CASO B: como en los casos de este mismo tipo en los otros modelos, la variante que se hace con respecto al caso A es el cambio de diámetro de la Línea 1 a 4 pulgadas y el de la Línea 4 a 4,13 pulgadas.

CASO C: similar al caso anterior, sin embargo, la Línea 1 tendrá un diámetro de 6 pulgadas y la Línea 4 de 3.9 pulgadas.

Caso D: En este caso, se realizan modificaciones sobre el Caso B, en la Línea 8, unificando el diámetro a 8 pulgadas.

Cuadro 26. Velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo 3.

LÍNEA	DIÁMETRO [in]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
Línea 1	3, 4 y 6	58,09	29,59	12,87	29,59
Línea 2	6	35,17	27,31	26	27,31
Línea 3	6	40,58	30,53	28,94	30,53
Línea 4	8	23,75	17,56	16,61	17,56
	3,9, 4,13, 7	31,32	72,67	78,95	72,67
Línea 5	6	64,75	56,63	56,58	56,63
Línea 6	3	2,16	1,86	1,86	1,86
Línea 7	3	4,22	3,64	3,64	3,64
Línea 8	8	39,83	34,36	34,33	34,36
	6 y 8	107,12	79,87	79,74	36,22

Cuadro 27. Presiones en los principales nodos para los cuatro casos del modelo 3.

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
SEPARADOR 1	446,2	33,24	45,38	48,16	41,29
DEPURADOR ESTACIÓN A	1368,7	33,23	45,38	48,15	41,28

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]			
		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
ENTRADA LÍNEA 4	1873,2	25,39	39,34	42,41	34,74
SEPARADOR 2	189,8	24,49	29,18	29,22	23,35
DEPURADOR ESTACIÓN B	607,3	24,48	29,18	29,21	23,34
POZOS CLUSTERS II Y III	59,5	19,03	24,39	24,42	17,63
ENTRADA COMPRESORA	2632,5	7,39	14,95	15,02	15

En los casos B, C y D del presente modelo, hemos encontrado resultados similares en cuanto a las velocidades de flujo y caídas de presión con respecto a los modelos anteriores. No obstante, la velocidad de flujo para la Línea 1 en el caso C (cuadro 26), se encuentra entre los parámetros establecidos, lo que no sucedía en los modelos anteriores donde presentaba valores muy bajos. Las presiones en los Separadores 1 y 2 disminuyen favorablemente cuando se emplean las condiciones planteadas en el caso D, mejorando la eficiencia en el proceso de separación.

6. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones planteadas están hechas sobre las bases de la simulación, evaluación y análisis de sensibilidad realizado del sistema de recolección hecho en el capítulo anterior. En estas recomendaciones se tuvo en cuenta la optimización de los siguientes parámetros:

- Caída de Presión.
- Velocidad de flujo.
- Presión en los Separadores Estación A y Estación B.
- Presión de entrada en la Planta Compresora.

Las recomendaciones se han dividido en tres secciones, correspondiendo a los tramos más importantes del análisis en los que se encontraron deficiencias en el comportamiento de flujo:

- 1) Tramo de tubería que transporta el gas del CLUSTER I hasta la Estación A - "Línea 1".
- 2) Segmento de línea para el cruce subfluvial - "Línea 4".
- 3) Línea que lleva el gas hacia la Planta Compresora - "Línea 8".

6.1 TRAMO CLUSTER I A ESTACIÓN A - "LÍNEA 1"

Como se ha demostrado anteriormente este tramo de línea del sistema de recolección hace parte importante en el transporte de gas en el campo. Actualmente, la tubería es de 3 pulgadas de diámetro, sin embargo, en el análisis de sensibilidad, para los tres modelos, se encuentra que la tubería debe de tener un diámetro de 4 pulgadas, que permiten condiciones de flujo mas convenientes para el sistema de recolección.

6.2 SEGMENTO DE LA LÍNEA PARA CRUCE SUBFLUVIAL - “LÍNEA 4”

Como se comentó en el capítulo anterior este segmento de línea proporciona la mayor caída de presión durante el transporte del gas en esta zona del campo. Una vez observados los antecedentes y condiciones del tipo de tubería que forma este tramo, se encontró que el gasoducto fue utilizado para el transporte de crudo durante un periodo de 15 días a partir del 15 de Febrero de 2005, esta decisión fue tomada debido a problemas operacionales en el oleoducto, ocasionando una acumulación considerable de hidrocarburos en la Línea, reduciendo el diámetro de la tubería para el flujo de gas en casi el 50%, lo que proporciona una alta caída de presión que no corresponde a las condiciones normales de funcionamiento, evidenciando una falla operacional por obstrucción al flujo de gas.

