

**DETERMINACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA PARA EL
SISTEMA DE MEDICIÓN DE LAS VARIABLES PRESIÓN Y CAUDAL DE GAS
NATURAL EN CADA UNA DE LAS “CASA MÁQUINAS” DE LA PLANTA
MONTERREY-CASANARE**

ALEX JULIAN SUAREZ NOVOA

**UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
DIVISION DE INGENIERIAS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**DETERMINACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN REQUERIDA PARA EL
SISTEMA DE MEDICIÓN DE LAS VARIABLES PRESIÓN Y CAUDAL DE GAS
NATURAL EN CADA UNA DE LAS “CASA MÁQUINAS” DE LA PLANTA
MONTERREY-CASANARE**

ALEX JULIAN SUAREZ NOVOA

**Trabajo de Grado en la modalidad de Pasantía para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

**Director
JESÚS DAVID VILLARREAL LÓPEZ**

**Codirector
JOSÉ LIBARDO ROJAS FERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
DIVISION DE INGENIERIAS
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de aceptación:

Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá, D.C. Junio de 2017

DIRECTIVAS

Rector de la Universidad Santo Tomás
Fray JUAN UBALDO LÓPEZ SALAMANCA, O.P.

Vicerrector académico
Fray MAURICIO ANTONIO CORTÉS GALLEGO, O.P.

Decano de división de ingenierías
Fray LUIS ANTONIO ALFONSO VARGAS, O.P.

Decano académico de la facultad de Ingeniería Mecánica
Ing. Elver Jofre Carvajal Bonilla

DEDICATORIA

A mis padres y a mi hermana, quienes siempre me han brindado su apoyo y amor para superar cualquier dificultad y adversidad en el camino, que son el motor para subir cada escalón en mi vida y un ejemplo de superación personal.

A mi abuelo materno y demás familiares, por sus enseñanzas y lecciones sobre la vida; además de ser un motivo más de inspiración y motivación para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos a:

A Dios, que me ha guiado por el camino lleno de honestidad y compromiso.

A la Universidad Santo Tomás, directivas, profesores y cada una de las personas que hacen parte de ella, por sus enseñanzas que permitieron un crecimiento en mi formación a nivel profesional.

ECOPETROL, prestigiosa empresa que me brindó la oportunidad de desarrollar mi pasantía para culminar la realización de mi trabajo de grado.

Ricardo Lopez Mahecha, Jefe de Operaciones en Planta Monterrey y Altos del Porvenir, por su orientación y colaboración durante el desarrollo de la pasantía.

Al personal de mantenimiento, operaciones y administrativo de Planta Monterrey, por el tiempo, colaboración e información suministrada.

A los ingenieros Jesus David Villareal, director del trabajo de grado; Jose Libardo Rojas, co-director del trabajo de grado; por sus indicaciones y recomendaciones para llevar acabo el desarrollo del trabajo de grado.

A mis compañeros de facultad, por su apoyo para la realización de actividades y proyectos que se llevaron a cabo en el proceso de formación académica.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	3
1. GENERALIDADES	4
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.3. OBJETIVOS.....	6
1.3.1. Objetivo general.	6
1.3.2. Objetivos específicos.	6
1.4. DELIMITACIÓN	6
2. MARCO DE REFERENCIA.....	7
2.1. MARCO CONCEPTUAL	7
2.1.1. Estaciones de bombeo.....	7
2.1.2. Gas natural.....	7
2.1.3. Estación reguladora de gas (City Gate).	9
2.1.3.1. Cromatografía del gas natural.	9
2.1.4. Principios para la medición de caudal.	9
2.2. MARCO TEÓRICO	12
2.2.1. Instrumentación para la medición de caudal.	14

2.2.1.1.	Medidores de flujo directos.....	15
2.2.1.2.	Medidores de flujo volumétricos	18
2.2.1.3.	Medidores de flujo másico.	28
2.2.2.	Instrumentación para medición de presión.....	30
2.2.2.1.	Manómetros de presión.	31
2.2.2.2.	Transmisores de presión.	32
2.2.3.	Criterios de selección para instrumentación.....	33
3.	IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INTERNO DE GAS NATURAL.....	36
3.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DE BOMBEO	36
3.1.1.	Ubicación geográfica.....	36
3.1.2.	Operación de planta.....	37
3.1.3.	Sistemas principales.	40
3.1.3.1.	Motores del sistema de bombeo.....	40
3.1.4.	Sala máquinas de la planta Monterrey.	42
3.1.4.1.	Casa máquina Monterrey I.....	42
3.1.4.2.	Casa máquina Monterrey II	43
3.1.4.3.	Casa máquina Monterrey III.....	43
3.1.4.4.	Casa máquina Monterrey IV o Descargadero.....	43
3.1.4.5.	Casa máquina Monterrey V.	43

3.1.5.	Sistemas auxiliares	44
3.1.5.1.	Generación eléctrica.....	44
3.1.5.2.	Sistema de combustible y distribución interna de gas natural.	45
3.2.	OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL	46
3.2.1.	Estación reguladora de gas (City Gate).	46
3.2.2.	Monterrey IV.....	48
3.2.3.	Flauta de distribución.	49
3.2.4.	Monterrey I.	50
3.2.5.	Monterrey II.	51
3.2.6.	Monterrey III.	52
3.2.7.	Monterrey V.....	53
3.2.8.	Generadores principales.	54
3.2.9.	Sistema general de gas natural actual.	56
3.3.	MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL	57
1.1.1	City Gate	57
1.1.2	Tubería.....	57
1.1.3	Instrumentación.....	57

4. ESTABLECER LA INSTRUMENTACIÓN NECESARIA PARA LA MEDICIÓN DE PRESIÓN Y CAUDAL DE GAS NATURAL.....	58
4.1. UBICACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN.....	58
4.2. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE CAUDAL.....	58
4.2.1. Medidor másico por dispersión térmica.....	62
4.2.1.1. Instalación del medidor.....	62
4.2.1.2. Mantenimiento y calibración del medidor.....	64
4.3. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN PARA MEDICIÓN DE PRESIÓN	65
4.3.1. Transmisor de presión.....	66
4.3.1.1. Instalación de un medidor del transmisor de presión.....	66
4.3.1.2. Mantenimiento y calibración de los transmisores de presión.....	69
4.4. SISTEMA GENERAL DE GAS NATURAL ESPERADO	70
5. IMPACTOS ESPERADOS POR EL PROYECTO EN LA OPERACIÓN DEL BOMBEO DE CRUDO	72
5.1. REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL	72
5.1.1. Consumo teórico de gas natural en los motores.	72
5.1.2. Consumo real de gas natural.	73
5.1.3. Costo del gas natural	74
5.1.4. Optimización del consumo de gas natural.....	74
5.2. MONITOREO DE LA PRESIÓN EN LOS MOTORES DE LAS SALA MÁQUINAS MONTERREY II Y V.....	77

5.2.1.	Verificación de la presión del gas natural a los motores.	77
5.3.	SEGURIDAD EN EL PROCESO	78
6.	ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO	79
6.1.	COSTO DEL PROYECTO	79
6.1.1.	Costo del recurso humano.	79
6.1.2.	Costo de recursos físicos.	80
6.1.3.	Costo de instrumentación y accesorios.....	80
6.1.4.	Insonorización del cuarto de control.....	81
6.1.5.	Costo total.	81
6.1.6.	Recuperación de la inversión.	82
7.	IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL DEL PROYECTO	83
7.1.	IMPACTO SOCIAL	83
7.2.	IMPACTO AMBIENTAL	83
8.	CONCLUSIONES.....	85
9.	RECOMENDACIONES	86
	BIBLIOGRAFÍA.....	87

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes del gas natural	8
Tabla 2. Clasificación de los medidores volumétricos.....	11
Tabla 3: Clasificación de los medidores máscos.....	12
Tabla 4. Comparación medidores de flujo	35
Tabla 5. Simbología de válvulas del sistema de bombeo	39
Tabla 6. Recibo y bombeo de unidades.....	39
Tabla 7. Información técnica de unidades motoras a gas natural	41
Tabla 8. Especificaciones del gas natural.....	47
Tabla 9: Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon IV	49
Tabla 10: Instrumentación y dimensiones de tuberías, flauta de distribución	50
Tabla 11. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon I	51
Tabla 12: Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon II	52
Tabla 13. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon III	53
Tabla 14 Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon V	54
Tabla 15. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Generadores principales ..	55
Tabla 16. Varibales del proceso para selección y operación del instrumento.....	61
Tabla 17. Párametros de adicionales del medidor de flujo	61
Tabla 18. Características técnicas de operación del medidor de flujo tipo térmico	62
Tabla 19. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon I	63
Tabla 20. Condiciones técnicas del transmisor de presión	65

Tabla 21. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon V	66
Tabla 22. Partes del montaje de un transmisor de presión en línea	68
Tabla 23. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon II	69
Tabla 24. Consumo teórico de gas natural por motor	72
Tabla 25. Energía por barril bombeado	73
Tabla 26. Consumo promedio de gas natural en 2016	73
Tabla 27. Costo del gas natural	74
Tabla 28. Metas de bombeo	75
Tabla 29. Optimización del gas natural	76
Tabla 30. Costo del gas natural optimizado	76
Tabla 31. Optimización del gas natural respecto al costo	77
Tabla 32. Costo del pasante en la empresa	79
Tabla 33. Costo de recurso humano	80
Tabla 34. Costo de los recursos físicos	80
Tabla 35. Costo de la instrumentación	80
Tabla 36: Costo de insonorización	81
Tabla 37. Costo total de la determinación e implementación de la instrumentación de caudal y presión	81

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Régimen laminar de un fluido	11
Figura 2. Régimen turbulento de un fluido	11
Figura 3. Proceso de medición y transmisión	14
Figura 4. Clasificación de medidores de flujo	15
Figura 5. Medidor de turbina convencional	16
Figura 6. Instalación de un medidor de caudal tipo Turbina	17
Figura 7. Fenómeno de generación de vortices.....	18
Figura 8. Efecto de la presión diferencial en una tubería.....	19
Figura 9. Placa orificio en una tubería	20
Figura 10. Tipos de placa de orificio.....	21
Figura 11. Tobera de medición de flujo.....	22
Figura 12. Tubo de Venturi con unión bridada.....	22
Figura 13. Tubo de Pitot de medición de flujo.....	23
Figura 14. Principio de funcionamiento de un medidor de área variable	24
Figura 15. Tiempo en tránsito	26
Figura 16. Medidor de flujo ultrasónico convencional	26
Figura 17. Medidor de flujo ultrasónico tipo Clamp-On	27
Figura 18. Efecto Doppler	27
Figura 19. Medidor de flujo tipo coriolis	29
Figura 20. Medidor térmico de flujo másico	30

Figura 21. Movimiento del tubo de Bourdon	31
Figura 22. Funcionamiento de un manómetro de diafragma	32
Figura 23. Red de oleoductos principales de Colombia.....	37
Figura 24. Sistema de bombeo de crudo	38
Figura 25. Medición de caudal de Mon IV, vista superior	48
Figura 26. Flauta de distribución.....	50
Figura 27. Sección de tubería de gas natural de Mon I, vista superior	51
Figura 28. Sección de tubería de gas natural de Mon II, vista superior	52
Figura 29. Medición de caudal en Mon III, vista lateral.....	53
Figura 30. Medición de caudal de Mon V, vista lateral.....	54
Figura 31. Sistema de medición de Generadores principales, vista superior	55
Figura 32. Sistema de gas natural de la planta Monterrey.....	56
Figura 33. Selección de un medidor de caudal para gas	59
Figura 34. Matriz QFD para medición de caudal de gas natural de proceso	60
Figura 35. Convenciones de la matriz QFD	60
Figura 36. Sección de tubería de gas natural de Mon I, vista superior	63
Figura 37. Montaje sobre tubería de un medidor de flujo de dispersión térmica....	64
Figura 38. Medición de caudal de Mon V, vista lateral.....	66
Figura 39. Montaje de un transmisor de presión en línea.....	68
Figura 40. Sección de tubería de gas natural de Mon II, vista superior	69
Figura 41. Sistema general de gas natural	71

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Distribución de la planta Monterrey	44
Ilustración 2. City Gate de la planta Monterrey	47

GLOSARIO

City Gate: unidad paquete que mide, reduce y regula la presión del gas, normalmente instalada fuera de los límites de una ciudad o un ducto de distribución. Se encarga de suministrar gas a las ciudades e industrias a una presión requerida por el usuario[1].

Casa o sala máquina: espacio destinado para la instalación de un número específico de máquinas, en el caso de las estaciones de bombeo, se compone de motores y bombas.

Petróleo crudo: líquido oleoso de color entre amarillo oscuro y negro, que suele encontrarse en yacimientos subterráneos naturales. Es una mezcla de una amplia variedad de elementos constitutivos. Está formado sobre todo por hidrocarburos, que son sustancias químicas compuestas de hidrógeno y carbono[2].

Gas natural de proceso: es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentra en estado gaseoso o en disolución con el petróleo. Es la fuente de energía más ventajosa porque, además de ser combustible limpio y de bajo costo, compite con todas las otras fuentes de energía[3]. En este caso, se considera que el gas es de proceso debido a que su uso es únicamente para alimentar los motores de la planta.

Instrumentación industrial: es el grupo de elementos que sirven para medir, controlar o registrar variables de un proceso con el fin de optimizar los recursos utilizados en éste [4].

Medición: es la determinación de una medida; número (real, complejo, vector, etc.) que expresa la relación entre una cantidad y la unidad utilizada para medirla [5].

Rebombeo: es la acción de elevar la energía de un fluido proveniente de alguna fuente de despacho, de esta manera se aumenta la presión y se garantiza el flujo constante en el recorrido del oleoducto.

Transferencia de custodia: es el hecho del traspaso de un área a otra la labor de cuidar y conservar un volumen fiscalizado de hidrocarburo, mediante el cual se puede obtener un título de tenencia o de propiedad.

Aguas arriba y abajo: denominación práctica para la dirección del flujo, el flujo proviene aguas arriba y sigue la ruta aguas abajo.

RESUMEN

El presente trabajo propone una selección con la instrumentación requerida para el sistema de medición de las variables presión y caudal de gas natural en las sala máquinas Monterrey I, II y V en la Planta Monterrey, ubicada en el departamento de Casanare, que se dedica al rebombeo de crudo.

Debido a que el suministro de gas natural es el principal insumo de los motores de generadores del sistema de bombeo, inicialmente, se presenta una descripción de las áreas técnicas y la operación del rebombeo de crudo de la planta. Seguidamente, se contempla la identificación de la red de gas natural, describiendo el funcionamiento del montaje actual de la instrumentación y los respectivos accesorios de tubería. A partir de las zonas de ubicación de la instrumentación, que se determinaron de acuerdo a las facilidades de instalación y espacio, mediante requerimientos técnicos de funcionamiento, instalación, mantenimiento y seguridad se estableció la instrumentación requerida por la red de tubería de gas natural. Por último se determinaron los impactos que se desean obtener con la instrumentación para la medición de caudal y presión de gas natural en cada una de las sala máquinas ya mencionadas.

Este proyecto se limita a determinar la instrumentación más conveniente para la red de gas natural teniendo en cuenta el costo de adquisición y de mantenimiento de los dispositivos de medición.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se desarrolló siguiendo la modalidad de pasantía de la facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Santo Tomás, la cual se llevó a cabo en la Planta Monterrey, propia de la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol; donde se desarrolló un proyecto que tuvo como objetivo principal la determinación de la instrumentación requerida por el sistema de gas natural para la medición de las variables presión y caudal en las sala máquinas Monterrey I, II y V, con la finalidad de plantear un modelo de ahorro de gas natural mediante la optimización de la operación del bombeo de crudo.

La optimización de los recursos en una empresa sigue siendo un camino para obtener mayor rentabilidad en un proceso productivo. En una estación de bombeo, el seguimiento y registro al consumo de gas natural en las unidades de combustión y el aseguramiento del funcionamiento de los motores según el fabricante es el primer paso para lograr la optimización de un recurso.

Los avances en instrumentación industrial han desarrollado dispositivos capaces de medir propiedades de un fluido como la presión o el caudal. Siendo estos la mejor opción para el seguimiento de las propiedades de un fluido, el siguiente trabajo presenta un estudio acerca de la instrumentación más viable para el sistema de medición de gas natural de la Planta Monterrey.

1. GENERALIDADES

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Planta Monterrey se encuentra ubicada en el municipio del mismo nombre en el departamento de Casanare; se dedica al rebombeo de crudo proveniente de los campos de producción Regalías, Rubiales, Apiay y Santiago. La planta está dividida por “casa máquinas”, llamadas Monterrey I, II, III, IV y V; cada una encargada de recibir y bombear crudo de los campos de producción anteriormente mencionados. Se denomina una “casa máquina” al conjunto de unidades que se componen de un motor de combustión interna, alimentado por gas natural, que se encarga de accionar una bomba hidráulica. El gas natural que es suministrado por la Transportadora de Gas Internacional (TGI) llega a una estación reguladora de gas (City Gate), que se encarga de distribuir el mismo a la presión, temperatura y caudal requeridos por cada “casa máquina” para alimentar las unidades motoras.

Actualmente, los motores de las “casa máquinas” Monterrey II y V muestran las siguientes fallas:

- El primer caso se ha detectado que los motores presentan detonación, una posible causa de ello es que el gas natural este llegando a la “casa máquina” con mayor presión a la que pide el fabricante del motor.
- El segundo caso que se manifiesta en Monterrey V consiste en que los motores presentan altas vibraciones, afectando el desgaste prematuro de los componentes mecánicos del motor y en algunos casos los motores se apagan por ignición. El motor 4470 que se encuentra en Monterrey V está en mantenimiento mayor debido a una falla en una “precámara” del motor que conllevo a un primer análisis y diagnosticando que la falla se presentó debido a que las condiciones de presión del gas natural no corresponden a las que pide el fabricante del motor. Estas fallas traen consecuencias que se ven reflejadas en la operación del bombeo y bajos índices de mantenimiento.

El consumo de gas depende de la operación de cada motor, se incrementa o se disminuye de acuerdo la carga a la que se someta el motor según la exigencia de la bomba para bombear barriles por hora (BPH) y las condiciones del crudo, sin embargo la coordinación de operaciones desconoce el consumo de gas de la las casa máquinas de Monterrey I y II causando que el total de costos de la operación no pueda ser calculado.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Colombia se ubica entre el 25 por ciento más costoso en el mundo en términos de transporte y la no revisión de los costos pone en grave riesgo la producción de crudo. El costo del transporte de crudo puede llegar a ser hasta un 50 por ciento de los costos operativos en estos momentos, en donde cada peso cuenta[6]. Estos costos hacen referencia a las operaciones que se requieren para transportar crudo de un lugar a otro y el costo de transporte por ejemplo depende de las eficiencias de los motores; siendo estas operaciones complejas debido a la geografía Colombiana[7].

A causa de la disminución de personal y la época de austeridad por la que pasa la industria petrolera[8], la planta Monterrey ha desatendido el diseño y el mantenimiento de diversos sistemas, entre ellos el de medición de las variables de suministro de gas natural para la alimentación de las “casa máquinas”, lo cual podría generar un ahorro en la operación de la planta.

El diseño del sistema de medición de presión y caudal de gas natural para cada una de las “casa máquinas” como primera etapa y la implementación a futuro, traería beneficios para la planta, puesto que se podría verificar la medición de las variables ya mencionadas, con el fin de compararlas con las exigidas por el fabricante de cada motor. En caso de que las variables no correspondan con las que exige el fabricante se deberán implementar soluciones para que al motor le llegue el gas natural con la presión requerida por el fabricante logrando así máxima eficiencia del motor, de tal manera que su funcionamiento sea óptimo para disminuir paradas por ignición y detonación en el motor, esto aumentaría la vida útil del equipo y se mejorarían los índices de mantenibilidad, disponibilidad y confiabilidad de los equipos.

La empresa se vería beneficiada en cuanto a costos de operación porque se podría medir el caudal de gas suministrado a cada “casa máquina” y estimar el costo del bombeo de crudo proveniente de los distintos campos de producción. A su vez se podrían lograr metas operacionales optimizando el consumo de gas por “casa máquina”, garantizando la seguridad de la operación y logrando la reducción de impactos ambientales, puesto que con un menor consumo de gas natural se reducirían los gases de combustión del motor que son expulsados a la atmosfera.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general.

Determinar la instrumentación requerida para el sistema de medición de las variables presión y caudal de gas natural en cada una de las “casa máquinas” de la planta Monterrey-Casanare.

1.3.2. Objetivos específicos.

- Identificar el estado actual del sistema de distribución interno de gas natural.
- Establecer la instrumentación necesaria para la de la medición de presión y caudal de gas natural.
- Determinar los impactos previstos por el proyecto en la operación de bombeo de crudo.

1.4. DELIMITACIÓN

Este proyecto se limitó a la determinación de la instrumentación para el sistema de medición de gas natural para las variables de presión en las sala máquinas Monterrey II y V, y caudal para la sala máquina Monterrey I de la Planta Monterrey de Ecopetrol ubicada en el departamento de Casanare. La implementación del proyecto será labor de la planta Monterrey, debido a que su ejecución requiere de la gestión de recursos económicos por parte del personal administrativo y aprobación de dichos recursos por parte de las directivas de la empresa.

2. MARCO DE REFERENCIA

Las industrias manejan determinados conceptos y teorías que son propios de cada una, para esto es necesario hacer énfasis en algunos conceptos de la industria petrolera y del tema de investigación. En el marco conceptual se hará una breve descripción de la caracterización de una estación de bombeo; también una conceptualización de gas natural y estaciones de reguladoras, haciendo énfasis en los principios de medición de caudal y presión; así como la instrumentación recomendada para la medición de estas dos variables.

2.1. MARCO CONCEPTUAL

2.1.1. Estaciones de bombeo.

Se considera una planta o estación de bombeo a la instalación de componentes y estructuras hidráulicas, mecánicas, eléctricas y electrónicas contenidas en una obra civil, ubicadas a lo largo de un oleoducto para impulsar un fluido por el mismo.