El aceite que no ha sido removido totalmente proporciona una caída de presión diferente a la que se produce cuando hay un flujo monofásico, por lo que se presentan mayores caídas de presión con la presencia del fluido en dos fases. Por lo tanto, aunque la tubería de esta línea es de 7 pulgadas, realmente el flujo de gas se está transportando a través de un diámetro equivalente a 3,8 pulgadas, como se demostró en la simulación del modelo 1-A

En el planteamiento de la simulación y las condiciones deseadas se debe realizar un cambio de tubería en este tramo, se recomienda utilizar un diámetro de 6 pulgadas que proporciona la caída de presión adecuada como requisito para un caso en el cual las condiciones de presión y flujo son ideales al sistema que se busca como objetivo.

No se plantea para esta línea realizar operaciones de mantenimiento tales como limpieza con raspadores, ya que el gasoducto antes y después de este

tramo presenta variaciones en el diámetro, pasando inicialmente por 6-8-7 y 6 pulgadas lo que dificulta las operaciones de limpieza.

6.3 LÍNEA A PLANTA COMPRESORA - “LÍNEA 8”

Actualmente esta línea proporciona una gran caída de presión, debido a su gran longitud, adicionalmente presenta altas velocidades de flujo en su especialmente en su último tramo. Con base en esto se recomienda el cambio del diámetro de este tramo de línea a 8 pulgadas, ya que en este segmento hay cambios en el diámetro, 617 pies con diámetro de 8 pulgadas y otros 8212 pies con 6 pulgadas. En el cuadro 28 se presenta un resumen de las recomendaciones planteadas anteriormente.

Cuadro 28. Recomendaciones planteadas para las principales líneas.

LÍNEAS	CONDICIONES ACTUALES				CAMBIO (RECOMENDACIONES)			
	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAMBIO DE ELEVACIÓN [pies]	AMBIENTE EXTERIOR	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAMBIO DE ELEVACIÓN [pies]	AMBIENTE EXTERIOR
Línea 1.	3	2913	0	AIRE	4	2913	0	AIRE
Línea 2.	8	262	0	AIRE	8	262	0	AIRE
	3,8	22	-20	AGUA	6	22	-20	AGUA
		2137	0			2137	0	
		22	20			22	20	
Línea 3.	8	617	0	AIRE	8	617	0	AIRE
	6	22	-20	AGUA		22	-20	AGUA
		1788	0			1788	0	
		22	20			22	20	
		6424	0			4712	0	
				AIRE	6	1712	0	AIRE

6.4 MODELO IDEAL

De acuerdo a las recomendaciones propuestas, se planteo un modelo ideal que representa las condiciones óptimas para el funcionamiento del sistema de recolección de gas evaluado. Este modelo toma en consideración que todos los pozos están activos, ya que como se mencionó anteriormente, en el momento en que se tomaron los datos de presión y caudales algunos de los pozos se encontraban inactivos, ya sea por mantenimiento, estimulación o abandonados en espera de mantenimiento; y además, los pozos A-18, A-19 y A-20 estaban produciendo el gas por el tubing. Con este modelo se mejoran las condiciones de flujo de gas existentes en la red de recolección del campo Cantagallo gracias a parámetros tales como:

- Disminución en la caída de presión en los tramos principales del gasoducto, especialmente en aquellos que están incluidos dentro de las recomendaciones (Línea 1, Línea 4 y Línea 8).
- Las velocidades de flujo para cada uno de los tramos del gasoducto se mantienen dentro de los límites permitidos, evitando el flujo erosional descrito en el Capítulo II, con velocidad mínima entre 10 y 15 pies/s, y máxima entre 60 y 80 pies/s, aunque es preferible no exceder los 60 pies/s. El cambio más importante de velocidad de flujo se da en la Línea 4 como en la que se llega a un mínimo de 40,92 pies/s (Cuadro 29).

Cuadro 29. Velocidades de flujo originales e ideales en la Línea 4.