Están diseñadas estratégicamente en el recorrido de un oleoducto para aumentar la presión de un fluido, que debido a las pérdidas generadas por fricción, viscosidad, elevación y flujo, se generan y que reducen la presión del fluido. El número de estaciones depende de la cantidad de presión que se necesita para soportar las pérdidas de presión de una estación a otra[9].

Una estación de bombeo está dividida por dos grandes sistemas, los sistemas principales y auxiliares[10]. Su funcionamiento en general consiste en recibir el crudo proveniente de los campos de producción u otras estaciones, este es obligado a pasar por un proceso de filtrado con el fin de reducir y evitar que sólidos en suspensión afecten la integridad de los equipos con los que entrará en contacto durante su recorrido. Finalmente el crudo ingresa a la succión de las bombas, que inmediatamente será impulsado hacia la siguiente estación, aumentándole la energía al fluido y de esta manera se garantiza un caudal y una presión durante el recorrido del crudo en el oleoducto.

2.1.2. Gas natural.

El gas natural es una mezcla de varios hidrocarburos en estado gaseoso. Está compuesto principalmente por metano (CH_4), siendo casi un 80% del gas natural; y en menor cantidad por otros hidrocarburos más pesados como el etano,

propano, butano, pentano, entre otros. Este es extraído de yacimientos que se encuentran en el subsuelo, ya sea en tierra (“onshore”) o bajo el mar (“offshore”); puede encontrarse como gas libre o gas asociado (acompañado de petróleo).

Tabla 1. Componentes del gas natural

Metano	(CH_4)	Hexano	(C_6H_{14})	Butileno	(C_4H_8)
Etano	(C_2H_4)	Heptano	(C_7H_{16})	Benceno	(C_6H_6)
Propano	(C_3H_8)	Octano	(C_8H_{18})	Tolueno	(C_7H_8)
Butano	(C_4H_{10})	Etileno	(C_2H_4)		
Pentano	(C_5H_{12})	Propileno	(C_3H_6)		

Fuente. El gas natural

Su uso se remota como combustible a los años 600 A.C. en China, siendo utilizado como fuente de luz para fines religiosos. Con el pasar de los años, este ha ido incrementando su demanda como uso doméstico e industrial, esto se debe a que se ha demostrado que la quema de este gas es menos contaminante, además es más limpio y tiene un bajo costo frente a otros combustibles como el carbón, diesel, gasolina, fuel oil, gas propano, electricidad, entre otros.

Actualmente, es usado como materia prima o combustible; como materia prima en la industria petroquímica, el cual es procesado en refinerías para extraer componentes como el propileno, que se usa posteriormente como materia prima de algunos plásticos. Como combustible es utilizado como carburante para diferentes maquinas en la industria, en refinerías, estaciones de bombeo, termoeléctricas, entre otros.

El transporte de este hidrocarburo es a través de una tubería en acero para alta presión que se denomina gasoducto. Es distribuido a las grandes ciudades o consumidores mayoristas como las termoeléctricas, estaciones de bombeo, empresas de plásticos, entre otros. En la mayoría de los casos llega a una estación reguladora de presión que se le conoce técnicamente como City Gate, la cual se encarga de disminuirle la presión y medir el caudal de gas para luego ser utilizado con fines específicos.

La medición para este gas es muy variada, se da en unidades de volumen como pies cúbicos o metros cúbicos; y en unidades térmicas, de referencia los BTU (British Thermal Unit), siendo esta preferida en la comercialización para transferencia de custodia.

2.1.3. Estación reguladora de gas (City Gate).

El gas natural generalmente es transportado a altas presiones por un sistema de red de tuberías primario, este lo distribuye a instalaciones que se les conoce como reguladoras de presión o City Gate, y que son usadas para un proceso conjunto que consta de recepción, filtración, medición, calentamiento, odorización y despacho de gas natural para ser utilizado según la aplicación.

Estas estaciones están diseñadas básicamente para reducir la presión del gas natural y están ubicadas estratégicamente según la red de distribución del gasoducto. En algunos casos, las industrias cuentan con sus propias estaciones reguladoras, lo que les facilita obtener condiciones específicas de presión, caudal y temperatura.

Durante la caída de presión, el gas pierde energía interna que se ve reflejado en la disminución de la temperatura del mismo, dando como consecuencia la posibilidad que se formen condensados en el gas, es por esto que las estaciones cuentan con un filtro/separador. En seguida a este proceso se le incrementa por medio de calentadores la temperatura al gas, con el fin de evitar congelamiento en las partículas de gas. Luego de obtener condiciones específicas de presión y temperatura, el gas pasa por un sistema de supervisión, donde se miden las variables de presión, temperatura y caudal, además cuenta con un equipo toma muestra que se encarga de realizar un análisis de cromatografía. Por último, el gas pasa por un proceso de odorización, que consiste en aplicar cantidades específicas de azufre, ya que por razones de seguridad es más fácil la detección según los niveles de azufre.

2.1.3.1. Cromatografía del gas natural.

Es un método que sirve para supervisar y analizar la composición del gas natural donde se cuantifica la composición del mismo; con este procedimiento es posible separar cada uno de los componentes y cuantificarlos en porcentaje. También permite la obtención del poder calorífico y la gravedad específica, que serán útiles para poder contabilizar el gas natural en unidades térmicas.

2.1.4. Principios para la medición de caudal.

Los instrumentos de medición de caudal, ya sean volumétricos o másicos, están basados en diferentes principios físicos, y en la mayoría de estos el caudal se infiere a partir de la medición de otras variables, como la velocidad o el cambio de presión en el sistema, es por esto que para la determinación de la instrumentación es importante entender su formulación matemática. Todos parten inicialmente de que el caudal es:

$$Q = V.A \text{ (Ecuación 1)}$$

Donde,

Q = Flujo volumétrico [m^3/s]

V = Velocidad media del fluido [m/s]

A = Área transversal de la tubería [m^2]

Factores como la densidad del fluido, la viscosidad, el factor de fricción, y en el caso de los gases el factor de compresibilidad, afectan en la medición.

La determinación del caudal y presión de un fluido, es influenciado según el régimen de flujo, laminar o turbulento. El régimen del flujo, se determina a partir del número de Reynolds, que es la razón entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas del fluido[11], y será útil para los parámetros de selección de la instrumentación. Se expresa como:

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \text{ (Ecuación 2)}$$

Donde,

Re = Número de Reynolds, [adimensional]

ρ = Densidad del fluido, [m/s]

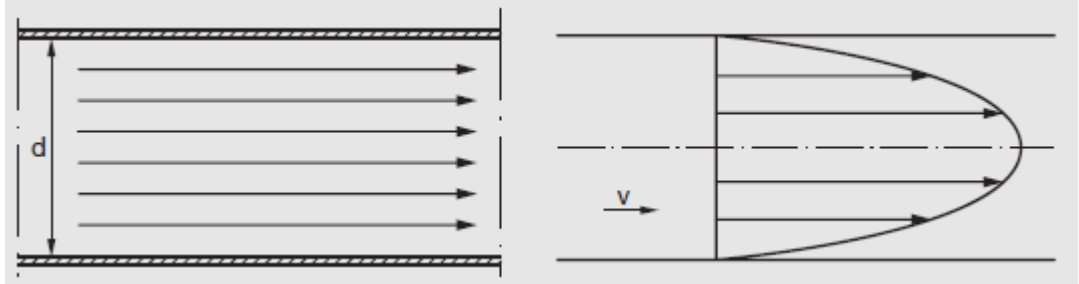
V = Velocidad media del fluido [m/s]

D = Diámetro interno de la tubería, [m]

μ = Viscosidad dinámica del fluido, [$Pa.s$]

Los regímenes de flujo se clasifican según el valor de número de Reynolds, laminar y turbulento. Se considera flujo laminar valores de Reynolds inferiores a 2000, en este caso el flujo fluye en capas uniformes y el perfil de velocidades muestra que la mayor velocidad es hacia el centro de la tubería, dando como resultado un perfil parabólico, como se muestra en la figura 1. Velocidades bajas o viscosidades altas en los fluidos presentan un número de Reynolds bajo y por tanto régimen laminar.

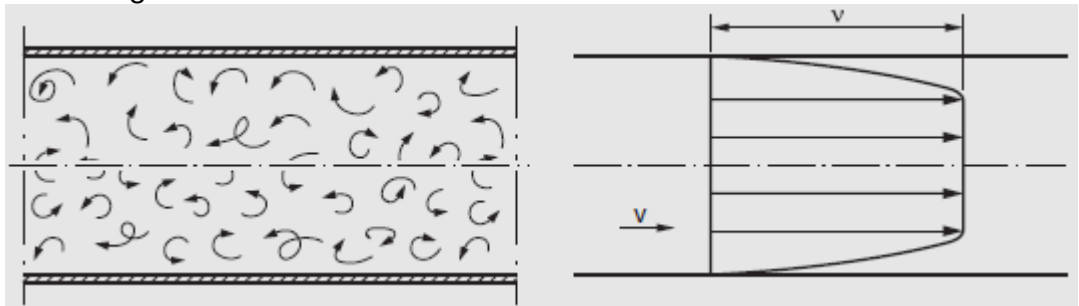
Figura 1. Régimen laminar de un fluido



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

La figura 2 muestra el régimen turbulento de un fluido, este es más común encontrarlo en los sistemas de tuberías. Para darse este tipo de flujo el valor del número de Reynolds debe ser superior a 4000, y se da a altas velocidades y bajas viscosidades. La medición en estos casos puede ser menos exacta, y por tanto no se recomienda instalar dispositivos de medición en donde el flujo haya pasado por algún codo o accesorio de tubería que pueda alterar las líneas de flujo del fluido.

Figura 2. Régimen turbulento de un fluido



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

Actualmente se han desarrollado distintos medidores de flujo para tuberías cerradas. Estos funcionan a partir de principios físicos que descubrieron diferentes autores hace muchos años. Con el tiempo se ha ido perfeccionando los equipos para lograr una medida con mayor exactitud y precisión, pero sin afectar el principio de funcionamiento del equipo. Las tabla 2 muestra algunos de los principios físicos que utilizan los medidores de flujo.

Tabla 2. Clasificación de los medidores volumétricos

Principio físico de medidores volumétricos	Instrumento de medición
Presión diferencial	Placa Orificio Tobera de Flujo

Tabla 2. (Continuación)

Principio físico de medidores volumétricos	Instrumento de medición
Presión diferencial	Tobera Venturi
Área Variable	Tubo de Pitot
Velocidad	Rotámetro
Tensión inducida	Turbina
	Ultrasónico
	Medidor magnético
	Disco Giratorio
Desplazamiento positivo	Pistón Oscilante
	Medidor rotativo: cicloidal, birrotor, oval
Torbellino	Vortex

Fuente. Instrumentación industrial

Los medidores másicos, usados por tener mayor exactitud en la medición, se basan en otros principios físicos como la fuerza Coriolis, siendo este uno de los más usados en la industria petrolera para transferencia de custodia. La tabla 2 y 3 muestra los algunos instrumentos de medición junto con el principio físico que lo relaciona.

Tabla 3: Clasificación de los medidores másicos

Principio físico de medidores másicos	Instrumento de medición
Diferencia de temperaturas	Medidor térmico
Fuerza Coriolis	Medidor Coriolis

Fuente. Instrumentación industrial

Teniendo en cuenta los diferentes principios de cada uno de los medidores de flujo y presión, que son universales para cada una de las tecnologías que se encuentran en el mercado, se procede a realizar una investigación sobre los aportes tecnológicos y científicos acerca de medición de caudal y presión para gas natural en sistemas de tuberías cerradas.

2.2. MARCO TEÓRICO

Establecer la instrumentación para la medición de variables (presión, temperatura, caudal, viscosidad, densidad) que determinan el comportamiento de un fluido (gas, líquido, vapor), es un proceso en el cual se debe tener en cuenta parámetros como la naturaleza del fluido, facilidades de instalación, rangos de presión y temperatura, entre otros.

En los últimos años el concepto de automatización ha ido evolucionando rápidamente debido a que con ella se puede mejorar las operaciones de un proceso productivo, además de la calidad de los bienes producidos, garantizando a las empresas lograr sus objetivos con un desempeño óptimo[12].

La medición de variables en un proceso es una necesidad de cualquier planta industrial, ya que esto garantiza condiciones de calidad en el proceso. La competitividad de una empresa en el mercado depende en muchos casos de la optimización de recursos, a tal punto que esto puede generar pérdidas o ganancias en un producto. La precisión de la medición garantiza las condiciones operativas de un proceso, disminuyendo fallas en los equipos y contribuyendo con la seguridad del mismo.

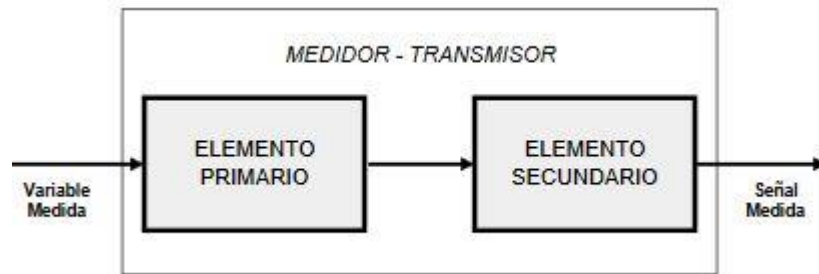
En los sistemas de gas natural es de gran importancia garantizar las variables de presión y flujo, debido a que los equipos que requieren abastecimiento de gas natural deben operarse bajo parámetros y requerimientos del fabricante del equipo, esto garantiza la máxima eficiencia del equipo, incrementa la vida útil y disminuye fallas en el mismo; además garantiza la seguridad física del personal, puesto que el manejo de gases inflamables requiere sistemas en óptimas condiciones de calidad.

Los sistemas actuales de medición y transmisión de datos son dispositivos que se encargan de transformar y reconocer la variable de estudio (caudal, presión, temperatura, viscosidad, etc.) en una señal mecánica, eléctrica, etc., y puede ser utilizada por otros instrumentos de control para llevar un historial de medición. En la figura 3 se observa el proceso de medición de cualquier variable, estos sistemas constan de dos partes[13]:

- Elemento primario: Es un dispositivo que se encuentra en contacto directo con la variable a medir y se encarga de medir los cambios en la variación de la variable (presión, fuerza, etc.) para enviar una señal determinada al elemento secundario.
- Elemento secundario: Es un dispositivo que se encarga de captar la señal transmitida por el elemento primario y convertirla en una señal estandarizada, ya sea electrónica (4-20 mA), neumática (3-15 psi), digital, etc., para luego enviarla a un controlador o receptor de información.

Estos dos elementos pueden encontrarse por separado o en un solo dispositivo, como es el caso de una platina orificio (elemento primario) conectada a un transmisor de presión diferencial (elemento secundario), o bien se puede encontrar en un mismo dispositivo ambos elementos.

Figura 3. Proceso de medición y transmisión



Fuente. Universidad Nacional de Tucumán

La gestión estratégica para el consumo energético en las industrias se basa en obtener información y tener historiales sobre el consumo de energía (combustibles, electricidad, etc.) en cada una de sus máquinas e instalaciones. El primer paso para el manejo de la energía y la reducción de uso de esta misma es obtener buenas mediciones de los caudales de cada fuente de combustión[14]. La instalación de dispositivos de medición logra ser una opción precisa y exacta para la determinación de la magnitud de las variables de un fluido.

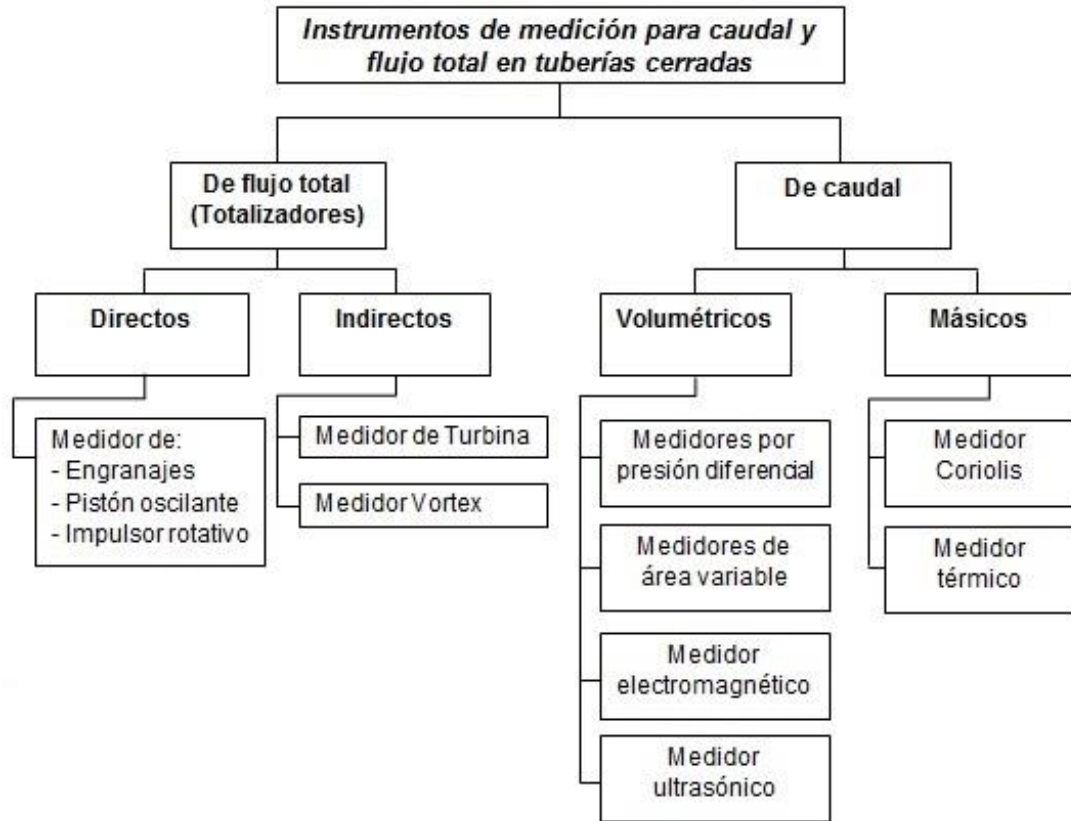
A continuación se hará una descripción de dispositivos empleados para el proceso de medición de presión y caudal en tuberías cerradas:

2.2.1. Instrumentación para la medición de caudal.

Esta variable determina el consumo de energía de las máquinas, ya sea en conjunto o individual. Actualmente, hay diferentes tecnologías que miden el caudal real en una tubería cerrada (ver figura 4) y en canales abiertos; su clasificación se puede establecer según el principio de medición, tipo de fluido a medir o como lo establece ABB1 en uno de sus manuales prácticos de medición de caudal industrial[15]. Cada una de estas tecnologías fue desarrollada a partir de principios físicos que establecen que hay relación entre la velocidad y el cambio de energía cinética de un fluido con el caudal de este mismo.

¹ Corporación y multinacional de servicios de automatización industrial.

Figura 4. Clasificación de medidores de flujo



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

2.2.1.1. Medidores de flujo directos. Los instrumentos de desplazamiento positivo realizan la medición de caudal a partir del paso de un fluido por una geometría definida en donde está establecido un volumen exacto en una cámara compuesta por dos partes móviles que giran con el paso del mismo y cada vuelta de las ruedas móviles son equivalentes a un volumen exacto. El número de vueltas es contabilizado mediante de un sensor que envía pulsos eléctricos a un contador de flujo.

En estos dispositivos la medida es directa, es decir, que no se requiere algún cálculo matemático para obtener la medición de caudal. Están en capacidad y tienen confiabilidad para medir líquidos y gases[16], esto garantiza la aplicabilidad en distintos procesos industriales.

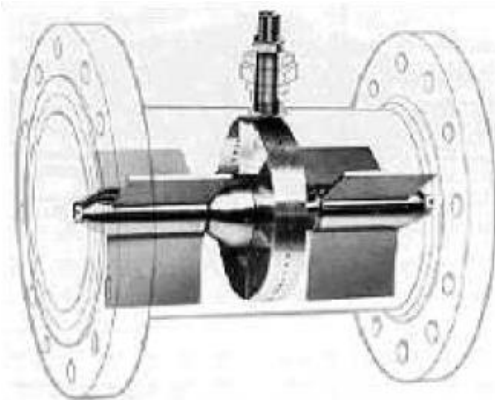
Se clasifican según el mecanismo interno de rotación y aunque el mecanismo de medición es distinto, el caudal es establecido de igual forma. Entre los cuales se destacan los de engranajes, pistón oscilante e impulsor rotativo[15].

La fiabilidad de las mediciones de estos equipos depende del diseño y su manufactura. Tienen bastantes ventajas frente a los demás, es por eso que son usados ampliamente en aplicaciones donde se requieran alta precisión y buena repetibilidad[17]. Sin embargo no son usados en manejo de transferencia de custodia y su uso es minoritario debido a las pérdidas de presión que genera este dispositivo, que es influenciada por la viscosidad del fluido, ya que este debe ejercer una mínima fuerza para hacer rotar los elementos móviles del medidor.

2.2.1 Medidores de flujo indirectos. Están en la rama de los medidores de flujo total, debido a que miden el caudal en volumen, pero a su vez pueden establecer el caudal, y son indirectos porque infieren la medición a partir de la velocidad, en el caso de las turbinas; o a partir de la obstrucción del fluido, en el caso del tipo Vortex.

- Medidor tipo Turbina. Este tipo de medidores son ampliamente usados en la medición del caudal de refinados de petróleo, combustibles y gases, su uso está restringido y no aplica para medición de vapores. Este dispositivo consta de un rotor libre (Ver figura 5) al cual van acoplados unas aspas que se encuentran dentro de una carcasa en dirección al flujo. Consiste en que el flujo genere una velocidad angular sobre el rotor, generando pulsos eléctricos que son contabilizados y totalizados por un pick-off, que son directamente proporcionales al volumen del fluido transportado. Está en la capacidad de medir caudal mediante las revoluciones del rotor y flujo totalizado mediante la frecuencia de la turbina[15].

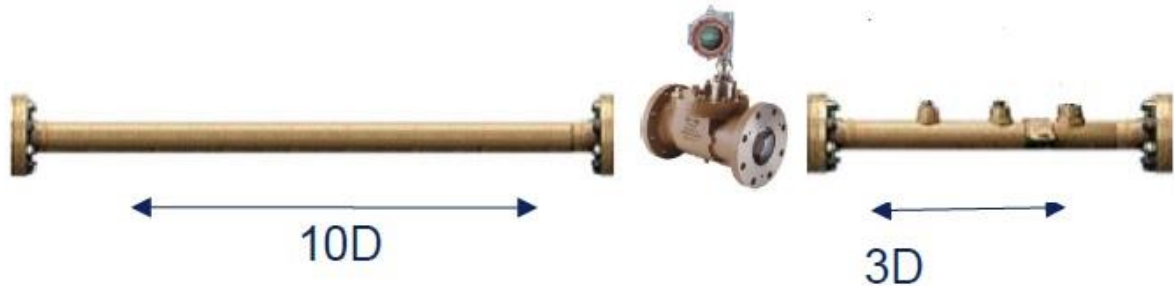
Figura 5. Medidor de turbina convencional



Fuente. Universidad de Los Andes – Merida (Venezuela)

Pueden ser utilizados en tuberías de diámetro entre ½" hasta 24" con conexión bridada[18]. AGA² Report No. 7, recomienda que la instalación debe ser aguas arriba del medidor 10 veces el diámetro de la tubería y aguas abajo 3 veces el diámetro de la tubería. Esto garantiza que el fluido entre al medidor de manera ordenada, y que salga el fluido sin ningún inconveniente, evitando el efecto de remolino después del medidor.

Figura 6. Instalación de un medidor de caudal tipo Turbina



Fuente. Emerson Process Management

Están limitados a medir líquidos y gases limpios, debido a que la velocidad de las partículas en suspensión del fluido puede generar desgaste por abrasión en las aspas de la turbina. La medición en estos dispositivos se ve afectada por la presión, temperatura y la viscosidad [19]. Esto se debe a que las propiedades de un fluido dependen de su temperatura y presión, para esto es recomendable conocer la magnitud de estas variables en donde se instale la turbina, con el fin de corregir el caudal.

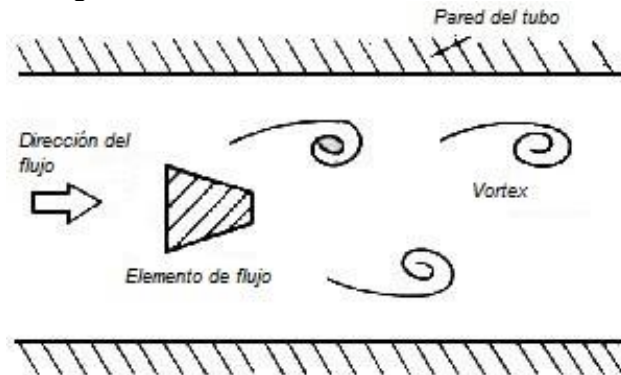
Por último, el mantenimiento de estos equipos debe ser estricto, debido al desgaste de las partes móviles del dispositivo. El mantenimiento de estos, también debe incluir filtros y demás accesorios que contenga la instalación de medición.

- Medidor tipo Vortex. Los medidores de caudal tipo Vortex o Torbellino, establecen el caudal por medio de remolinos que se generan por una obstrucción en recorrido el fluido (Ver figura 7). Estas obstrucciones, aumentan la velocidad del fluido, generando un aumento de frecuencia en el remolino aguas abajo del elemento de flujo. La frecuencia es captada por un sensor de tipo piezoeléctrico o capacitivo que es equivalente al flujo volumétrico del fluido. Este principio aplica para líquidos, gases y vapores. Sin embargo están limitados en aplicaciones

² American Gas Association

donde el número de Reynolds sea inferior a 4000, y no se recomienda en aplicaciones de transferencia de custodia.

Figura 7. Fenómeno de generación de vórtices



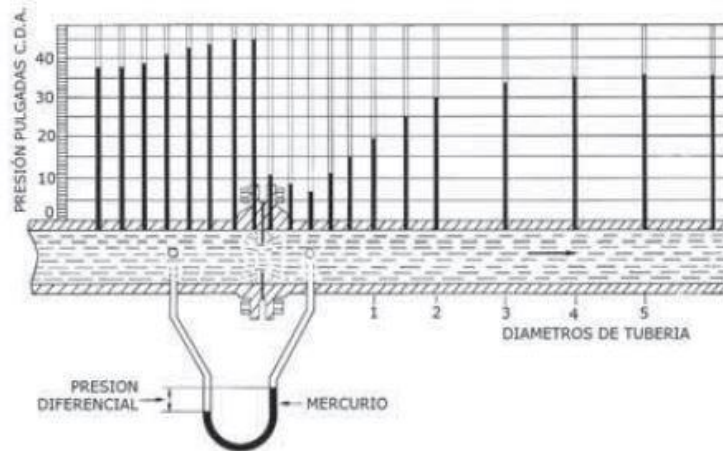
Fuente. Booccaflow

Estos se pueden encontrar para instalar en bridas desde ½" hasta 12". La medición de caudal en estos dispositivos se ve afectada por las vibraciones del contorno, debido a que las altas vibraciones podrían generar un aumento de vórtices en el fluido, para lo cual algunos equipos incluyen una compensación en el cálculo por vibraciones. El mantenimiento de estos equipos es realmente bajo, puesto que no contiene partes móviles en su interior, solo se deben hacer calibraciones periódicas.

2.2.1.2. Medidores de flujo volumétricos. Los medidores de flujo volumétrico solo miden el caudal transportado, es decir que no totalizan el flujo. En esta categoría se encuentran los de presión diferencial, área variable, electromagnético y ultrasónico.

- Medidores de presión diferencial. Estos dispositivos se conocen como su principio lo indica, que se fundamenta en la diferencia de presiones que se produce al obligar a pasar un fluido (líquido, gas, vapor) por un estrechamiento en la tubería. Se basa en la teoría descubierta por Daniel Bernoulli, quien afirmó que existe una relación directa entre la presión y la velocidad en el flujo a través de la tubería. En la figura 8 se observa el perfil de la presión a lo largo de la tubería, en donde cabe destacar que hay un leve incremento de la presión del fluido antes de la obstrucción y una caída drástica de presión inmediatamente después de la placa orificio, también se observa que la presión no logra recuperarse totalmente después de la obstrucción.

Figura 8. Efecto de la presión diferencial en una tubería



Fuente. Instrumentación industrial

El desarrollo de la ecuación de Bernoulli junto con la de caudal, establecen que el caudal es equivalente a la raíz cuadrada de la diferencia de presiones aguas arriba y aguas abajo del elemento primario de medición. Los instrumentos de presión diferencial establecen el cálculo volumétrico a partir de la siguiente ecuación[15]:

$$q_v = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \cdot \epsilon \cdot \frac{\pi}{4} d^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \Delta p}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde,

C= Coeficiente de descarga

β = Relación de diámetros

ϵ = Coeficiente de expansión (únicamente para fluidos compresibles)

d= Diámetro interno de la placa orificio

Δp = Diferencial de presión

ρ = Densidad del fluido (antes del elemento primario de medición)

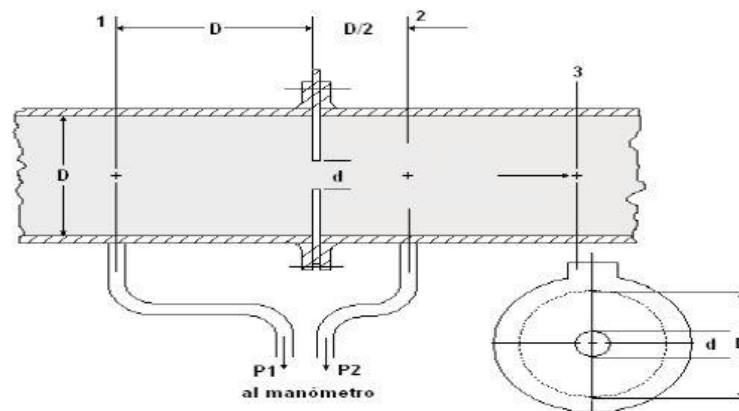
Nota: El coeficiente de descarga está en función de la relación de diámetros (β), número de Reynolds (Re), tipo de restricción y la fricción debido a la rugosidad de la tubería, y el coeficiente de expansión tiene en cuenta los cambio de densidad.

Se clasifican según el tipo de obstrucción para producir un cambio de presión en el fluido, entre los que se destacan y que utilizados en la industria son los de placa de orificio, tubo de Venturi, tobera y tubo Pitot[20]. Este método aplica de igual manera para los medidores ya mencionados, sin embargo cada tecnología es diferente en cuanto a su forma de diseño.

➤ Placas de Orificio. La placa de orificio es uno de los dispositivos más usados en la industria para medir flujo volumétrico, aplica para mediciones de líquidos, gases y vapores. Consiste en una placa perforada con un agujero de diámetro inferior al de la tubería donde se desee instalar el dispositivo (Ver figura 9). Este orificio tiene unas dimensiones normalizadas, en donde cabe destacar la importancia de conocer el material de la placa, el espesor y el diámetro del agujero para obtener el valor del caudal volumétrico.

Este tipo de medidores son aceptados por AGA para transferencia de custodia en su reporte No 3. En esta norma se hay información sobre la instalación de estos dispositivos, el diseño y la fabricación de las placas. También aclara detalladamente la manera de realizar el cálculo del caudal mediante la presión diferencial y las variables que se deben tener en cuenta.

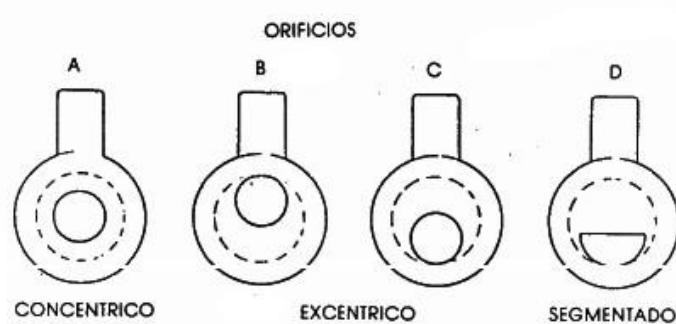
Figura 9. Placa orificio en una tubería



Autor. Universidad de Los Andes – Merida (Venezuela)

Este dispositivo va instalado en medio de dos bridas junto con sellos de presión como se muestra en la figura 9. La simplicidad en el diseño, el bajo costo relativo de adquisición y la disponibilidad para diferentes diámetros de tubería, hace que este tenga gran acogida por las industrias. Sin embargo, el bajo costo de instalación de estos dispositivos puede volverse más costoso, debido a que en algunos casos se requiere la instalación de transmisores de presión y temperatura en el sistema, ya que para obtener el caudal con buena exactitud se requiere conocer la magnitud de la temperatura y la presión del fluido. Se clasifican de acuerdo a la forma y posición de agujero; existen tres tipos de placa orificio[18], que se muestran en la figura 10:

Figura 10. Tipos de placa de orificio



Fuente. Universidad de Los Andes – Merida (Venezuela)

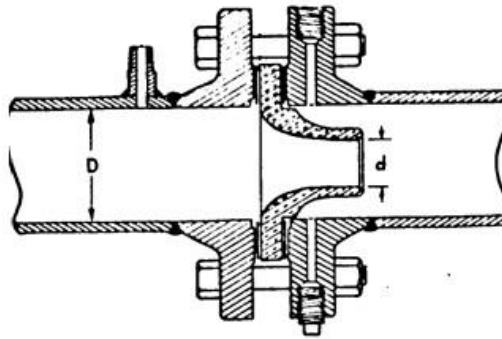
Las placas de orificio concéntricas (A), tienen el orificio en el centro de la placa y están diseñadas para medir líquidos limpios y de baja viscosidad, también para la mayoría de gases y vapores que tengan una baja velocidad en la tubería. Dependiendo la aplicación se fabrica en metal o en acero inoxidable, con especificaciones de diseño como espesor la placa, diámetro y biselado del orificio.

Las placas de orificio excéntricas (B, C), al igual que las concéntricas, están diseñadas bajo un diámetro y biselado del orificio; y fabricadas con un espesor y material. Dependiendo la aplicación, se fabrica el orificio en una posición sobre la placa; la figura 10 (B) es una placa de orificio usada para gases, y la (C) es usada para fluidos con sólidos en suspensión, la posición del orificio evita la acumulación de sólidos.

Por último, las placas de orificio segmentadas (D); son instaladas de tal manera que la parte circular del orificio coincida con la parte inferior del tubo. Este tipo de placas se recomiendan para líquidos y gases con sólidos en suspensión, ya que su geometría no permite la acumulación de sólidos en la placa.

➤ Toberas de medición de flujo. Las toberas de medición de flujo adoptan el mismo principio de las placas de orificio. Garantizan menor pérdida de presión frente a las placas de orificio, esto se debe a la curvatura interna que tiene el diseño de la tobera; tienen una boquilla que disminuye su diámetro en forma gradual, de esta manera no sacrifica la presión del fluido. Es instalado en medio de dos bridas (Ver figura 11); la toma de alta presión es antes de llegar a la tobera, y la de baja presión se ubica al justo final de la garganta de la tobera. Teniendo estas dos tomas de presión se establece el caudal volumétrico.

Figura 11. Tobera de medición de flujo



Fuente. Universidad de Los Andes – Merida (Venezuela)

Son usados en medición de flujo con partículas en suspensión, el diseño le permite evacuar la mayoría de las partículas, sin embargo, no se recomienda para fluidos con partículas abrasivas, debido a que se presentaría un desgaste en el dispositivo y de esta manera afectar la exactitud de la medida.

➤ **Tubo de Venturi.** Es un dispositivo tipo tobera pero con algunas mejoras para disminuir la pérdida de presión. Origina la caída de presión mediante un tramo de tubería convergente en la entrada, y un tramo de tubería divergente en la salida, así permitiendo el paso del flujo en continuidad y dirección a la tubería. La figura 12 muestra un tubo de Venturi montado sobre bridas, de esta manera facilitar la conexión en la tubería. La toma de alta presión está situada antes de la garganta o punto medio del dispositivo y la toma de baja presión está situada sobre la garganta de la tobera; teniendo estos dos valores es posible determinar el caudal volumétrico.

Figura 12. Tubo de Venturi con unión bridada



Fuente. WIKA

Son muy usados es sistemas de tuberías de distribución de aguas residuales o potables. Este tiene la ventaja que puede medir flujos con partículas en suspensión, sin embargo, esto puede afectar la exactitud de la medida. El tramo de tubería divergente, contribuye para que la presión de fluido incremente, y de esta manera no sacrificar la presión de la tubería. El mantenimiento de estos dispositivos es económico, pero el costo de adquisición es alto, y requiere de condiciones específicas para la instalación.

➤ Tubo de Pitot. Este dispositivo mide la presión dinámica del fluido sobre una varilla que contiene una sonda para medir presión antes y después de la misma. El fluido en movimiento, ejerce una presión en distintos puntos específicos sobre la varilla de medición, en este momento, detrás de la sonda hay una presión estática. El diferencial de presión entre la presión estática y dinámica del fluido es proporcional a la velocidad y por lo tanto, al caudal volumétrico del flujo.

Figura 13. Tubo de Pitot de medición de flujo



Fuente. Direct Industry

Estos medidores se instalan directamente sobre la tubería en posición perpendicular al flujo mediante alguna conexión bridada o de rosca. Se emplea generalmente para medición de grandes caudales de flujos limpios[21].

- Medidores de área variable (Rotámetro). Los instrumentos para la medición de caudal por área variable se basan en el mismo principio que utilizan los de presión diferencial. El caudal en este caso, ya no dependerá de un cambio en la presión, si no del cambio de área. Siendo los rotámetros que funcionan bajo este principio, utilizan un flotador como elemento primario en contacto con el fluido

dentro de una carcasa en forma cónica, en donde interactúan 3 fuerzas que se observan en la figura 14; el peso del flotador, la fuerza de flotabilidad y la fuerza del caudal. El desarrollo de las fuerzas mencionadas da como resultado la expresión de caudal volumétrico, así[15]:

$$q_v = \frac{\alpha}{\rho_m} \cdot D_s \cdot \sqrt{g \cdot m_s \cdot \rho_m \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}\right)} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde,

$\alpha = \sqrt{\frac{1}{C_w}}$, C_w como el coeficiente de descarga

D_s = Diámetro del flotador

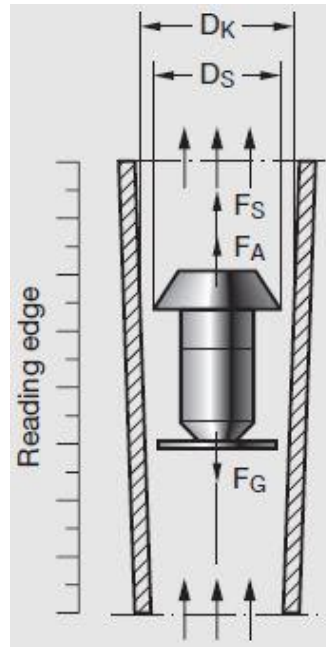
g = Fuerza de gravedad

m_s = Masa del flotador

ρ_m = Densidad del medio de medición

ρ_s = Densidad del flotador

Figura 14. Principio de funcionamiento de un medidor de área variable



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

El caudal es indicado a través de una escala que se encuentra montada directamente sobre el dispositivo, si se desea transmitir la señal de este, se debe instalar un dispositivo adicional de transmisión de datos. Se pueden encontrar para diámetros desde 1/2" hasta mayores de 6". Sin embargo no es muy utilizado

en la industria petrolera, debido a las desventajas que tiene frente a los demás como:

- Debe ser montado verticalmente
 - Tiene una capacidad limitada para la lectura del caudal
 - No es apto en condiciones de manejo de altas presiones
-
- Medidor Electromagnético. Es un dispositivo en el cual se encuentran dos bobinas que generan un campo magnético sobre la sección transversal del tubo. A su vez hay dos electrodos que captan el voltaje generado la velocidad de la corriente de flujo y el campo magnético. El voltaje generado es directamente proporcional a la velocidad del fluido y a su vez se establece la relación directa con el caudal, sin embargo esta medición excluye la variación de la temperatura, viscosidad y demás propiedades del fluido.

Debido al principio de funcionamiento de estos dispositivos, únicamente están en capacidad de medir líquidos conductivos eléctricamente superior a $5 \mu\text{S} / \text{cm}$ [16]. Esto es una gran limitante frente a los demás, que aunque logran tener buena exactitud y no generan grandes pérdidas de presión en el sistema, se limitan a medir algunos fluidos.

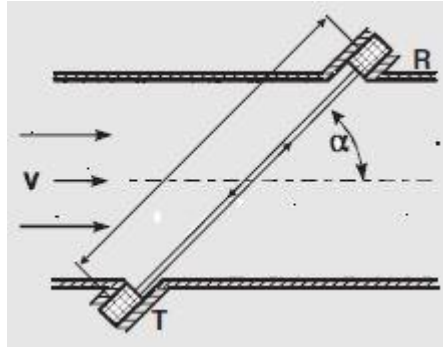
En ejemplo, de medir algún fluido líquido y que este contenga partículas de gas, la medición es incorrecta y genera mayor incertidumbre, debido a que el gas se comporta como una barrera o aislante ante el campo magnético que se genera por las bobinas. Por tanto se limita a industrias farmacéuticas, de alimentos y de manejo de aguas, ya sea residuales o de consumo humano.

- Medidor Ultrasónico. Es un instrumento que se encargan de enviar ondas a la velocidad del sonido en un fluido con el fin de conocer la velocidad de este mismo, a través de un elemento piezoeléctrico que envía ondas inducidas por un impulso de tensión o voltaje. Estos dispositivos son una tecnología moderna y confiable, que no tiene partes móviles, lo cual no genera pérdidas de presión en el sistema, además es apto para medir altos caudales de gas y es aceptado por AGA Report 9 para transferencia de custodia. Existen dos métodos para la medición de caudal por medio de ultrasonido[15]:

- Método de tiempo en tránsito. Este método utiliza dos sensores que en la figura 15 se denotan como T (emisor) y R (receptor) enfrentados a una distancia conocida con un ángulo de 45° . El emisor se encarga de enviar una onda sonora que incrementa su velocidad con la velocidad del fluido y es captada por el

receptor. El caudal se calcula con la distancia entre ambos sensores y determinando la velocidad del fluido.

Figura 15. Tiempo en tránsito



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

Actualmente, en el mercado hay varias opciones tecnológicas de instalación de este método sobre una tubería. Se encuentra el dispositivo convencional (Ver figura 16), el cual se conforma por una longitud corta de tubería, donde van adaptados un número específico de transductores ultrasónicos orientados en una posición según el diseño. Normalmente estos dispositivos incluyen un transmisor de señales, con el fin de enviarlas a un centro de control.

Figura 16. Medidor de flujo ultrasónico convencional

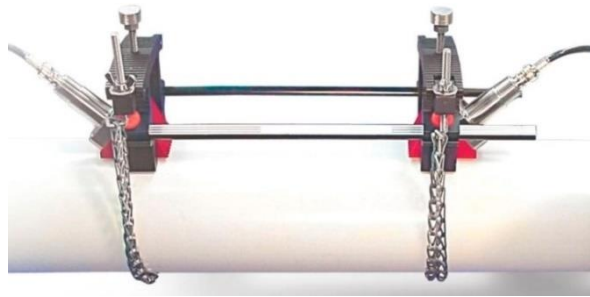


Fuente. CAPSA México

También son usados los tipos Clamp-On (Ver figura 17), estos aparatos tienen una ventaja frente a los convencionales, debido a que se pueden ubicar sobre una tubería sin tener que hacer algún corte sobre la misma, es decir que son móviles, y se pueden adaptar con facilidad al diámetro de la tubería. Las señales recibidas

por los transductores ultrasónicos pueden ser llevadas a un transmisor de datos o directamente a un computador de flujo. Cuando se utiliza este tipo de medidores, hay que tener en cuenta el diámetro, espesor y material de la tubería, para obtener mayor certeza en la medición.