OPTIMIZACIÓN EN VELOCIDAD DE FLUJO pies/s	
MODELO ORIGINAL	MODELO IDEAL
74,17	40,92

- La presión en los separadores es un factor muy importante en el diseño de las facilidades de superficie, así como en la simulación y evaluación realizada en este trabajo. En este modelo se considera conveniente bajar la presión en el separador de la Estación A a 35 psi y la presión del separador de la Estación B a 25 psi, lo que permite mejorar la eficiencia de separación en el equipo gracias a:

- ✓ Evita que se forme una cantidad mayor de espumas, característico del crudo producido en el campo, que no permiten un correcto funcionamiento en los separadores, ya que éstas ocupan un amplio volumen en los equipos dentro de la sección de recolección de líquidos y/o la sección de asentamiento gravitacional, afectando el control de nivel de líquido.

- ✓ Al igual que en los separadores, la presencia de espumas en los tanques de almacenamiento también se reducirá, ganando volumen en los tanques y disminuyendo costos de tratamiento en la compra de antiespumantes.

- ✓ Con una presión mas baja en el separador, el crudo tendrá una menor cantidad de gas en solución, con esto se evita la perdida diaria de 8.000 pies cúbicos de gas que normalmente se liberan en los tanques de almacenamiento. Gracias a esto el gas podrá ser recuperado por la corriente de salida del separador.

- Se mantiene la presión de 15 psi de entrada a la Planta Compresora que se tiene actualmente en el campo y se empleó en el análisis de sensibilidad del Capítulo V.

Los parámetros planteados nos muestran un modelo ideal, con un excelente comportamiento de flujo a través de todo el sistema de recolección de gas en

cada una de sus etapas, por lo tanto en base a este modelo se realizó la simulación por medio de la herramienta software con el propósito de alcanzar la meta propuesta, la optimización del Sistema de Recolección de gas en la zona de estudio.

Los resultados arrojados por la simulación son muy positivos, ya que se alcanzan las metas propuestas, por lo tanto proponemos que las recomendaciones sean tenidas en cuenta para ser aplicadas al campo Cantagallo.

Las modificaciones que se realizaron sobre el modelo original, en el cual se presentan las condiciones actuales del campo para la zona en estudio, y así obtener el modelo ideal son:

- Todos los pozos del campo Cantagallo están activos y produciendo el gas por el casing.
- El diámetro del tramo del Cluster I a la Estación A (Línea 1) es de 4 pulgadas.
- El separador de la Estación A trabajara con una presión de 35 psi.
- El diámetro del tramo del cruce subfluvial (Línea 4) es de 6 pulgadas.
- El separador de la Estación B trabajara con una presión de 25 psi.
- El tramo que va a la Planta compresora (Línea 8) tendrá un diámetro de 8 pulgadas para un segmento de 6.500 pies, los restantes 1.712 pies continúan con una tubería de 6 pulgadas. Con este cambio se obtiene la caída de presión adecuada para que el flujo de gas llegue a la planta

compresora bajo las condiciones de presión mínimas necesarias para un buen funcionamiento del sistema de recolección.

Los resultados obtenidos al realizar los cambios mencionados dejan ver las mejoras en el flujo del transporte de gas en los tramos estudiados, teniendo unas caída de presiones y velocidades de gas optimas (Cuadro 30), al igual que las presiones de separador (Cuadro 31), que bajaron considerablemente, todo esto permite una mejora en la producción, optimizando las facilidades del campo y un rendimiento económico mayor.

En la figura (25) se representan las condiciones de operación del campo, presión en los separadores, longitud y diámetros de los tramos principales para el modelo ideal que se recomienda implementar.

Cuadro 30. Caída de presión y velocidades de flujo del gas en los principales tramos para el modelo ideal.