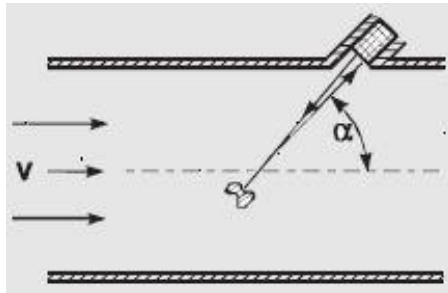
Figura 17. Medidor de flujo ultrasónico tipo Clamp-On



Fuente. CAPSA México

- Efecto Doppler. Consiste en un sensor (Figura 18) que se comporta como emisor y receptor, el cual envía una onda a través del fluido y esta es reflejada solo si en el medio conductor se presentan inhomogeneidades o impurezas como sólidos, burbujas o discontinuidades. Por tanto, el efecto mide la frecuencia que incrementa o disminuye según la distancia entre el sensor y la impureza, siendo esto proporcional a la velocidad del fluido.

Figura 18. Efecto Doppler



Fuente. Medición de flujo industrial-ABB

En general estos dispositivos tienen un campo de aplicación muy amplio, aunque no aplica para todo tipo de fluidos, solo líquidos y gases. A pesar de su bajo costo de mantenibilidad y baja pérdida de presión, el alto costo de adquisición de estos dispositivos y las bajas velocidades que se manejan en una tubería de alimentación a fuentes de combustión interna, hacen que se vuelva cuestionable el

uso de estos dispositivos [16]. Sin embargo, en transferencia de custodia son comúnmente usados debido a la confiabilidad que tienen estos equipos.

2.2.1.3. Medidores de flujo másico. La necesidad de obtener mediciones con mayor exactitud en procesos industriales, en donde el flujo másico es la variable que rige el proceso. Procesos de refrigeración, reacciones químicas, industria de alimentos, y la mayoría de las calderas requieren de mediciones de flujo másico. Actualmente, en la industria del gas natural se usa con frecuencia el medidor tipo Coriolis o Térmico.

- Medidor Coriolis. Estos medidores miden el flujo másico directamente, es decir, sin tener en cuenta las variaciones de presión y temperatura del fluido. Sin embargo la variación que pueda presentar la presión y la temperatura puede afectar la precisión de la medida. Hace algunos años el medidor no contaba con la confiabilidad para medición de gas natural, sin embargo API en el 2002 aprobó el uso de estos medidores para transferencia de custodia [22]. Esto se debe a que se demostró que el medidor cuenta con alta confiabilidad, exactitud y precisión en la medición.

Consiste en uno o dos tubos que se encuentra dentro de una carcasa (Ver figura 19). En el medio se encuentra un sensor que se encarga de medir la frecuencia de oscilación de tubo, una bobina excitadora genera el movimiento oscilatorio del tubo a su frecuencia natural. A medida que el fluido corre dentro de los tubos, genera un par torsional en el tubo, cambiando la frecuencia de este. Es decir que si no hay flujo el tubo se mantendrá oscilado constantemente por la bobina excitadora.

El medidor consta de dos sensores; uno la entrada y otro a la salida del tubo, que se encargan de registrar la oscilación permanente que se produce debido al paso del fluido. La oscilación producida por la inercia del fluido y que se genera en dirección contraria en la entrada y la salida del tubo en un tiempo determinado, se le conoce como el efecto Coriolis. Los sensores captan el cambio de oscilación del tubo en función del tiempo y el espacio, esto es lo que indica la cantidad exacta que transcurre a través de la tubería. Por tanto, a medida que la velocidad del fluido incrementa, la frecuencia de oscilación de tubo aumentará, y en consecuencia caudal másico será mayor.

Adicionalmente con estos medidores es posible medir la viscosidad del fluido por medio de un sensor que mide la frecuencia de oscilación en el centro del tubo del medidor Coriolis, con esto, el medidor está en capacidad de medir el flujo volumétrico. Es decir, que el pasar un fluido como el agua tendrá mayor frecuencia de oscilación que un fluido como el crudo pesado, que se traducirá en que el agua tiene menor densidad frente al crudo pesado.

Figura 19. Medidor de flujo tipo coriolis



Fuente. CAPSA México

Estos medidores tipo Coriolis están disponibles para adaptaciones sobre tuberías de diámetros desde $\frac{1}{4}$ " hasta 16". Estos medidores no requieren tramos de tubería aguas arriba y aguas debajo del medidor, lo cual es una ventaja en instalaciones donde se tiene restricción por espacio. Su exactitud es alta y AGA Report No 11 permite el uso para transferencia de custodia de gas natural. Sin embargo, el alto costo de adquisición de estos equipos no es conveniente para la instalación en medición de fuentes de energía individuales y rara vez se utiliza en plantas de gas natural[14]. La selección de un medidor de este tipo dependerá de los requerimientos por costo, porque la funcionalidad que presenta este equipo es muy amplia para todas sus aplicaciones de medición de fluidos.

- Medidor Térmico. Miden directamente el caudal másico a través de dos sensores de temperatura (Ver figura 20). Ambos están en todo momento en contacto con el fluido; el sensor uno se encarga de medir la temperatura del fluido, y el segundo es alimentado con energía calorífica proveniente de una fuente eléctrica que garantiza una temperatura mayor a la del fluido. El fluido transportado, a medida que avanza con una velocidad dentro de la tubería, va adquiriendo el calor del sensor dos, lo que hace que este pierda calor con el paso del fluido; la pérdida de calor en el sensor la asume fuente eléctrica. Es decir que método de este dispositivo consiste en conseguir una diferencia de temperaturas constante entre ambos sensores. El caudal másico es equivalente al aumento de potencia de la fuente eléctrica, que a su vez es dependiente de la velocidad del fluido.

Figura 20. Medidor térmico de flujo másico



Fuente. Endress+Hauser

Actualmente, estos medidores son recomendables únicamente en aplicaciones de medición de gases, sin embargo, por el hecho de tener una fuente de energía sobre el gas natural se deben tener en cuenta algunas condiciones de seguridad en el momento de su instalación y operación.

Los medidores térmicos de flujo másico proporcionan ventajas frente a los demás para medir el consumo de gas natural por unidades individuales o por sectores[14]. La sensibilidad en la medición demuestra que están en capacidad de medir caudales muy bajos, además que no requieren dispositivos adicionales para una corrección por temperatura, presión y viscosidad. La caída de presión es prácticamente nula, aunque los sensores se interponen sobre el flujo, no representa mayor caída de presión en el sistema.

Una gran ventaja frente a los demás es la posibilidad de instalar el medidor directamente sobre la tubería, porque permite la instalación sin tener que recurrir a ser unido por medio de bridas, lo cual el costo de instalación se ve favorecido. Para su instalación, se debe tener en cuenta longitud de tubería recta antes del medidor, autores recomiendan 20 diámetros de longitud aguas arriba, pero no se requiere longitud aguas abajo. Si las condiciones de espacio no permiten tener longitud de tubería aguas arriba, se permite la instalación de rectificadores de flujo, con el fin de obtener un perfil de flujo laminar sobre el medidor.

2.2.2. Instrumentación para medición de presión.

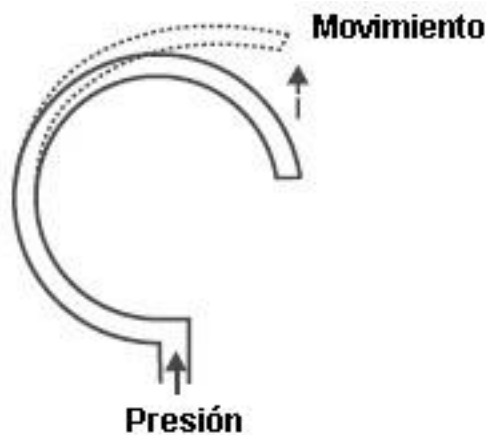
Conocer las condiciones de los fluidos en los diferentes procesos de la industria, garantiza el buen desarrollo de los mismos. La presión es una de las variables que

se debe medir para la seguridad de las personas y de los equipos[20]. Los fabricantes de motores de combustión interna a gas natural, recomiendan que para el funcionamiento de estos, se debe alimentar el motor con combustible en un rango de presión, lo anterior con el fin de garantizar el buen funcionamiento del motor y de esta manera prevenir fallas prematuras y aumentar los índices de mantenibilidad y disponibilidad.

2.2.2.1. Manómetros de presión. Para verificar la presión de la una línea de gas natural, generalmente se usan los manómetros, los cuales miden la diferencia entre la presión absoluta y la presión atmosférica. Los manómetros son de lectura local y miden la presión en unidades específicas; en la industria, la unidad más usada para la lectura de la presión manométrica es $lb/pulg^2$ (psi) y para la presión diferencial es $pulgHg$ o $pulgH_2$.

- Manómetro de tubo de Bourdon. El tubo de Bourdon es un tubo que tiene forma circular que tiene una sección transversal aplanada o rectangular (Figura 21) que se emplea como elemento sensible para la medición de la presión del fluido. A medida que se incrementa la presión interna del tubo, este tiende a enderezarse, y de esta manera transmitir esta deformación a una aguja indicadora por medio de engranajes; el movimiento de rotación del tubo es equivalente a la presión de fluido. El elemento para la medición puede ser en forma de espiral, helicoidal y fuelle[21].

Figura 21. Movimiento del tubo de Bourdon



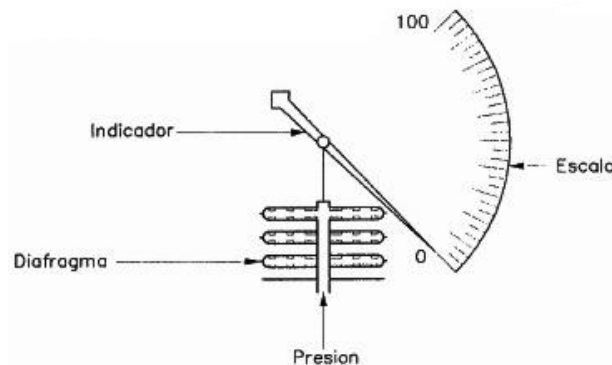
Fuente. Sapiensman

Debido a su costo relativamente bajo, el amplio rango de presiones, la facilidad y sencillez de instalar y de realizarles mantenimiento, originan el uso y la

popularidad que tienen en la industria para medir cualquier tipo de fluido. Sin embargo, debido a su condición natural de resorte, el material puede sobrepasar el límite elástico y de esta manera será imposible su calibración.

- Manómetro de diafragma. La presión del fluido ejerce una fuerza sobre un área constante en un diafragma (Figura 22), formado por capsulas delgadas fabricadas en aleaciones de latón, bronce, acero inoxidable, entre otros; la fuerza es transmitida a un vástago que está conectado en sincronía con la aguja indicadora y de esta manera mostrar una presión en una escala definida que es equivalente a la presión del fluido. Son el principio de funcionamiento de los transmisores, la diferencia es, que la fuerza que ejerce el fluido es transmitida hacia un circuito eléctrico.

Figura 22. Funcionamiento de un manómetro de diafragma



Fuente. Sapiensman

2.2.2.2. Transmisores de presión. La necesidad en las industrias de llevar las mediciones de presión, temperatura, presión, entre otras, a un cuarto de control con el fin de tener un monitoreo y control de los equipos en tiempo real, dio como resultado la fabricación de transmisores. Son dispositivos que se componen por un cuerpo donde se encuentran un sensor y un microprocesador de datos. Estos captan la variable del proceso a través de un elemento primario y la transmiten por medio de una señal neumática, electrónica, digital, óptica, hidráulica o por radio[21]. La finalidad de estos entonces, es convertir el valor de la variable en una señal (electrónica, digital, etc.) que pueda ser utilizada por un elemento de control.

En la actualidad, hay muchos tipos de transmisores, que manejan un sin número de rangos y aplicaciones, con altas exactitudes y además son muy seguros, esto se debe al sistema que tienen a prueba de explosión. La función la cumplen de medir y transmitir la cumplen por medio de sensores que se clasifican según su funcionamiento. Los transmisores de presión se clasifican según el principio de

funcionamiento resistivo sensor magnético capacitivo con sensor extensiométrico con sensor piezoeléctrico.

2.2.3. Criterios de selección para instrumentación.

La selección inadecuada de la instrumentación para un proceso contribuye en gran medida a que los dispositivos de medición no operen satisfactoriamente, además de no lograr alta eficiencia operativa en los procesos. El costo de adquisición de estos equipos puede marcar la diferencia al momento de elegir, sin embargo no es el único parámetro a considerar.

Teniendo en cuenta la variedad de medidores de flujo que hay en el mercado, que son usados tanto para líquidos como para gases, autores que han desarrollado manuales de medición, como Ecopetrol o ABB, recomiendan tener en cuenta algunos parámetros antes de seleccionar los medidores de flujo con el fin de garantizar una medida confiable y veraz, obteniendo índices altos de mantenibilidad, confiabilidad y disponibilidad; sabiendo que la instalación de estos dispositivos conlleva a tener pérdidas mínimas de presión en el sistema. Sin embargo una buena selección puede contribuir en gran medida al mejoramiento de un proceso de la empresa.

Estos parámetros están basados para transferencia de custodia, sin embargo la mayoría de estos aplica para el diseño de cualquier sistema de medición. La principal diferencia de la selección es tener en cuenta que para transferencia de custodia lo más importante es la exactitud del dispositivo, mientras para control de proceso, que es el caso, lo más importante repetibilidad de dispositivo[18]. Algunos parámetros generales antes de seleccionar un dispositivo de medición para cualquier tipo de fluido son:

- Definir si la medición es para transferencia de custodia o para control de procesos
- El tipo de fluido (líquido, gas o vapor), si es limpio o sucio (con o sin partículas en suspensión)
- Propiedades del fluido (viscosidad, densidad)
- La indicación que se desea obtener, local o remota
- Ratas de flujo de operación (continuo o intermitente)
- Rango del caudal de operación
- Rango de las presiones de operación
- Rango de las temperaturas de operación
- Condiciones de espacio para la instalación del medidor
- Condiciones de seguridad

En caso de requerir dispositivos de lectura y transmisión de datos, como lo hacen los transmisores de presión, se deben tener en cuenta parámetros adicionales como:

- Lectura de presión manométrica o diferencial
- Tipo de comunicación
- Protección a ambientes corrosivos y peligrosos
- Se requiere lectura local o solo de transmisión de datos

Los parámetros mencionados anteriormente son propios del proceso. También hay parámetros o características técnicas propias del dispositivo de medición, que describen el comportamiento de este mismo y que deben tenerse en cuenta en el momento de elegir el medidor de caudal:

- Rangeabilidad: Se le conoce como el cociente entre el valor de medida superior y el mínimo valor medido por el instrumento.
- Exactitud: Se define como la capacidad del instrumento para dar lecturas más cercanas a la magnitud verdadera. Generalmente la exactitud está dada en porcentaje, hallando la diferencia entre el valor indicado por el instrumento y valor verdadero de medida. Contar con alta exactitud en los instrumentos es uno de los factores que influye en el costo de adquisición.
- Pérdida de carga: En control de procesos, la instalación de un dispositivo de medición puede causar pérdida presión aun cuando esta sea poco significativa.
- Tipo de fluido: Los funcionamiento de los medidores de flujo se afecta por el tipo de fluido. Algunos por ejemplo, están en capacidad de medir líquido pero gas no. Además, la viscosidad, la densidad, la presión, la temperatura y otras propiedades, pueden afectar la exactitud de la medición.

Finalmente, en la tabla 4 se hace una comparativa entre los distintos medidores de flujo, comparando la exactitud, rangeabilidad, entre otros.

Tabla 4. Comparación medidores de flujo

Medidor de flujo	Servicio	Rangeabilidad	Exactitud (%)	Tamaño de tubería (in)	Presión máx (psig)	Rango de temperatura (°F)	Pérdida de carga	Costo relativo
Desplazamiento positivo	L	10 a 1	0,5	0,25 - 16	2000	-40 a 600	Alta	Medio
Placa de orificio	L, G, V	4 a 1	0,5 - 1,5	0,5 - 40	8800	-4 a 2300	Media	Bajo
Tobera	L, G, V	3 a 1	2	-	5800	-4 a 1000	Media	Alto
Tubo de Venturi	L, G, V	3 a 1	1	-	5800	-4 a 1000	Baja	Alto
Tubo Pitot	L, G, V	3 a 1	1 - 3	N/A	5800	-4 a 1000	Muy baja	Bajo
Área variable	L, G, V	10 a 1	1 - 2	1 - 10	5800	-4 a 600	Media	Bajo
Turbina	L, G	10 a 1	0,15 - 1	0,5 - 30	6000	-450 a 600	Alta	Alto
Vortex	L, G, V	20 a 1	0,5 - 2	0,5 - 16	1500	-330 a 800	Media	Alto
Electromagnético	L	10 a 1	0,2 - 1,5	0,15 - 60	5000	-40 a 350	Ninguna	Alto
Ultrasónico (Doppler)	L, G, LS	50 a 1	1 - 30	0,5 - 200	6000	-40 a 250	Ninguna	Alto
Ultrasónico (Tiempo en tránsito)	L, G	Hasta flujos cero	0,5 - 5	1 - 540	6000	-40 a 650	Ninguna	Alto
Coriolis (Másico)	L, G	10 a 1	0,1 - 0,3	0,06 - 12	5700	-400 a 800	Baja	Alto
Térmico (Másico)	G	50 a 1	1	0,125 - 8	4500	32 a 572	Ninguna	Medio

Fuente. Chemical Engineering. Fact at your fingertips

3. IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INTERNO DE GAS NATURAL

El petróleo es una de las fuentes energéticas más importantes y de mayor consumo en el mundo, la alta dependencia de este producto se debe a la cantidad de derivados que tiene. Pero la inestabilidad de los precios de este, obligan a las compañías productoras de petróleo a realizar ajustes en sus operaciones. Debido a esto las compañías productoras de petróleo, como Ecopetrol, constantemente recurren a estudios de reducción de costos en todos sus sectores.

Midstream³, en una de sus labores es encargado del transporte de crudo y todo lo referente a este tema, y dentro de sus tareas esta evaluar proyectos que contribuyan a disminuir costos en el proceso, logrando el crecimiento y optimización en la infraestructura de transporte de crudo, manteniendo la confiabilidad e integridad de la misma, que cuenta con una capacidad de 1,2 millones de barriles diarios en una red de 9000 kilómetros de ductos[23].

La ejecución de estos proyectos requiere estudios previos de reconocimiento del funcionamiento de los diferentes sistemas con los que cuenta la infraestructura petrolera de Ecopetrol. Con el fin de comprender el funcionamiento del sistema de alimentación de gas natural a cada casa máquina en la planta Monterrey y determinar el estado actual del mismo, a continuación se hará una explicación de todo el sistema de bombeo, partiendo con una breve descripción general de los sistemas con los que cuenta la Planta Monterrey, ubicación geográfica y ubicación en el sistema de oleoductos de Colombia, hasta llegar al sistema de alimentación de gas natural.

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DE BOMBEO

3.1.1. Ubicación geográfica.

La Planta Monterrey (C) se encuentra ubicada en el municipio del mismo nombre en el departamento de Casanare; se dedica al rebombeo de crudo proveniente de los campos de producción Regalías (Descargue de carro tanques), Rubiales (D), Apiay (E) y Santiago (F).

³ Sector de la industria petrolera que se encarga de actividades de procesamiento, almacenamiento, transporte y comercialización de petróleo.

En la figura 23 se visualiza la importancia que tiene la planta Monterrey en la red nacional de oleoducto, de su infraestructura hidráulica depende el rebombero de crudo hacia las estaciones de Altos del Porvenir (Patio de tanques de almacenamiento), El Porvenir (A) y Araguaney (B).

Figura 23. Red de oleoductos principales de Colombia



Fuente. OCENSA

3.1.2. Operación de planta.

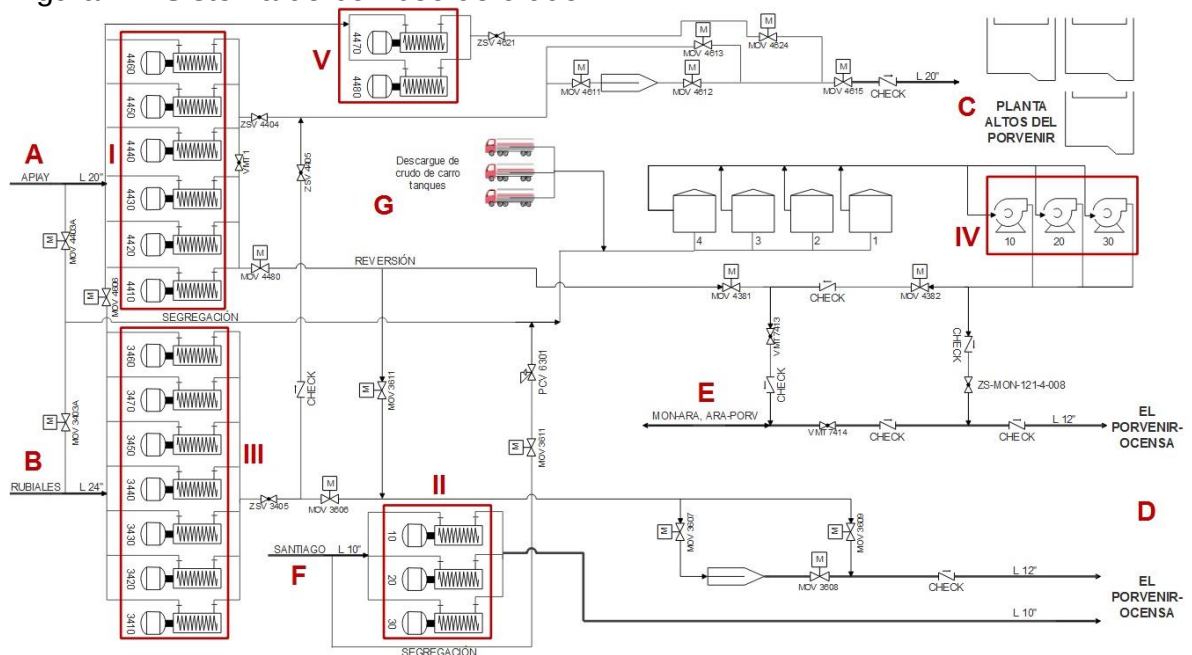
La planta cuenta con 5 sistemas de bombeo, de los cuales 3 son operados en conjunto y los otros dos son independientes. Se define operación conjunta debido a que las unidades de Monterrey I, III y V tienen tubería compartida en la succión y en la descarga, es decir, que el crudo proveniente de los campos Apiaú (A) y Rubiales (B) es posible recibirlo con las unidades de Monterrey I, III, y V y bombearlo hacia la planta Altos del Porvenir (C).

La figura 24 representa el proceso básico de la operación de bombeo de crudo, que consiste en bombear hacia la planta Altos del Porvenir 250 MBD⁴ provenientes de Apiay (A) y 36 MBM de Rubiales (B) con el sistema de Monterrey I, III y V; y el recibo de Santiago (F) debe bombear 20 MBD hacia la planta El Porvenir (D).

Por otra parte, el crudo almacenado proveniente del descargue de carro tanques (G), debe bombearse hacia la planta El Porvenir (D), que aproximadamente son 12 MBD. El bombeo por la línea de reversión o Mon-Ara (E) es coordinado con anterioridad y solo opera si está activo el recibo de crudo de Rubiales (B).

Estas metas de bombeo son coordinadas por un jefe de operación, que se encarga de decidir cómo debe ser la operación en cada una de las estaciones de bombeo de los oleoductos, y están sujetas a los inventarios de cada planta de producción.

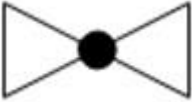
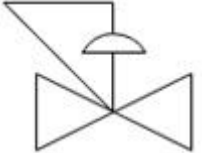
Figura 24. Sistema de bombeo de crudo



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

⁴ Miles de barriles por día

Tabla 5. Simbología de válvulas del sistema de bombeo

Válvulas del sistema de bombeo de crudo	
Tipo de válvula	Simbología
Motorizada	
Manipulación manual	
Control de proceso	

Fuente. Autor

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las unidades que corresponden a cada casa máquina. Cada una de las unidades están a disposición del operador, y él se encarga de seleccionar la unidad/es con las que desee bombear el producto. La única limitación para el uso de alguna unidad será por parte de la coordinación de mantenimiento, el cual da aviso previo si se requiere intervención por parte de ese departamento.

Tabla 6. Recibo y bombeo de unidades

Casa Máquina	Unidades que la componen	Recibo de	Despacho a
Monterrey I	3410, 3420, 3430, 3440, 3450, 3460, 3470	Rubiales con facilidad de recibo de Apiay	Altos del Porvenir
Monterrey II	Unidad A, B, C	Santiago	El Porvenir
Monterrey III	4410, 4420, 4430, 4440, 4450, 4460	Apiay con facilidad de recibo a Rubiales	Altos del Porvenir-Araguaney
Monterrey IV	Unidad 10, 20, 30	Regalías o carro tanques	Altos del Porvenir-Araguaney
Monterrey V	4470, 4480	Apiay con facilidad de recibo a Rubiales	Altos del Porvenir-Araguaney

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

La planta de bombeo cuenta con dos grandes sistemas que se encargan del funcionamiento general, se clasifican de esta manera para facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos.

3.1.3. Sistemas principales.

A estos sistemas se les considera el corazón de la planta, pues de ellos depende la operación del bombeo. Se componen de una bomba hidráulica, un motor y una tubería de succión y descarga junto con su instrumentación y válvulas de control. Cuando una estación de bombeo tiene más de una bomba se usan configuraciones en serie y/o paralelo[9].

Los sistemas principales son todas las casa máquinas junto con sus unidades de bombeo. El sistema de bombeo de crudo está diseñado con una configuración en paralelo y seccionado por casa máquinas, en donde se encuentran divididas las 21 unidades principales de bombeo de crudo, que se componen por una bomba hidráulica conectada mecánicamente a un motor de combustión interna y se alimenta de gas natural. A continuación se hará referencia a las bombas y motores que con los equipos que cuenta la planta Monterrey.

3.1.3.1. Motores del sistema de bombeo. El motor es una máquina que tiene la capacidad de transformar algún tipo de energía (térmica, eléctrica, etc.) en energía mecánica, y de esta manera aprovechar el movimiento de rotación para poner en marcha otros equipos.

Los sistemas principales en una estación de bombeo de algún fluido como el petróleo crudo y sus derivados, agua, aceite, etc., constan esencialmente de un motor y una bomba. La selección de motores es sujeta a parámetros de diseño, donde se analiza factores como la potencia requerida por la bomba, condiciones climáticas, tipo de combustible, costo del mantenimiento, confiabilidad del equipo, costo del equipo, entre otros.

La tabla 7 muestra un resumen de los tipos de motores que hay en la planta Monterrey, junto con algunas características técnicas donde se registra información acerca de las condiciones óptimas para la operación de la máquina, basándose en los manuales de operación y mantenimiento de cada motor. Esta información tendrá importancia para la selección de la instrumentación del sistema de gas natural.

Actualmente, en la planta ocurren dos grandes problemas debido a que la presión del gas natural no es la correcta para los motores de Monterrey II y V. En la sala máquina Monterrey II se presume que el gas llega a una presión mayor a la que

establece el fabricante de este motor, es decir, mayor a 40 psi, y de esta manera causando que en el motor se produzca detonación, esto podría tener mayores afectaciones con el tiempo, afectando las cámaras de combustión y demás componentes. En segundo lugar, los motores ubicados en la sala máquina Monterrey V presentan índices de falla por ignición y se percibe que puede ser debido a la baja presión con la que llega el gas natural a esta sala máquina, siendo ejemplo claro la ruptura de una pre-cámara de combustión en el motor 4470.

Tabla 7. Información técnica de unidades motoras a gas natural

Casa Máquina	Unidades en funcionamiento	Referencia del motor	BHP ⁵	Rpm de operación	Presión ideal de alimentación de gas natural para los motores
Monterrey I	3410	Waukesha F3524 GSI	490-840	1200	24-50 psi
	3420				
	3430				
	3440				
	3450				
	3460	Waukesha L5794 GSI ESM	805-1380		
	3470				
Monterrey II	Unidad A	Waukesha F18 GSI	310-400	1700	25-40 psi
	Unidad B				
	Unidad C				
Monterrey III	4410	Waukesha L5794 GSI ESM	805-1380	1200	24-50 psi
	4420				
	4430				
	4440				
	4450				
	4460				
Monterrey V	4470	Waukesha 16V275 GL	3375- 4500	900	45-60 psi
	4480				

Tabla 8. (Continuación)

⁵ Potencia al freno

Casa Máquina	Unidades en funcionamiento	Referencia del motor	BHP⁶	Rpm de operación	Presión ideal de alimentación de gas natural para los motores
Monterrey IV o Descargadero	Unidad 10	Waukesha L5794 GSI ESM	805-1380	1040	24-50 psi
	Unidad 20				
	Unidad 30				
	Generador 01	CAT ZBA00517	1080-1117	Según demanda	35-60 psi
Generadores principales	Generador 04	G3516 CAT	542-1085		35-60 psi

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

3.1.4. Sala máquinas de la planta Monterrey.

Las sala o casa máquinas es el conjunto de bombas y motores que están a disposición del sistema principal de la estación de bombeo. En cada una de ellas se encuentra una cantidad específica de unidades destinadas al rebombeo de crudo. La ilustración 1 muestra la ubicación de cada una de las casa máquinas, nombradas con el número respectivo.

3.1.4.1. Casa máquina Monterrey I (Ver ilustración 1, I). Fue puesta en marcha en el año 2005 y se encarga del recibo de crudo que proviene del campo de producción Rubiales y bombearlo hacia la planta Altos del Porvenir con viscosidad de 950 cSt⁷ y una gravedad API⁸ aproximada de 18. Está conformada por 7 unidades de bombeo que se componen por motores Waukesha F3524 GSI y L5794 GSI ESM y se encargan de accionar mecánicamente las bombas hidráulicas de tornillo que tienen una capacidad para mover entre 1000 y 1250 BPH⁹ respectivamente. Cada unidad recibe el crudo a una presión de 50 psi y lo descarga a 1200 psi aprox.

⁶ Potencia al freno

⁷ Centistoke

⁸ Gravedad API (American Petroleum Institute). Medida de la densidad que indica cuán pesado o liviano es el petróleo respecto al agua a temperaturas iguales.

⁹ Barriles por hora

3.1.4.2. Casa máquina Monterrey II (Ver ilustración 1, II). Fue puesta en marcha en el año 2008 y se construyó con el fin de recibir el crudo que proviene del campo de producción Santiago con una viscosidad aprox. de 80 cSt y 21 grados API aprox. y bombearlo hacia la planta El Porvenir. Cuenta con 3 unidades de bombeo, cada una con un motor Waukesha F18 GSI que se encarga de accionar una bomba hidráulica de tornillo en capacidad de bombear 540 BPH aprox. a una presión de 1000 psi en la descarga y 100 psi en la succión de la misma.

3.1.4.3. Casa máquina Monterrey III (Ver ilustración 1, III). Se inauguró en el año 2010 para bombear crudo con una viscosidad 380 cSt y 18 grados API que proviene de los campos de producción Castilla, Apiay y Chichimene y bombearlo hacia la planta Altos del Porvenir, y se le conoce como el recibo de Apiay. Cuenta con 6 unidades de bombeo, que se componen de un motor Waukesha L5794 GSI ESM y acciona una bomba hidráulica de tornillo en capacidad de bombear 1200 BPH, impulsados desde una presión de 50 psi en la succión a una presión de 1200 psi en la descarga.

3.1.4.4. Casa máquina Monterrey IV o Descargadero (Ver ilustración 1, IV). En el 2009 se da comienzo con esta casa máquina, que se instala con el fin de recibir, almacenar y bombear los crudos provenientes de los campos productores menores de petróleo, a los que se conoce como crudo de Regalías. Se compone de tres unidades principales, una bomba centrífuga multi-etapas en capacidad de bombear hasta 1300 BPH, que está conectada mecánicamente a un motor de combustión interna Waukesha L5794 GSI ESM. Las tres unidades reciben el crudo almacenado en los tanques con una presión de 50 psi para luego impulsarlo a 990 psi; este crudo tiene una gravedad API entre 21 y 25.

3.1.4.5. Casa máquina Monterrey V (Ver ilustración 1, V). A raíz del crecimiento de la producción en los campos Castilla, Chichimene y Apiay, y con el fin de dar respaldo al bombeo de estos campos se inaugura en el año 2012 esta casa máquina. Se compone de dos unidades, cada una compuesta por un motor de combustión interna de gas natural Waukesha 16V275GL y una bomba en capacidad de bombear 3470 BPH, que recibe el crudo a una presión de 50 psi en la succión y 1200 psi en la descarga.

Ilustración 1. Distribución de la planta Monterrey



Fuente. Foto tomada en Planta Monterrey Ecopetrol

3.1.5. Sistemas auxiliares

El funcionamiento de una estación de bombeo de crudo depende del óptimo desempeño de los sistemas auxiliares que se encargan de suministrar algún tipo de energía a los sistemas principales. Estos se encargan de suministrar servicios a los equipos de los sistemas principales, y por otro lado, están para ser operados y prestar servicio en condiciones de emergencia, es por esta razón que el mantenimiento de estos equipos debe ser coordinado y certificado técnicamente. Se compone por los siguientes:

La estación cuenta con sistemas que suministran diferentes tipos de energía a los sistemas principales y que su funcionamiento es vital para el lograr el desempeño óptimo de la planta en general.

3.1.5.1. Generación eléctrica. Las estaciones de bombeo y en general todas las industrias deben contar primordialmente con sistemas de generación eléctrica. Dependiendo la magnitud de la planta, los sistemas de generación eléctrica serán propios o suministro de una red pública. En el primer caso se usan generadores que son impulsados mecánicamente por motores de combustión interna, y en el segundo, se tiene un sistema de transformadores y demás.

Tener sistemas de respaldo de energía eléctrica es necesario debido a que un 85% de los equipos de una industria consumen electricidad[24]. Dentro de los equipos que necesitan electricidad están en mayoría los motores eléctricos que se encargan de accionar bombas, ventiladores, compresores, etc. También necesitan de suministro de electricidad la iluminación en general, los sistemas de control, válvulas de control, entre otros.

Se considera el sistema auxiliar más importante, debido a que el funcionamiento de la mayoría de los equipos depende del suministro de energía eléctrica. El sistema cuenta con dos unidades principales (denominadas como generador 04 y 05, ubicadas en la ilustración 1 con el número VII) que requieren suministro de gas natural para su funcionamiento y logran entregar al sistema 765 kW potencia cada uno. En Monterrey IV, se tiene un generador a gas denominado “Gen 01” (Ver ilustración 1 en VI), que está en capacidad de generar 260 kW. Por otro lado el sistema de generación eléctrica cuenta con un sistema de respaldo que se compone de dos generadores que requieren suministro de combustible diésel y generan 240 kW de potencia cada uno. El sistema está diseñado para que un generador este en línea y en capacidad de suministrar energía eléctrica a la planta en plena carga de operación.

3.1.5.2. Sistema de combustible y distribución interna de gas natural. Durante muchos años los combustibles fósiles han sido la principal fuente de energía térmica en el mundo tanto para la industria en general como para fines domésticos, estos son utilizados en las termoeléctricas, refinerías, empresas de alimentos, transporte marítimo, terrestre y aéreo, entre otras.

Con el paso del tiempo se han hecho investigaciones para reducir el consumo de todo tipo energías no renovables, como lo son los combustibles fósiles. Esto se debe a que la contaminación ambiental, en su mayoría es por la quema de estos. Sin embargo el abastecimiento y la producción de combustibles fósiles no ha sido reemplazada por algún otro tipo de energía renovable, y por tanto el uso de estos es necesario para el funcionamiento de las máquinas que se tienen en la industria petrolera.

Los combustibles son toda sustancia que pueda quemarse, produciendo calor[25]. Una manera de clasificar los combustibles fósiles es según su estado, que puede ser estado sólido, líquido o gaseoso. Dentro de los sólidos se encuentran los carbones, coque, madera, carbón vegetal, entre otros. Los líquidos pueden ser el petróleo y sus derivados, y por último los gaseosos que pueden ser el gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gas de aceite, acetileno, entre otros.

Las estaciones de bombeo cuentan con equipos que requieren el abastecimiento de combustibles fósiles para su funcionamiento, como lo son los motores, que según las condiciones de fábrica, serán alimentados por combustible diesel, gas natural, fuel oil, o algún tipo de gasolina.

En la planta Monterrey se cuenta con abastecimiento de combustible diesel para los motores de respaldo del sistema de generación eléctrica y gas natural para los motores del sistema de bombeo de crudo y los generadores principales. A

continuación se hará una descripción específica del funcionamiento actual del sistema de alimentación de gas natural:

3.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

El suministro de gas natural para los motores del sistema principal y secundario de la planta Monterrey es distribuido a través de una red de tubería en acero. La compañía de Transporte de gas natural (TGI) suministra este combustible por medio de un gasoducto, el cual llega a una estación reguladora de presión (City Gate), que se encuentra ubicada dentro de la planta Monterrey (Ver Ilustración 1 con el número VIII). De ahí, se distribuye el combustible para toda la planta por medio de una red de tuberías; algunas secciones de esta tubería cuenta con dispositivos de medición de caudal, presión y temperatura. Los dispositivos de medición están ubicados tramos de tubería antes de llegar a cada una de las casa máquinas, lo cual permite conocer la magnitud de cada una de las variables (caudal, presión y temperatura) antes de que el gas sea consumido por los motores. Para facilitar la ubicación de cada uno de los dispositivos, se clasifican de acuerdo a la proximidad de casa máquina a medir.

3.2.1. Estación reguladora de gas (City Gate).

Actualmente, el gas natural llega por una línea principal del gasoducto de TGI¹⁰, a una presión variable entre 900 y 1000 psi, a una temperatura cercana a los 50 °F. El paso por el City Gate obliga al gas natural a reducir su presión, aproximándose entre los 35 y 60 psi. De esta reducción de presión, se obtiene como consecuencia la pérdida de energía interna del fluido, que se ve reflejada en la temperatura del gas. Por esta razón, el gas debe pasar por una caldera, donde la misma se encarga de suministrarle calor, dando como resultado un gas en condiciones de manejo para procesos industriales. Este City Gate (ilustración 2) está en condiciones de regular la presión y la temperatura deseada, el caudal varía de acuerdo al consumo de los motores y generadores. Es decir, que el caudal dependerá del correcto funcionamiento de las unidades motoras y de la operación en general.

También hay un sistema de medición, instrumentado por sensores y transmisores de presión, temperatura y caudal. La magnitud de estas variables es observable en un cuarto de control, donde llegan todas las señales electrónicas de la

¹⁰ Transportadora de gas natural

instrumentación de la planta, donde se generan historiales y se contabiliza el valor del caudal total de gas natural.

Ilustración 2. City Gate de la planta Monterrey



Autor. Foto tomada en Planta Monterrey Ecopetrol

La contabilización del caudal en unidades térmica se lleva a cabo basado en el valor obtenido en la composición del gas natural, que se obtiene en la cromatografía del mismo. La tabla 7 muestra las variables que se obtienen por el sistema de medición y datos como el poder calorífico y la gravedad específica, datos propiamente de la cromatografía de gases.

Tabla 8. Especificaciones del gas natural

VARIABLE	VALOR APROX.	UNIDADES
Temperatura de salida	80	°F
Presión de salida	45	PSI
Flujo neto volumétrico/h	66	MSCF/h
Flujo de energía/h	75	MMBTU/h
Poder Calorífico	1126	KJ
Gravedad Específica	0,68	Adimensional
Flujo neto volumétrico/día	1760	MSCF
Flujo de energía/día	1980	MBTU/día

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

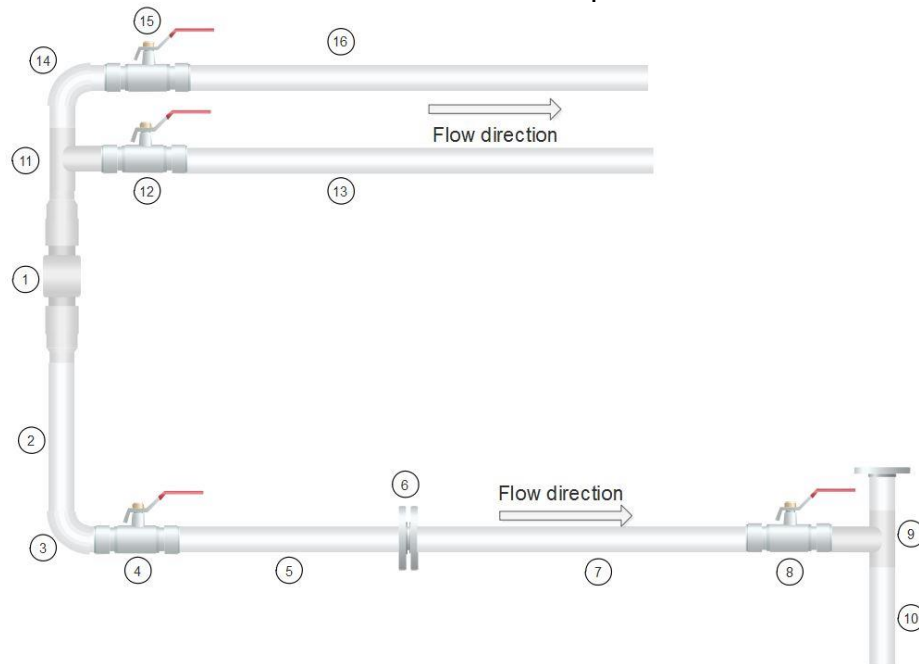
Luego de la medición y fiscalización, el gas natural es distribuido a través de una red de tuberías. La primera ramificación del sistema está en Monterrey IV, donde

la red se divide hacia las unidades de Monterrey IV y hacia las demás sala máquinas.

3.2.2. Monterrey IV.

El caudal de gas natural entra por la tee (1), proveniente del City Gate. La figura 25 muestra el sentido de flujo del gas natural, en donde se distribuye hacia Monterrey IV (2) y hacia las demás sala máquinas (11). La medición de caudal es cuantificada por medio de una placa-orificio (6), que está conectada a un transmisor de presión diferencial; las estas señales capadas por el transmisor son llevadas a un cuarto de control. El caudal de gas que fluye por los tubos identificados en la figura 25 como 16 y 13, sigue la ruta de flujo hasta llegar a una flauta, donde se distribuye caudal restante para las demás sala máquinas según la demanda de energía de los motores. La medición de caudal para esta casa máquina se diseñó para medir el consumo de los motores principales y el generador de este sector de la planta.

Figura 25. Medición de caudal de Mon IV, vista superior



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 9: Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon IV

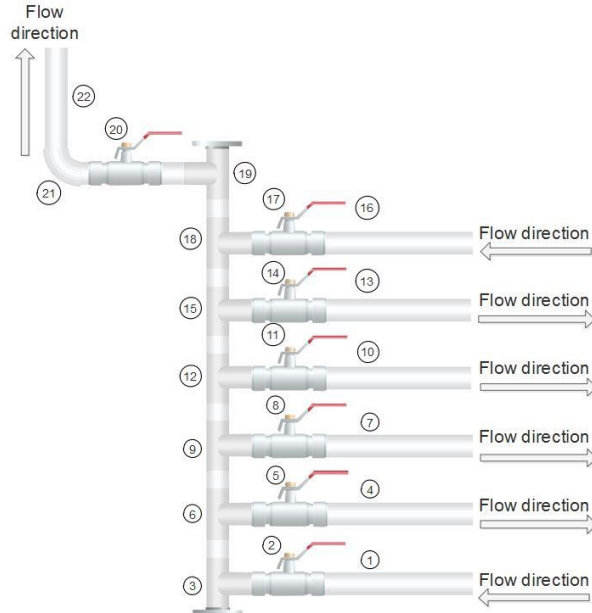
Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Tee soldada, con reducción en dos extremos	6 x 3	-
2	Carrete de tubo	3	0,50
3	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-
4	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
5	Carrete de tubo	3	0,60
6	Medidor de flujo tipo placa oricio montado en bridas	3	0,15
7	Carrete de tubo	3	0,70
8	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
9	Tee soldada con brida ciega	3	-
10	Tubo hacia unidades de “Casa máquina IV”	3	-
11	Tee soldada en los extremos	3	-
12	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
13	Tubo hacia flauta de distribución	3	-
14	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-
15	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
16	Tubo hacia flauta de distribución	3	-

Fuente: Planta Monterrey Ecopetrol

3.2.3. Flauta de distribución.

El caudal proveniente de la ramificación ubicada en Monterrey IV, llega a una flauta por dos tubos que referencia en la figura con los números 1 y 16. En esta flauta se distribuye el gas natural hacia las demás sala máquinas, en donde se permite controlar por medio de válvulas el paso de caudal.