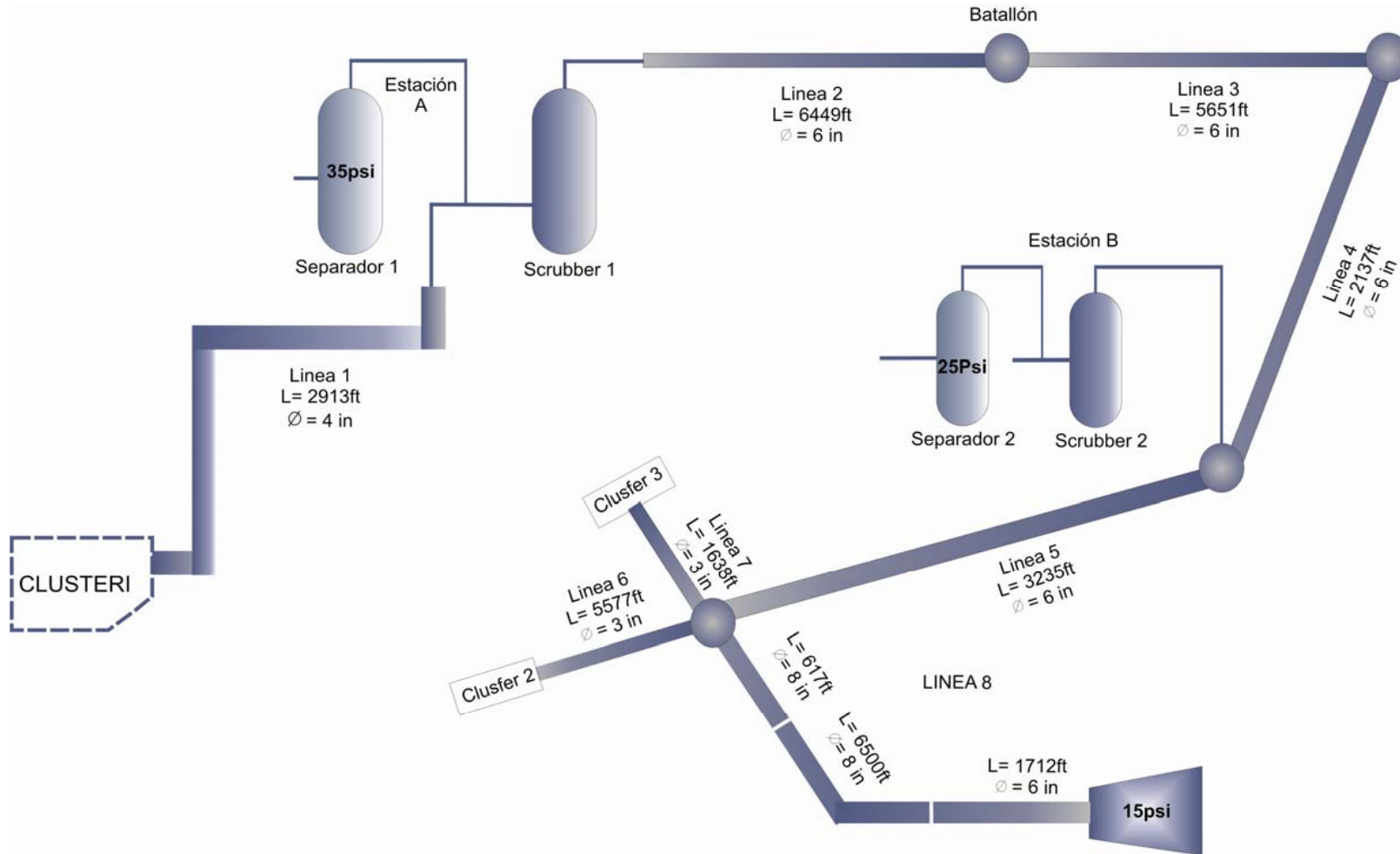
LÍNEA	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAÍDA DE PRESIÓN [psi]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]
Línea 1	4	2913	3,70	35,12
Línea 2	6	6449	3,07	33,75
Línea 3	6	5651	4,43	38,69
Línea 4	8	262	0,1	22,56
	6	2137	1,72	40,92
Línea 5	6	3235	5,32	62,54
Línea 6	3	5777	0,04	2,07

LÍNEA	DIÁMETRO [in]	LONGITUD [pies]	CAÍDA DE PRESIÓN [psi]	VELOCIDAD DEL GAS [pies/seg]
Línea 8	8	1788	0,2	38,42
	8	6500	3	40,11
	6	1712	2,1	77,3

Cuadro 31. Presiones en los principales nodos para el modelo ideal.

NODOS	Qg [KSCFD]	PRESIÓN CALCULADA [psi]
SEPARADOR 1	454.9	35
DEPURADOR ESTACIÓN A	1368,7	34,98
DEPURADOR Batallón	1934.7	31,91
ENTRADA LÍNEA 4	1881,9	27,47
SEPARADOR 2	196.25	25,64
DEPURADOR ESTACIÓN B	622.45	25,63
POZOS CLUSTERS II Y III	59,5	20,35
ENTRADA COMPRESORA	2647.7	15

Figura 25. Representación del Modelo ideal.