Figura 26. Flauta de distribución



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 10: Instrumentación y dimensiones de tuberías, flauta de distribución

Número	Descripción	Diámetro (in)
1, 16	Tubo proveniente de la Tee, ubicada en Mon IV	3
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3
3, 6, 9, 12, 15, 18	Tee soldada, con un acople de brida	3
4	Tubo hacia "Casa máquina Mon II"	3
7	Tubo hacia "Casa máquina Mon V"	3
10	Tubo hacia "Casa máquina Mon III"	3
13	Tubo hacia "Generadores principales"	3
19	Tee soldada, con acople de brida y brida ciega	3
21	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3
22	Tubo hacia "Casa máquina Mon I"	3

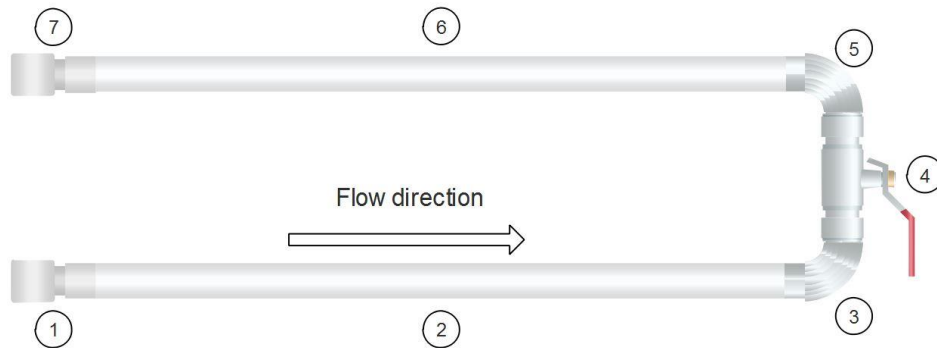
Fuente: Planta Monterrey Ecopetrol

3.2.4. Monterrey I.

Debido a la antigüedad de esta sala máquina el sistema no cuenta medición de ninguna variable, y aunque sus unidades motoras no presentan algún tipo de falla por ignición, existe la incertidumbre de conocer cuánto es el consumo real de gas natural por estas unidades.

La figura 27 muestra un tramo de tubería por la cual el gas natural pasa antes de alimentar los motores de la sala máquina correspondiente, la flecha indica el sentido de flujo de este. El flujo entra por codo número 1 (proveniente de la flauta de distribución), pasa por una válvula de bola, y sigue por el codo número 7 hasta llega a la alimentación de los motores de esta sala máquina.

Figura 27. Sección de tubería de gas natural de Mon I, vista superior



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 11. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon I

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-
2	Carrete de tubo	3	2,10
3	Codo a 90° soldado con acople bridado	3	-
4	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
5	Codo a 90° soldado con acople bridado	3	-
6	Carrete de tubo	3	2,20
7	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

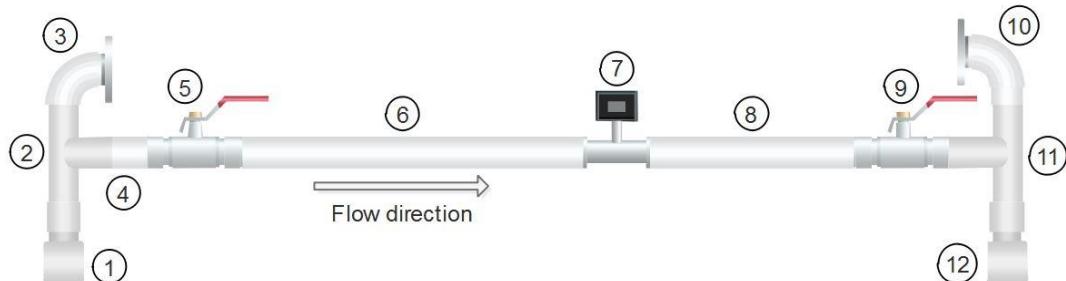
3.2.5. Monterrey II.

En esta sección se encuentra instalado, en medio de dos válvulas de bola, un dispositivo de placa-orificio, que debido a su robustez tiene mayor exactitud y precisión en la medida y puede ser utilizada para transferencia de custodia; sin embargo, este dispositivo no se encuentra en funcionamiento debido a que no está conectado a un dispositivo de transmisión de datos. Un inconveniente en esta sección es que no cuenta con instrumentación para la verificación de la presión, lo

que implica un desconocimiento de la variable en este punto y por tanto, las unidades pueden estar sufriendo detonación por alta presión del gas natural.

En la figura 28, el caudal de gas entra por el codo número 1 (proveniente de la flauta de distribución), pasa por la placa de orificio y luego sale por codo número 12 hacia los motores de la sala máquina.

Figura 28. Sección de tubería de gas natural de Mon II, vista superior



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 12: Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon II

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-
2	Tee soldada en los extremos	3	-
3	Codo a 90° soldado con brida, ciega	3	-
4	Carrete de tubo	3	0,10
5	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
6	Carrete de tubo	3	3,20
7	Medidor de flujo tipo placa orificio, bridado	3	0,40
8	Carrete de tubo	3	1,50
9	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
10	Codo a 90° soldado, con brida ciega	3	-
11	Tee soldada en los extremos	3	-
12	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-

Fuente: Planta Monterrey Ecopetrol

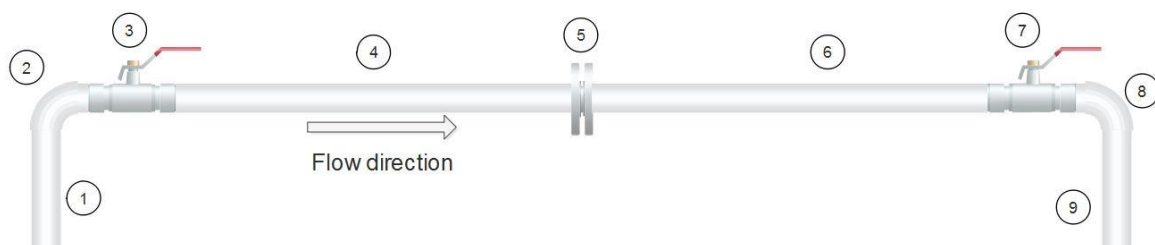
3.2.6. Monterrey III.

Para esta sala máquina se cuenta con un sistema de medición únicamente de caudal, el cual es medido por un dispositivo primario de tipo placa-orificio montando sobre una unión bridada, y está conectado a un transmisor de presión diferencial. Este dispositivo está montado sobre un tramo de tubería recto, ubicado

en medio de dos registros o válvulas de bola, las cuales son usadas para sellar el paso del gas natural en caso de algún mantenimiento en donde se requiera la manipulación del dispositivo de medición.

La figura 29 es el diagrama de tubería de esta zona, donde el caudal ingresa por el tubo número 1 (proveniente de la flauta de distribución), pasa por la placa de orificio y continúa por el tubo número 9 hacia las unidades motoras de esta casa máquina.

Figura 29. Medición de caudal en Mon III, vista lateral



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 13. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon III

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Tubo proveniente de flauta de distribución	3	-
2	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-
3	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
4	Carrete de tubo	3	2,30
5	Placa de orificio montada en bridas	3	0,15
6	Carrete de tubo	3	0,80
7	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
8	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-
9	Tubo hacia unidades de "Casa máquina III"	3	-

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

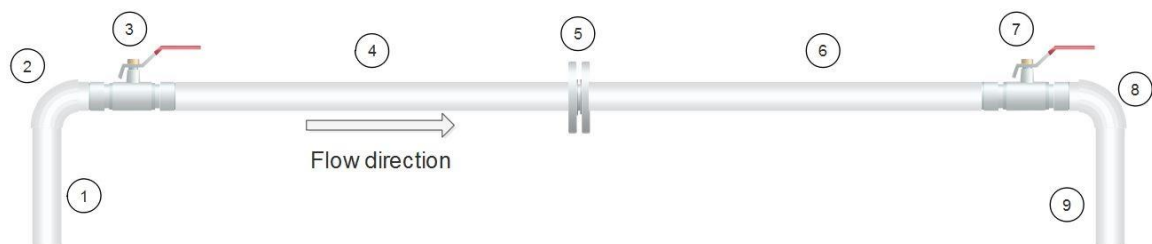
3.2.7. Monterrey V.

Este sistema cuenta con una placa-orificio que se encarga de causar una obstrucción para lograr un cambio de presión del gas natural y poder convertir este valor en una medida de caudal por medio de un transmisor de presión diferencial. La placa de orificio se encuentra ubicada en medio de dos válvulas de bola, con

las cuales es posible obturar totalmente el flujo en caso de un mantenimiento preventivo o correctivo.

La figura 30 es el diagrama de tubería de esta zona, donde el caudal ingresa por el tubo número 1 (proveniente de la flauta de distribución), pasa por la placa de orificio y continúa por el tubo número 9 hacia las unidades motoras de esta casa máquina.

Figura 30. Medición de caudal de Mon V, vista lateral



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 14 Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon V

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Tubo proveniente de flauta de distribución	4	-
2	Codo a 90° soldado, con acople a brida	4	-
3	Válvula de bola operada manualmente, bridada	4	0,30
4	Carrete de tubo	4	3,20
5	Placa de orificio montada en bridas	4	0,15
6	Carrete de tubo	4	2,80
7	Válvula de bola operada manualmente, bridada	4	0,30
8	Codo a 90° soldado, con acople a brida	4	-
9	Tubo hacia unidades de "Casa máquina V"	4	-

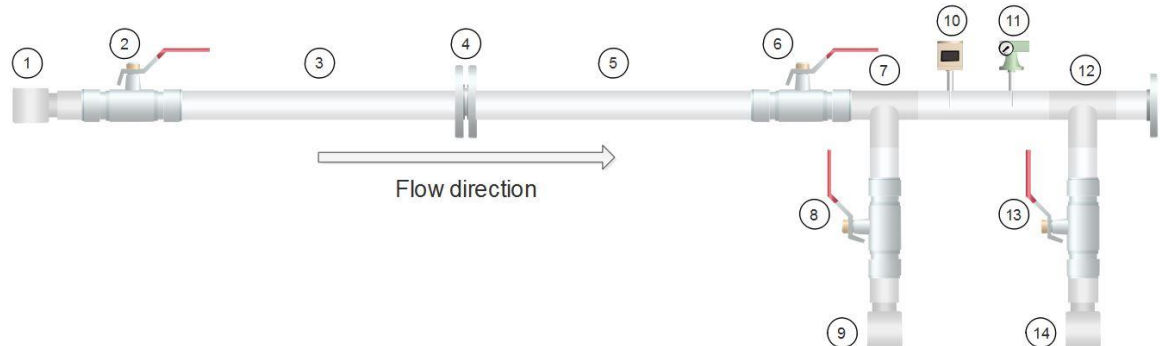
Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

3.2.8. Generadores principales.

Este sistema cuenta con medición de caudal, presión y temperatura antes de que el gas natural sea consumido por los motores para la generación eléctrica. El caudal es medido por medio de una placa-orificio, donde las tomas de presión son llevadas a un transmisor-indicador de presión diferencial (PDIT). También permite observar la medición de presión y temperatura por medio de dos transmisores y un manómetro de campo.

La figura 31 indica el sentido de flujo del gas natural, entrando por el codo 1 (proveniente de la flauta de distribución), pasando por la medición de caudal, presión y temperatura, para luego seguir por los codos número 9 y 14 hacia el generador 04 y 05, respectivamente.

Figura 31. Sistema de medición de Generadores principales, vista superior



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Tabla 15. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Generadores principales

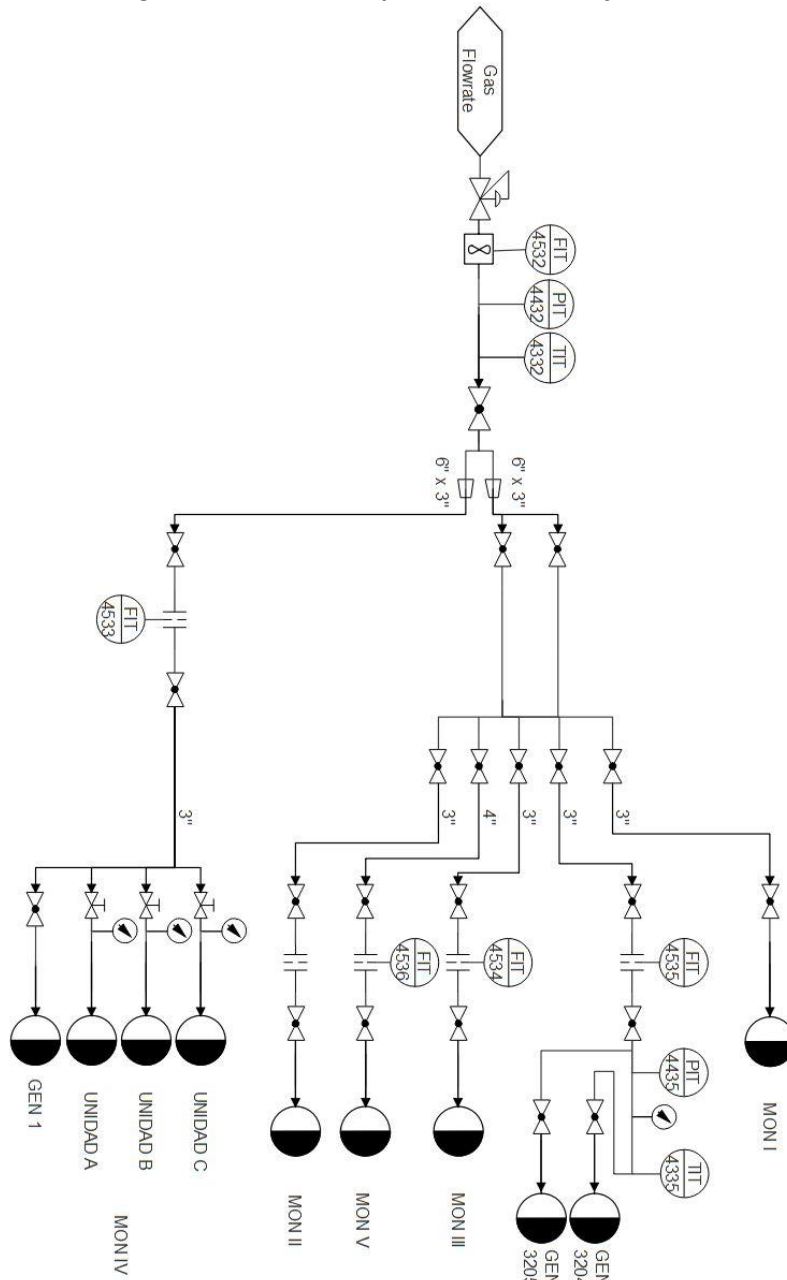
Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-
2	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
3	Carrete de tubo	3	0,80
4	Placa de orificio montada en bridas	3	0,15
5	Carrete de tubo	3	0,80
6	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
7	Tee soldada, con dos acoples bridados	3	-
8	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
9	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-
10	Transmisor e indicador de temperatura	3	-
11	Transmisor e indicador de presión manométrica	3	-
12	Tee soldada, con acople de brida y brida ciega	3	-
13	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
14	Codo a 90° soldado, con acople a brida	3	-

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

3.2.9. Sistema general de gas natural actual.

En la figura 32, se observa el sistema general de distribución de gas natural de la planta Monterrey, en el cual se analiza que no hay medición de caudal en la sala máquina Mon I y II, y tampoco de presión en las sala máquinas de Mon II y Mon V.

Figura 32. Sistema de gas natural de la planta Monterrey



Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

3.3. MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

El sistema de gas natural está compuesto básicamente por un City Gate, la línea de tubería y la instrumentación del sistema.

1.1.1 City Gate

Debido a que en esta estación reguladora se hace proceso de medición transferencia de custodia de gas natural, el mantenimiento que se realiza de manera preventiva tiene una periodicidad de revisión cada 6 meses. En este mantenimiento se realiza una revisión a toda los ductos del City Gate; revisión de válvulas de cierre, válvulas reguladoras y de seguridad; calderas; bypass; cromatógrafo en línea; instrumentación, donde se calibran medidores de flujo, transmisores de presión y temperatura.

1.1.2 Tubería

En cuanto al sistema de tubería, el mantenimiento de esta es únicamente al sistema de válvulas que se encuentran en la distribución de la tubería, donde, se realizan inspecciones en los sellos y ajuste en los acoples bridados. Estas revisiones se realizan con una periodicidad de 18 meses, sin embargo, en caso de una detección de fuga de gas, se realiza un mantenimiento correctivo.

1.1.3 Instrumentación

El mantenimiento y calibración de la instrumentación, referente a transmisores de presión y temperatura, manómetros y termómetros, se realiza por medio de mantenimiento preventivo que se realiza cada 10 meses. Este mantenimiento incluye la revisión de las partes electrónicas del transmisor y fuente de alimentación. A su vez se realizan pruebas de lazo para verificar las señales de campo con las que llegan al cuarto de control. Sin embargo, el mantenimiento de estos equipos se ha ido omitiendo debido al recorte de personal en la industria y ajuste en los costos de mantenimiento.

4. ESTABLECER LA INSTRUMENTACIÓN NECESARIA PARA LA MEDICIÓN DE PRESIÓN Y CAUDAL DE GAS NATURAL

Luego de conocer la operación de la planta, se concluye que hay una relación directa al momento de operar entre el sistema de bombeo de crudo y el de gas natural, dado que el suministro de gas natural depende de la operación del bombeo de crudo. La descripción de cada zona de la red de gas natural, ubicadas justo antes de entrar a la sala máquina, permite evaluar los requerimientos para instalar dispositivos de medición. Este capítulo describe el proceso que se llevó a cabo para establecer la instrumentación necesaria para la medición de presión y caudal de gas natural.

En primera instancia se definió, según el estado del sistema de tuberías en cada una de las sala máquinas, la ubicación de los instrumentos de medición. Siguiendo los lineamientos del manual práctico de medición de caudal industrial de ABB, se estableció la instrumentación para medir caudal y presión, además por medio requerimientos del cliente se analizaron algunos parámetros como el costo de la instrumentación. Por último, se dan algunas recomendaciones de instalación y mantenimiento de los equipos seleccionados.

4.1. UBICACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN

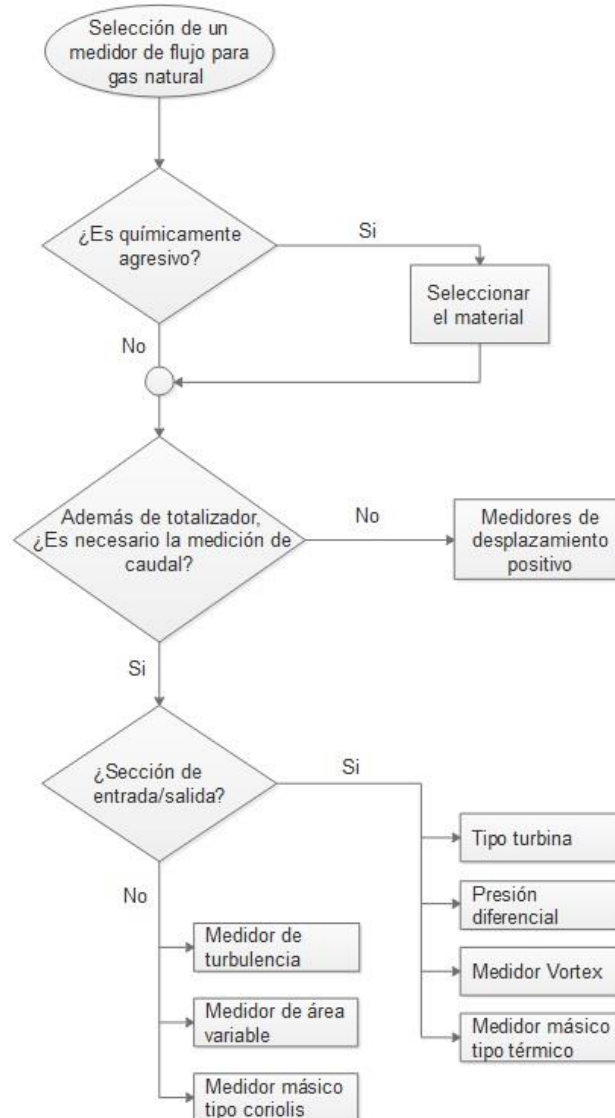
Según el plano general del sistema de gas natural, se determinó que se requiere un medidor de caudal para gas natural de proceso para la sala máquina de Monterrey I y un transmisor de presión diferencial de medición de caudal para Monterrey II. Además, debido a las fallas que se presentan por ignición en Monterrey II y V, se debe instalar instrumentos para la medición de presión en cada una de las sala máquinas con el fin de validar la presión a la cual llega el gas natural a los motores que operan en esas sala máquinas.

4.2. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE CAUDAL

Para la selección del medidor de caudal para gas natural de proceso, se siguió uno de los pasos del manual práctico de medición de caudal industrial de ABB, además se planteó una matriz QFD para establecer el medidor más conveniente.

Según el flujograma para la selección de instrumentación que se muestra en la figura 33, los medidores convenientes para medición de caudal de gas natural de proceso son los de tipo turbina, presión diferencial, tipo Vortex y térmico. Esta pre-selección dio como resultado las posibilidades de medidores que posteriormente se evaluaron en la matriz QFD.

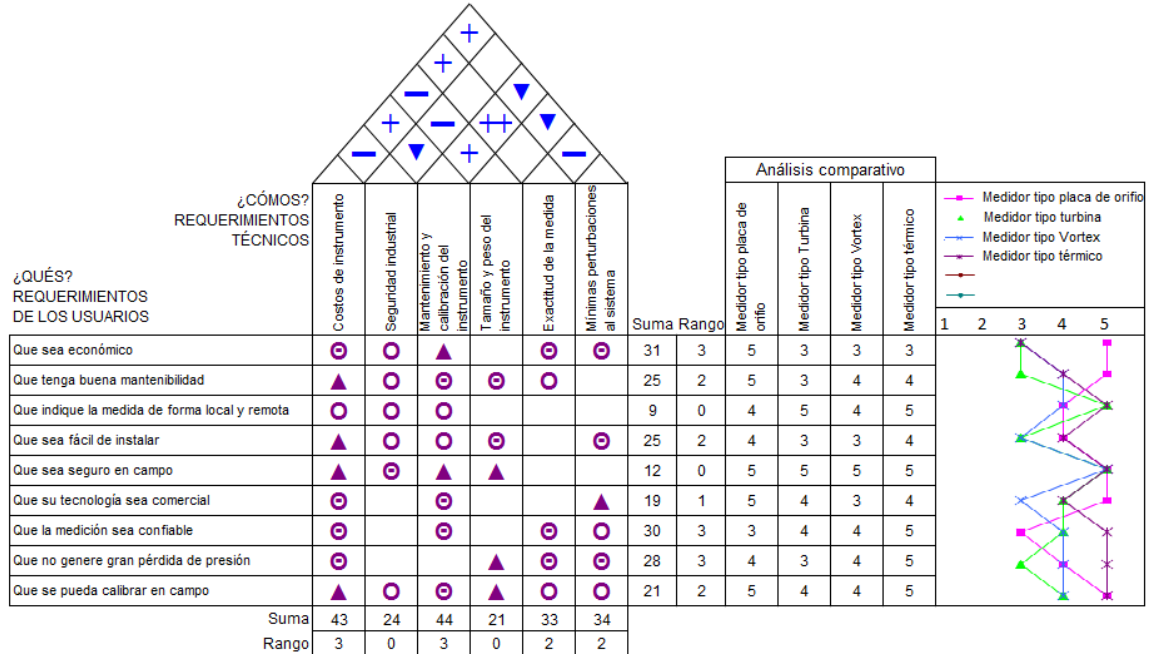
Figura 33. Selección de un medidor de caudal para gas



Fuente. Manual práctico de medición de caudal industrial de ABB

Teniendo en cuenta la primera etapa de selección, posteriormente, se hizo un filtro por medio de una matriz QFD (Ver imagen 34), en donde se analizan los requerimientos del cliente basados en entrevistas informales que se realizaron durante la pasantía al personal técnico y operativo de la planta Monterrey; y las tecnologías de medición anteriormente pre-seleccionadas.

Figura 34. Matriz QFD para medición de caudal de gas natural de proceso



Fuente. Autor

Figura 35. Convenciones de la matriz QFD

Convenciones		
⊙	Relación fuerte	9
○	Relación moderada	3
▲	Relación débil	1
++	Fuerte correlación positiva	
+	Correlación positiva	
-	Correlación negativa	
▼	Fuerte correlación negativa	

Fuente. Autor

Resolviendo la matriz QFD, se determinó que la mejor opción para medir caudal de gas natural es de tipo térmico; la facilidad de instalación, la confiabilidad de su medición y su mantenibilidad son parámetros que marcan la diferencia frente a su competencia, además que no generan pérdida de presión en la red de la tubería, lo que es favorable debido a las bajas presiones que se manejan en el sistema. Sin embargo, el costo de adquisición es un poco mayor frente a su principal competencia, la placa de orificio; pero ello se compensa con el bajo costo de

instalación, ya que en el caso de la placa de orificio es un poco mayor debido a la complejidad de la instalación.

Considerando los parámetros planteados en el capítulo segundo que se deben tener en cuenta para la selección de un medidor de caudal; en la tabla 16 se presentan las variables propias del proceso, es decir, a las que debe estar calibrado el medidor del flujo.

Tabla 16. Varibales del proceso para selección y operación del instrumento

PARÁMETRO	VALOR APROX.	UNIDADES
Tipo de fluido	Gas natural de proceso	N/A
Tipo de medición	Para proceso	N/A
Tipo de rata de flujo	Intermitente	N/A
Presión de trabajo	0 – 70	PSI
Temperatura de trabajo	70 – 90	°F
Rango de caudal	0 – 53	MSCF/h
Gravedad específica	0,68	Adimensional
Poder calorífico	1126	KJ

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

La tabla 17 muestra los parámetros con los que debe contar el medidor de flujo tipo térmico; el tipo de comunicación que se selecciono es por medio de cableado electrónico, puesto que la comunicación inalámbrica no es necesaria por las condiciones de distancia dentro de planta, además la cercanía de la zona donde se instalaría el medidor tiene facilidad de acceso a una RTU¹¹ a menos de 5 metros; la seguridad del dispositivo de medición y transmisión de datos, es un parámetro que aunque la mayoría de instrumentos en el mercado cuenta con sistema a prueba de explosión, es importante tenerlo en cuenta.

Tabla 17. Párametros de adicionales del medidor de flujo

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Tipo de indicación	Local (en campo) y remota (en cuarto de control)
Tipo de comunicación	Protocolo HART con señal de salida electrónica de 4 – 20 mA
Condiciones de seguridad	Protección para ambientes corrosivos y con sistema a prueba de explosión

Fuente. Autor

¹¹ Unidad terminal remota: sitio donde se procesan las señales provenientes de distintos dispositivos para luego ser enviadas por un canal a un sistema central SCADA.

Considerando los anteriores parámetros del proceso de medición para la selección del medidor de caudal, donde se define que la mejor opción es un medidor de caudal másico por dispersión térmica, se hace la siguiente descripción general de aspectos como la instalación, el mantenimiento y calibración del mismo.

4.2.1. Medidor másico por dispersión térmica.

Se elige este medidor para la medición de gas natural de proceso para la sala máquina Monterrey I, ya que presentan una precisión y exactitud favorable frente a los demás, esto se debe a que no requieren compensación por temperatura ni presión, esto garantiza la fiabilidad de la medida del consumo de gas en la sala máquina. Además, como ya fue mencionado no presentan partes móviles, esto evita que se genere pérdida de presión en la tubería. También los actuales fabricantes han demostrado que, debido a su robustez y su fabricación en materiales de calidad, son muy seguros en campo y resistentes a los ambientes corrosivos. En general, los medidores de dispersión térmica pueden obtener el siguiente desempeño:

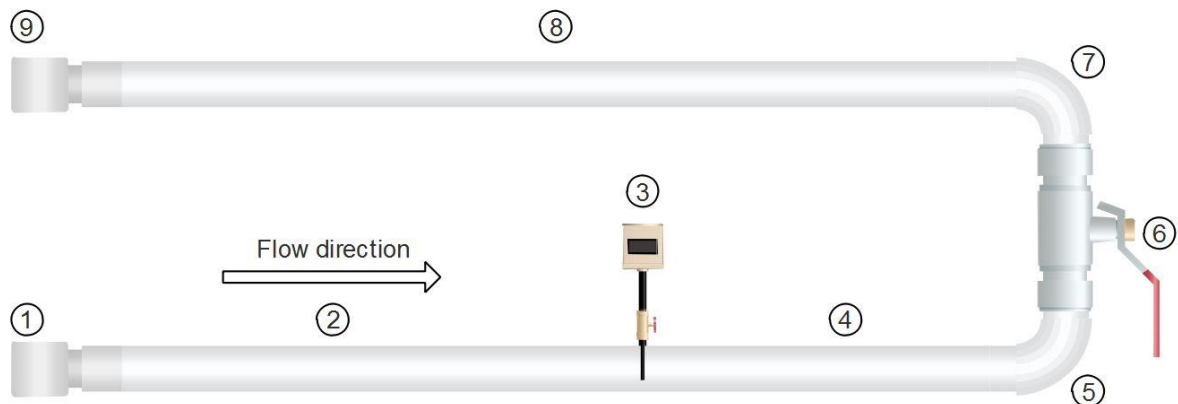
Tabla 18. Características técnicas de operación del medidor de flujo tipo térmico

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Rango de presión	-7 a 290 psig
Rango de temperatura	-40 a 266 °F
Exactitud de la medida	±1%
Repetibilidad	±0,5%
Tiempo de respuesta	1 a 5 segundos
Señal de salida	4 – 20 mA
Fuente de voltaje	15 a 60 VDC

Fuente. Autor

4.2.1.1. Instalación del medidor. La instalación de estos medidores, tiene que ver con el arreglo de accesorios de tubería que estén en la zona de instalación. En el caso de Monterrey I, el medidor debe ser instalado teniendo en cuenta como mínimo una longitud de 15 veces el diámetro de la tubería aguas arriba del mismo y 5 veces el diámetro de tubería aguas abajo.

Figura 36. Sección de tubería de gas natural de Mon I, vista superior



Fuente. Autor

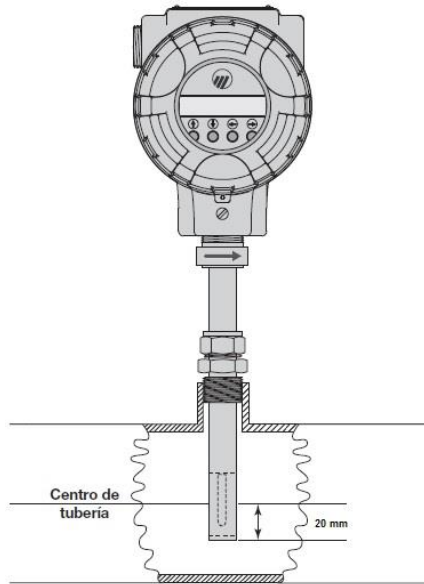
Tabla 19. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon I

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-
2	Tubería aguas arriba del medidor de caudal	3	1,60
3	Medidor de caudal de dispersión térmica, montado sobre un sockolet y un registro de bola	3	-
4	Tubería aguas abajo del medidor de caudal	3	0,60
5	Codo a 90° soldado con acople bridado	3	-
6	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
7	Codo a 90° soldado con acople bridado	3	-
8	Carrete de tubo	3	2,20
9	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-

Fuente. Autor

Se seleccionó el medidor de caudal por dispersión térmica ya que facilita el acople directo a la tubería; debe ser montado sobre la tubería, partiendo de un acople sockolet seguido de un registro de bola, esto para cuestiones de seguridad y facilitar el mantenimiento. Debe instalarse de manera que la sonda (Figura 37) llegue más abajo de la mitad del diámetro de la tubería, aproximadamente $\frac{3}{4}$ del diámetro.

Figura 37. Montaje sobre tubería de un medidor de flujo de dispersión térmica



Fuente: Magnetrol

Todos los instrumentos de medición tienen las conexiones para el cableado de señal y energía; la primer conexión, son las señales de salida del instrumento (4 – 20 mA) llevadas a una RTU y posteriormente a un cuarto de control; la segunda, es el cableado para alimentar el instrumento por medio de energía eléctrica.

4.2.1.2. Mantenimiento y calibración del medidor. El mantenimiento de los equipos de instrumentación es generalmente preventivo, la periodicidad con la que se lleva a cabo la establece el fabricante de acuerdo a la aplicación, la tecnología y las condiciones ambientales donde se encuentre el instrumento. En los medidores de caudal másico tipo térmico, es común que en el mantenimiento se inspeccione la sonda de medición (en contacto con el fluido), esta puede ser reemplazada sin ningún inconveniente. También debe realizarse una inspección en la parte electrónica y eléctrica del transmisor del medidor, ya que puede presentarse fallas por comunicación o por potencia del instrumento.

Respecto a su calibración, en general, los instrumentos de medición vienen calibrados inicialmente de fábrica para medir caudal según las especificaciones del fluido previamente analizadas. La ficha de mantenimiento, generalmente incluye en sus tareas calibrar el equipo, esto se hace por medio de un protocolo llamado HART¹², el cual es un protocolo abierto que se emplea para configurar y supervisar la información del instrumento de medición en campo; en los medidores

¹² Highway addressable remote transducer

de caudal por dispersión térmica, se busca por medio del instrumento de calibración, simular una temperatura patrón al medidor.

4.3. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN PARA MEDICIÓN DE PRESIÓN

La selección de la instrumentación para medición de presión es menos compleja que para caudal, esto se debe a que el principio de funcionamiento de los medidores es más estándar y común para todos. Los dispositivos están en capacidad de medir cualquier tipo de fluido (gas, vapor, líquido), ya sea con partículas en suspensión o no, además son sensibles a las variaciones de temperatura, viscosidad, etc.

En la selección, se debe tener en cuenta principalmente dos parámetros; el tipo de presión que se desea medir y si se requiere que la medida sea de indicación local o remota. Como ya se mencionó anteriormente que se requiere lectura de presión en Monterrey II y V, y un transmisor de presión diferencial para la placa de orificio de Monterrey II.

Para medir la presión de las gas natural en las salas máquinas de Monterrey II y V, lo primordial es que la medición sea de indicación local y remota, además debe medir presión manométrica; entonces, el hecho de ser una indicación remota, obliga a emplear transmisores de presión. Adicional a esto, los transmisores tienen particularidades y características técnicas propias de cada fabricante. La tabla 20 muestra que deben tener los transmisores de presión para el caso.

Tabla 20. Condiciones técnicas del transmisor de presión

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
Tipo de transmisor	Presión manométrica	psig
Tipo de fluido	Gas natural de proceso	-
Rango de presión de trabajo	0 – 70 psig	psig
Rango de temperatura	70 – 90	°F
Temperatura ambiente	60 – 95	°F
Señal de comunicación	Electrónica con salida 4 – 20 mA	mA
Tipo de protocolo de calibración	HART	-
Tipo de protección	IP 65, a prueba de explosión, conexión a tierra	-
Tipo de lectura	Local y remota	-
Requerimiento de manifold	Si	-

Fuente: Autor

La mayoría de fabricantes de transmisores de presión ofrecen una gran variedad de instrumentos de esta clase, teniendo en cuenta todos los parámetros

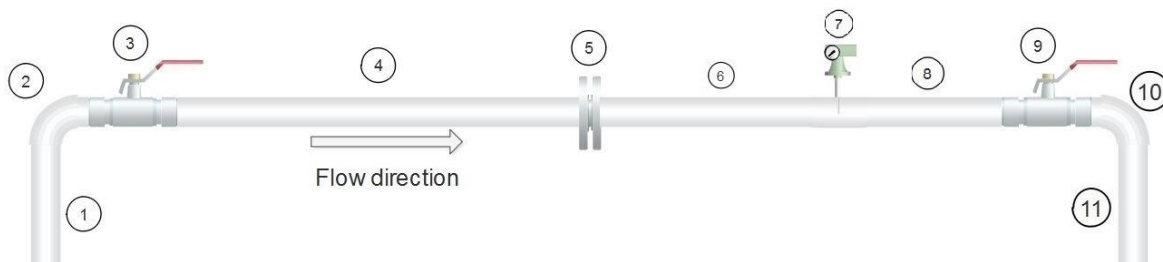
mencionados y para casi todos los tipos de fluidos y condiciones del proceso; además la mayoría cuentan con certificaciones de calidad de medición, en donde se hace énfasis en la exactitud, precisión y rangeabilidad. Por esta razón, la elección de la instrumentación de presión para un proceso influye más el costo, la mantenibilidad y durabilidad del equipo.

4.3.1. Transmisor de presión

4.3.1.1. Instalación de un medidor del transmisor de presión. A diferencia de los medidores de flujo, algunos muy complejos para instalar debido a que deben montados sobre bridas donde se requieren cortes y juntas de soldadura para su ajuste; los transmisores de presión no tienen este inconveniente, pues son montados sobre niples que se juntan por medio de soldadura a la tubería.

La zona que permite instalar el transmisor de presión para Monterrey V (Figura 38), se dispone de espacio entre la placa de orificio (N. 5 en la figura 38) y la válvula de bola manual (N. 9 en la figura 39). Se asentaría en esta sección de la línea debido a que la placa orificio genera pérdida de presión en el gas y por tanto sobre la línea; entonces, instalando el instrumento después de la placa de orificio se garantizaría mayor exactitud en la medida.

Figura 38. Medición de caudal de Mon V, vista lateral



Fuente. Autor

Tabla 21. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon V

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
--------	-------------	---------------	--------------

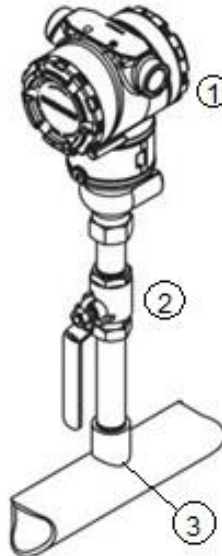
1	Tubo proveniente de flauta de distribución	4	-
2	Codo a 90° soldado, con acople a brida	4	-
3	Válvula de bola operada manualmente, bridada	4	0,30
4	Carrete de tubo	4	3,20
5	Placa de oricio montada en bridas	4	0,15
6	Tubería aguas arriba del transmisor de presión	4	1,80
7	Transmisor indicador de presión	4	-
8	Tubería aguas abajo del transmisor de presión	4	1
9	Válvula de bola operada manualmente, bridada	4	0,30
10	Codo a 90° soldado, con acople a brida	4	-
11	Tubo hacia unidades de “Casa máquina V”	4	-

Fuente. Autor

Una condición más para el montaje es la forma como va instalado; la figura 39 muestra un montaje típico para gas de un transmisor de presión. Se observa que sobre la línea de tubería se junta por medio de soldadura un niple, en su mayoría de tipo weldolet o sockolet; seguido por una sección corta de tubería de diámetro según el transmisor; luego, por razones de seguridad y mantenimiento se instala una válvula manual de cierre total; y por último, el transmisor de presión energizado por medio de cables desde una RTU.

Este tipo de montaje puede ser utilizado en sectores donde la vibración sea mínima; en casos donde las vibraciones son muy altas, no se recomienda debido al “efecto antena”, en donde se podría presentar una ruptura entre el niple y el tubo debido a las oscilaciones del montaje; y en consecuencia ocasionar un accidente de proceso.

Figura 39. Montaje de un transmisor de presión en línea



Fuente. Emerson Process Management

Tabla 22. Partes del montaje de un transmisor de presión en línea

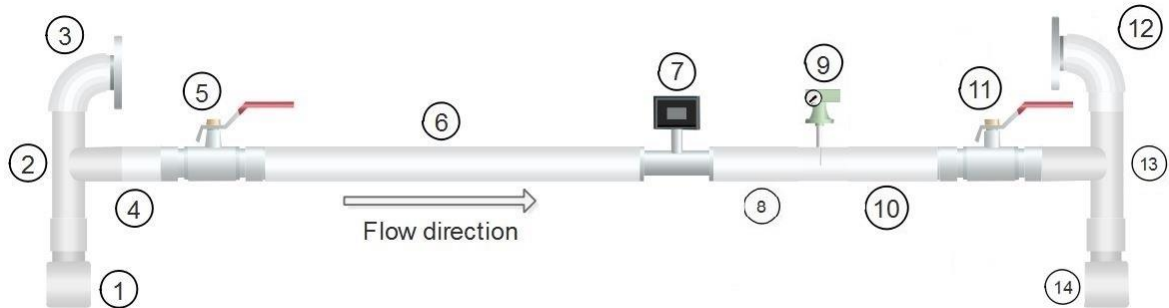
Número de pieza	Descripción
1	Transmisor de presión montado en línea
2	Válvula de bola
3	Acople de tipo Sockolet

Fuente. Autor

La instalación del transmisor de presión en Monterrey V aplica de igual forma para Monterrey II. Adicional al transmisor de presión manométrica, debe ser instalado un transmisor de presión diferencial a la placa con ajuste de orificio (N. 7 en la figura 40) con el fin de convertir la presión en señales electrónicas y de esta manera conocer el caudal de gas que es consumido por los motores de la sala máquina.

Estos transmisores generalmente son montados fuera de la tubería sobre una estructura en metal. La presión generada antes y después de la placa de orificio es conducida mediante tubos en acero inoxidable de $\frac{1}{2}$ " de diámetro al transmisor. La instalación de estos transmisores requiere manifold para garantizar mayor seguridad al proceso y facilitar el mantenimiento y desmontaje del transmisor.

Figura 40. Sección de tubería de gas natural de Mon II, vista superior



Fuente. Autor

Tabla 23. Instrumentación y dimensiones de tuberías, Mon II

Número	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (m)
1	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-
2	Tee soldada en los extremos	3	-
3	Codo a 90° soldado con brida, ciega	3	-
4	Carrete de tubo	3	0,10
5	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
6	Carrete de tubo	3	3,20
7	Medidor de flujo tipo placa orificio, bridado	3	0,40
8	Tubería aguas arriba del transmisor de presión	3	1
9	Transmisor indicador de presión manométrica	3	-
10	Tubería aguas abajo del transmisor de presión	3	0,50
11	Válvula de bola operada manualmente, bridada	3	0,30
12	Codo a 90° soldado, con brida ciega	3	-
13	Tee soldada en los extremos	3	-
14	Codo a 90° soldado en los extremos	3	-

Fuente. Autor

4.3.1.2. Mantenimiento y calibración de los transmisores de presión. Tanto para los transmisores de presión manométrica como los de presión diferencial, el mantenimiento se lleva a cabo de la misma manera, donde se realiza una verificación del estado de los componentes electrónicos del mismo. Dependiendo el proceso y la ubicación del transmisor, la periodicidad con la que se realiza el mantenimiento puede ser entre 3 meses y 12 meses.