CONCLUSIONES

- ✓ El análisis nodal dinámico en sistemas de recolección, mediante la aplicación de software especializado, se convierte en una herramienta fundamental para evaluar el comportamiento de flujo en las líneas de gas en un campo petrolero, y poder predecir los patrones de flujo que se presentaran en las tuberías a diferentes condiciones operacionales.

- ✓ Con la evaluación hecha al sistema de recolección de gas en el campo Cantagallo, se determino que las condiciones actuales de funcionamiento no son las adecuadas. Las principales falencias encontradas son, primero, la producción de gas por el tubing en tres de los pozos, que aumentan la capacidad de gas en los separadores; segundo, altas caídas de presión y velocidades de flujo por encima de las permitidas en las Líneas 8 y 4, esta ultima caracterizada por una reducción en el diámetro alrededor del 50%, originada por la acumulación de líquidos.

- ✓ El análisis de sensibilidad de variables nos permite plantear soluciones a los problemas encontrados en el sistema de recolección, llegando finalmente a un Modelo Ideal, en el que se representan las condiciones óptimas para su funcionamiento. Entre los cambios mas importantes tenemos, un aumento a 4 pulgadas en el diámetro de la Línea 1, que permitirá el manejo de mayores caudales de gas; una reducción en la presión de los separadores; un cambio de tubería a 6 pulgadas en la Línea 4; y un aumento a 8 pulgadas en la Línea 8 para un segmento de 6500 pies, con el fin de obtener una presión de llegada aproximada de 15 psi en la compresora.

✓ Se requiere la implementación de nuevos separadores que tengan la capacidad de manejar mayores volúmenes de fluidos en la Estación A. Además, La reducción de presión en los separadores de la Estación A y Estación B, mejorará la eficiencia de los equipos, favoreciendo el proceso de separación gracias a la disminución de espuma que normalmente se forma en grandes cantidades. Además, a la salida del separador se podrá recuperar 8.000 pies cúbicos de gas, que actualmente se encuentran en solución y son liberados en los tanques de almacenamiento.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD, Ken Y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations V1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986.

BAGAJEICZ, M. y CABRERA, E. Data Reconciliation in Pipeline Systems. University of Oklahoma, USA. 2002.

BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. USA. 1991 Pág. 128.

BIRD, R.B., STEWART, W.E., Y LIGHTFOOTE. 1997. Fenómenos De Transporte. 1ª Edición. Editorial Reverté, S.A.. Nueva Cork. 1997.

JOHNSON, T.W., BERWALD, W.B. Flow of Natural Gas Through High-Pressure Transmission Lines, U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines, Monograph 6, A Joint Report, 1935.

LOPEZ, ERWIN H. y PARRA, SERGIO A. Definición de Estándares Operativos Para Cabezales de Pozo y Sistemas de Recolección de Superficie. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

LOZANO, J. Manual de Operaciones Estación de Recolección Auxiliar SAR-CANTAGALLO. ECOPEPETROL, 2007.

MATIN, C. Fundamental of Pipeline Engineering. IFP Publications. Paris. 1984.

McCAIN, W.D. JR. The Properties of Petroleum Fluids. Editorial Penn Well Books. 2ª Edición. Tulsa, Oklahoma. 1989.

NIETO, J., GOMEZ, V., FERNANDEZ, F., ARDILA, J. Caracterización y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yarigui Cantagallo VMM Colombia. Bogota, 2001.

PAEZ C, Ruth. "El Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de Pozos de Gas" Ediciones UIS, EIP. Bucaramanga, Colombia. 1998.

PRANDTL, L. Essentials of Fluid Dynamics. Hafner Publishing Company, New York. 1952.

REYNOLDS, O. An Experimental Investigation of the Circumstances Which Determine Whether the Motion of Water Shall be Direct or Sinuous, And of the Law Of Resistance in Parallel Channels; Phil. Trans. Royal Soc. London, Vol 174. 1883.

TERNYIK, J., BILGESU, HI., MOHAGHEGH S., y ROSE, DM. Virtual Measurement In Pipes, Part 1: Liquid Holdup And Flow Patterns Correlations. SPE 30975. Morgantown, Wv, USA. 1995.

WALKER, W.H., Lewis, W.K., McAdams, W.H. Principles of Chemical Engineering. New York. 1927.