En algunos lugares donde el transmisor está expuesto a cambios climáticos fuertes, puede ocurrir la necesidad de atender mantenimiento correctivo; donde una falla muy común es por el exceso de calor en los cables y de esta manera quemándolos; el caso contrario a este es, donde la humedad ataca la parte

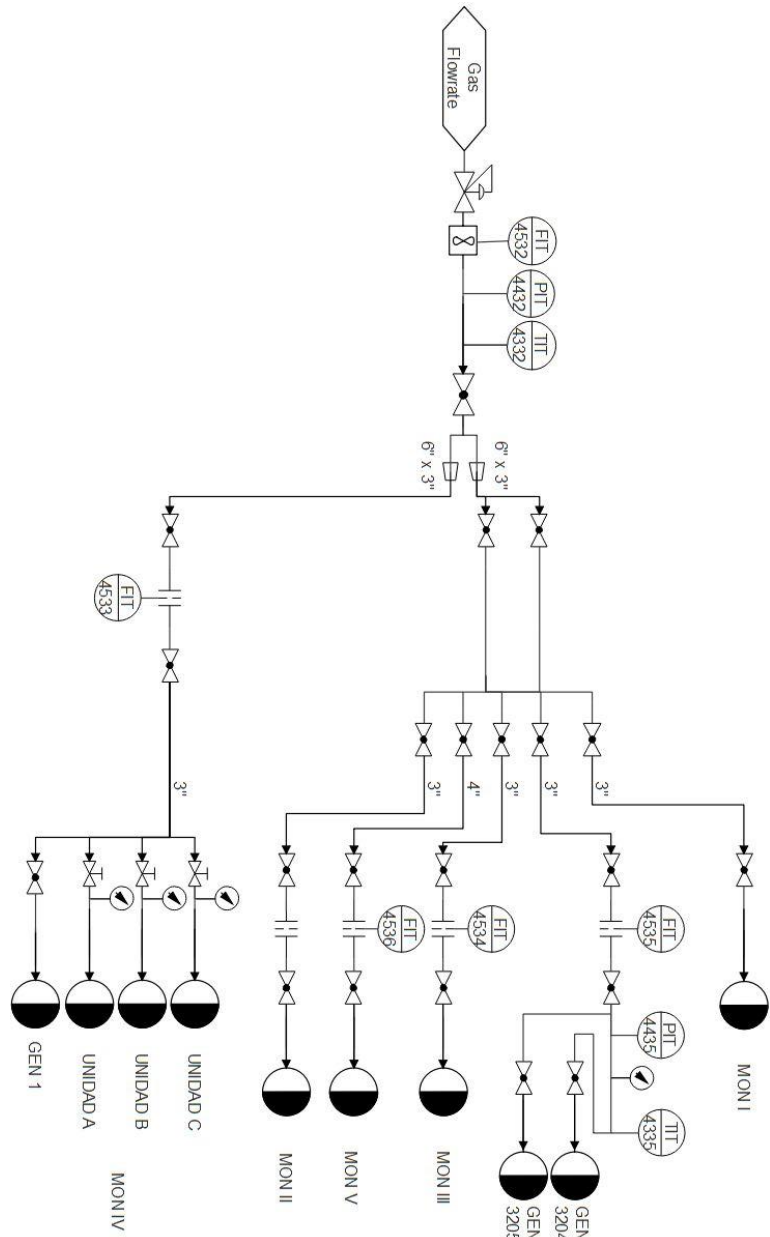
electrónica del transmisor, presentado infiltraciones de agua o vapor en la carcasa del dispositivo.

La ronda de mantenimiento incluye la calibración del instrumento, en donde, por medio del protocolo HART se simula una presión conocida al transmisor. También se realizan pruebas de lazo, que consisten en verificar que la señal indicada en el transmisor sea la misma que llega al cuarto de control. El método de calibración es estipulado por el fabricante junto con las instrucciones del proceso.

4.4. SISTEMA GENERAL DE GAS NATURAL ESPERADO

De acuerdo a la metodología de selección de instrumentación ya mencionada, en la figura 40 se presenta el plano general de medición de presión y gas natural en cada sala máquina. Se observa que frente primer plano general del gas natural, se adicionaron en Monterrey I un medidor y transmisor caudal; en Monterrey II, un transmisor de presión diferencial y un transmisor de presión manométrica; y en Monterrey, un transmisor de presión manométrica.

Figura 41. Sistema general de gas natural



Fuente. Autor

5. IMPACTOS ESPERADOS POR EL PROYECTO EN LA OPERACIÓN DEL BOMBEO DE CRUDO

Con el fin de obtener datos de medida de caudal, para conocer el consumo de gas natural en cada una de las sala máquinas; y de presión, para verificar la presión del gas natural a la que llega a cada sal máquina; se determinó la instrumentación para medir estas dos variables. A partir de esta la medición de estas variables puede lograrse una reducción en el consumo de gas natural y conocer la presión en las sala máquinas Monterrey II y V.

5.1. REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL

Con la medición de caudal de gas natural, se puede lograr una reducción del consumo de este mismo por medio de la determinación del gasto de gas que se requiera para bombear cada barril de crudo; llevando acabo un indicador que calcule el consumo de gas y comparándolo frente a los barriles bombeados por cada sala máquina; seguido a esto, un análisis de este indicador y así obtener la mejor de operar el sistema de bombeo de crudo.

5.1.1. Consumo teórico de gas natural en los motores.

Para empezar, hay que conocer el consumo teórico de gas natural por cada motor, siendo este determinado por cada fabricante. El consumo teórico está establecido según las revoluciones por minuto del motor y la potencia que puede desarrollar a las mismas revoluciones. La tabla 24 muestra el consumo teórico en MBTU/h y se hace la conversión a MSCF con el poder calorífico registrado en la cromatografía del gas natural en el mes de Diciembre de 2016 en la Planta Monterrey.

Tabla 24. Consumo teórico de gas natural por motor

Motor	Rpm	BHP	Consumo MBTU/h	Consumo MSCF	BPH
F3524GSI	1200	922	7,35	6,50	1000
L5794GSI	1200	1531	11,70	10,40	1250
16V275GL	1000	4585	30,10	26,70	3470
F18GSI	1800	437	3,20	2,90	540
G3516 LE	1200	1085	8,00	7,10	N/A
ZBA00517	1200	1085	8,00	7,10	N/A

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

A partir de los valores mostrados en la tabla del consumo teórico de gas natural de cada motor, en la tabla 25 se calcula la cantidad de energía que requiere cada motor para bombear un barril de petróleo crudo. Se presenta en unidades de energía, ya que este valor no depende de poder calorífico del gas natural.

Tabla 25. Energía por barril bombeado

Motor	Energía necesaria para bombear un barril (BTU/Barril)
F3524GSI	5,13
L5794GSI	5,08
16V275GL	6,39
F18GSI	5,28

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Entonces, se observa que el motor que más requiere energía para mover un barril de petróleo es la unidad 16V275GL, mientras que el motor que menos requiere energía es el F18GSI que pertenece a la sala máquina de Monterrey II, sin embargo esto puede ser relativo, porque mientras con una unidad de referencia 15V275GL se bombean 3470 BPH, con las unidades de referencia F3524GSI se necesitarían alrededor de 4 unidades para bombear los 3500 BPH.

5.1.2. Consumo real de gas natural.

El consumo real de gas natural se da manera totalizada, es decir, que es el caudal medido en el City Gate, sin embargo, para establecer el costo de cada BTU/Barril hay que restar el consumo de los generadores. La tabla 26 muestra los valores promedio del año 2016 y para el cálculo en unidades de pies cúbicos estándar se toma como referencia un valor promedio de poder calorífico como resultado de la cromatografía de gases.

Tabla 26. Consumo promedio de gas natural en 2016

Consumo de gas en	Valor
MBTU/Mes	50029
MBTU/Día	1684
MSCFM	52750
MSCFD	1760

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Para reducir el consumo de gas natural lo ideal sería disminuir el valor de MBTU/día; determinando a partir del sistema de medición de caudal, la mejor manera de operar el sistema de bombeo, teniendo en cuenta que la unidad 4470 se encuentra en estado de mantenimiento mayor debido a una falla en la precámara de combustión.

5.1.3. Costo del gas natural

El costo del gas natural lo establece la compañía de TGI de acuerdo al poder calorífico del combustible, es decir, que su costo se establece según la medida de energía; a este costo total debe adicionarse el costo de un técnico de mantenimiento para el sistema de City Gate y tubería de gas natural que se adiciona al costo total del consumo en el mes, que tiene un costo de \$ 1450 USD.

Tabla 27. Costo del gas natural

	Costo en USD	Costo en COP
Costo de 1 MBTU	\$ 16,00	\$ 47.200,00
Costo de transporte/MBTU	\$ 4,60	\$ 13.570,00
Costo de mantenimiento del sistema	\$ 1.450,00	\$ 4.277.500,00
Costo total del gas natural/Mes	\$ 1.042.342,90	\$ 3.074.911.553,43
Costo total del gas natural/Día	\$ 34.744,76	\$ 102.497.051,78
Costo de un BTU/barril	\$ 0,117	\$ 343,95

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Entonces, según la tabla 27, el costo de los 50029 MBTU/Mes de gas natural tiene un valor de \$ 1.042.342,90 USD; para una idealización en pesos colombianos se fijó una TRM de \$ 2.950,00. El alto costo de este combustible, que debido a la cantidad que se consume en la planta requiere una manera de optimizar este gasto. Una manera de optimizar es por medio de la instrumentación de medición de caudal.

5.1.4. Optimización del consumo de gas natural.

La optimización del consumo de gas natural se obtiene mediante la disminución de este mismo sin afectar las metas de bombeo, la seguridad del proceso y la integridad de los equipos; entonces, el proceso consiste en buscar la manera de operar los motores para que el consumo de gas sea reducido. Las metas de bombeo se muestran en la tabla 28; hay que recordar, que el crudo de Apiay y Rubiales es posible bombearlo con las unidades de las sala máquinas Mon I, III y

V; el crudo de Santiago, únicamente con las unidades de Mon II; y descargadero, con las unidades de Mon IV.

A partir de esto, la única manera de disminuir el consumo real es realizar ensayos y tener historiales de las medidas de caudal de gas en las sala máquinas de Monterrey I, III y V. Sin embargo la optimización de este consumo se puede realizar de manera teórica, pero esto no garantiza un buen resultado en la práctica.

Tabla 28. Metas de bombeo

	BPM	BPD
Apiay	7500000	250000
Santiago	600000	20000
Rubiales	480000	16000
Descargadero	360000	12000
TOTAL	8940000	298000

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Para dar una aproximación de la optimización del consumo de gas natural, se planteó a partir del consumo teórico de los motores, una manera de operar sin afectar las metas de bombeo.

Sin afectar las metas de bombeo, la optimización del consumo consiste en operar el sistema bajo las siguientes tres condiciones:

- Utilizar 4 unidades Waukesha F3524GSI a 1000 BPH durante 24 horas aprox.; operar 3 unidades Waukesha L5794GSI a 1250 BPH durante 24 horas aprox.; operar la unidad Waukesha 16V275GL a 3470 BPH durante 24 horas aprox. Esta primera condición garantiza el bombeo de 266000 BPD, provenientes de los campo Apiay y Rubiales, los cuales serían bombeados por las salas máquinas Mon I, III y V.
- Operar dos unidades F18GSI a 540 BPH durante 18 horas aprox., se plantean dos de las tres unidades de la sala máquina Monterrey II para bombear el crudo de Santiago. Se opera el sistema con dos unidades, dejando disponible un motor.
- Por último, para evacuar el crudo que llega en carro tanques y que sale por Monterrey IV, se operaría con dos unidades bombeando a 1250 BPH durante 5 horas aprox., de esta manera se garantizaría la evacuación de 12000 barriles.

La tabla 29 muestra el consumo de gas natural, se observa que de esta manera se optimizaría el consumo total de MBTU/Diario respecto al consumo que se presenta en la tabla 26.

Tabla 29. Optimización del gas natural

Motor	En línea	Total BPH	Horas de trabajo	Total BPD	MBTU/ Mes	MBTU/ Diario
F3524GSI	4	4000	23,7	266000	14764	492
L5794GSI (A y R)	3	3750			13727	458
16V275GL	1	3470			15972	532
F18GSI	2	1080	18,52	20000	3168	106
L5794GSI (D)	2	2500	4,80	12000	1830	61
Total		14800	-	298000	49461	1649

Fuente. Autor

La tabla 30 calcula el nuevo consumo energético de gas natural basándose en la optimización realizada en la tabla 29. El costo del mantenimiento es el mismo, pero con la optimización de la operación del bombeo, el costo del gas natural en el mes sería de \$ 1.020.342,06, sin contar con el consumo que puedan tener los generadores.

Tabla 30. Costo del gas natural optimizado

	Costo en USD	Costo en COP
Costo de 1 MBTU	\$ 16,00	\$ 47.200,00
Costo de transporte/MBTU	\$ 4,60	\$ 13.570,00
Costo de mantenimiento del sistema	\$ 1.450,00	\$ 4.277.500,00
Costo total del gas natural/Mes	\$ 1.020.342,06	\$ 3.010.009.076,15
Costo total del gas natural/Día	\$ 34.011,40	\$ 100.333.635,87
Costo de un BTU/barril	\$ 0,114	\$ 336,69

Fuente. Autor

Tomando el valor energético que normalmente es consumido y el valor energético producto del ejemplo de la optimización, la diferencia en ambos casos es de 35 MBTU/día, que parecen insignificantes, pero realizando esta optimización mensual se podría alcanzar un ahorro de 1068 MBTU/mensuales, que representan un costo de \$ 23.450,84 USD aprox., siendo esta cifra realmente significativa y aún más en COP.

Tabla 31. Optimización del gas natural respecto al costo

	Costo en USD	Costo en COP
Diferencia de energía en MBTU	1068,00	
Diferencia en costo mensual	\$ 0,002	\$ 7,26
Costo del ahorro diario	\$ 781,69	\$ 2.305.999
Costo del ahorro mensual	\$ 23.450,84	\$ 69.179.977

Fuente. Autor

Este ejemplo de optimización es resultado de un análisis teórico del consumo de gas natural de los motores, sin embargo no garantiza que en la práctica resulte de igual. En la práctica, influyen factores que afectan el rendimiento del motor, y por tanto obligan a este a consumir más combustible; el clima, las condiciones del crudo, el estado del motor y la presión en el oleoducto son variables que pueden afectar la optimización del consumo de gas.

Por esta razón, es necesario que el sistema de gas natural esté debidamente instrumentado con el objetivo de buscar en todo momento, la mejor manera de operar los motores, utilizando el menor consumo de gas sin sacrificar las metas de bombeo, la seguridad del personal y la mantenibilidad de los equipos.

5.2. MONITOREO DE LA PRESIÓN EN LOS MOTORES DE LAS SALA MÁQUINAS MONTERREY II Y V.

5.2.1. Verificación de la presión del gas natural a los motores.

Mediante la medición de la presión del gas natural, se conoce el estado en llega a cada sala máquina; de esta manera se verifica la presión real con la recomendada por el fabricante del motor; en caso de no ser la presión sugerida para el buen funcionamiento de los motores, puede ser la causa al daño en una precámara de combustión en el motor 4470 y el problema de ignición que presenta el motor 4470 y 4480; y en los motores de Monterrey II, las unidades A, B, C, que presentan constante detonación durante su funcionamiento.

Se mencionaba anteriormente, que la estación de bombeo no cuenta con la disponibilidad de la unidad 4470 debido a una falla en una de las precámaras de combustión. El costo de una precámara es relativamente bajo, sin embargo, las afectaciones mayores que pudo tener el motor debido a, que la pieza mecánica se rompió y las partes fueron conducidas hacia las cámaras de combustión, puede incrementar el costo del mantenimiento. El manejo indebido en la operación ha sido una de las causas de la parada de esta máquina, entonces con la lectura de la presión real del gas natural a la que llega a la sala máquina, puede ser una

causa, en tal caso que fuese la presión correcta se descartaría la posibilidad de instalar una válvula reguladora de presión.

A la vez, en la optimización del bombeo, mencionada anteriormente, de contar con la disponibilidad de un motor de estas especificaciones para lograr bombear crudo con menor combustible frente a otros motores; este hecho demuestra que el costo de tener esta máquina sin disponibilidad, afecta los costos de mantenimiento y de operación.

Respecto a Monterrey II sucede que, los motores presentan detonación en la combustión, una posible causa es que la presión del gas sea muy alta. La instalación de la instrumentación descartaría esta causa o sería el inicio para implementar una válvula reguladora de presión justo antes de la llegada del gas a la sala máquina. Es importante que esta sala máquina cuente con la disponibilidad de los tres motores, pues una falla en algún motor pondría en riesgo la operación.

La instalación de transmisores que, aunque no garantiza que la presión sea la solicitada por cada motor, es el primer paso para un futuro estudio de válvulas reguladoras de presión; pero para esto es necesario primero conocer la presión que llega a cada sala máquina y de esta manera seleccionar las sala maquinas que requieren este tipo de válvulas. La selección de estas válvulas es un poco más compleja, donde parámetros como el tipo de control, el tipo de unión, el costo, entre otros, y el más importante, que la válvula garantice una presión sin sacrificar el caudal de gas. Por esta razón es recomendable inicialmente la instalación de transmisores de presión.

5.3. SEGURIDAD EN EL PROCESO

Además de verificar la presión de llegada a cada motor, es importante contar con seguridad en cada proceso que se lleve a cabo en la planta. Por medio de los transmisores se conoce la presión de la línea de tubería, un factor muy importante en la seguridad del proceso y en el personal que labora allí.

El manejo de cualquier tipo de gas requiere de cuidado, el personal debe estar capacitado para el manejo de este, y aunque, el personal de la planta no tiene mayor contacto con el sistema de gas natural; en los mantenimientos de los motores, el personal recurre al manejo de válvulas en el sistema de gas natural; que llevado a cabo un manejo indebido y una presión alta en la línea, podría afectar la integridad humana y de los equipos. Por esta razón también se consideraría necesaria la instalación de estos instrumentos.

6. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

La determinación de la instrumentación es el primer paso para la optimización del consumo de gas natural, mediante dispositivos de medición, se logra obtener un registro en tiempo real del caudal y la presión del gas natural en puntos específicos de una línea tubería. El costo de la implementación puede ser en primera instancia relativamente costoso, pero por medio de estos se optimiza un proceso y se aumentan las ganancias. Teniendo en cuenta el costo de la pasantía, el siguiente capítulo muestra el costo aproximado de la implementación del proyecto.

6.1. COSTO DEL PROYECTO

La implementación de este proyecto abarca una serie de costos; los recursos humanos, recursos físicos y el costo de la instrumentación. Los costos presentados a continuación, son tomados como referencia de Ecopetrol durante el tiempo de pasantía.

6.1.1. Costo del recurso humano.

El costo del recurso humano, está dado por el costo de sostenimiento mensual del pasante y el personal que se requiere para la implementación del proyecto. La tabla 32 muestra los gastos que conlleva el pasante en la empresa.

Tabla 32. Costo del pasante en la empresa

Concepto de	Costo para la empresa (COP)
Cuota de sostenimiento	\$ 960.000,00
Aporte salud	\$ 120.000,00
Aporte ARP	\$ 143.400,00
Transporte	\$ 360.000,00
Total cuota mensual	\$ 1.583.400,00

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

Sumado a esto, el costo del personal técnico y operativo que se requiere en la implementación del proyecto, además el acompañamiento de un técnico instrumentista que se requirió durante el desarrollo de la pasantía. El costo de los honorarios del personal se muestra en la tabla 33.

Tabla 33. Costo de recurso humano

Recurso humano	Valor hora RR HH	Número de horas	Costo
Técnico instrumentista	\$ 24.375,00	86	\$2.096.250,00
Ayudante instrumentista	\$ 13.333,33	76	\$1.013.333,33
Soldador	\$ 15.555,56	6	\$ 93.333,33
Operador de campo	\$ 17.777,78	5	\$ 88.888,89
Supervisor de consola	\$ 23.333,33	5	\$ 116.666,67
TOTAL			\$3.408.472,22

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

6.1.2. Costo de recursos físicos.

El desarrollo de la pasantía lleva consigo el uso de recursos físicos que, a la vez, fueron necesarios para la estructuración del proyecto, los cuales tienen un costo para la empresa y se muestran en la tabla 34.

Tabla 34. Costo de los recursos físicos

Recurso	Costo durante la pasantía (COP)
Equipo de computo	\$ 700.000,00
Muebles y enceres	\$ 250.000,00
Dotación industrial	\$ 1.000.000,00
Servicios públicos	\$ 60.000,00
Papelería	\$ 20.000,00
Total	\$ 2.030.000,00

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

6.1.3. Costo de instrumentación y accesorios.

Para la implementación del proyecto se requiere la instrumentación ya seleccionada y sus respectivos accesorios para el montaje. El costo aproximado de cada instrumento junto con el total del costo de los accesorios para el montaje se representa en la tabla 35.

Tabla 35. Costo de la instrumentación

Instrumentación	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)	Costo total (COP)
Medidor de caudal tipo térmico	1	\$ 13.000,00	\$ 13.000,00	\$ 35.400.000,00
Transmisor de presión diferencial	1	\$ 3.000,00	\$ 3.000,00	\$ 8.850.000,00
Transmisor de presión	2	\$ 3.000,00	\$ 6.000,00	\$ 17.700.000,00

Tabla 35. (Continuación)

Instrumentación	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)	Costo total (COP)
Accesorios para la instalación	1	\$ 900,00	\$ 900,00	\$ 2.655.000,00
Total			\$ 21.900,00	\$ 64.605.000,00

Fuente. Planta Monterrey Ecopetrol

6.1.4. Insonorización del cuarto de control.

La implementación del proyecto conlleva a la instalación de paneles para insonorizar el cuarto de control; esto se sugiere debido a que la operación del bombeo se realizara por medio de las unidades de Monterrey I, lo cual afecta al cuarto de control que debido a la cercanía se aumentaría el ruido y de esta manera podría afectarse la salud de los operadores.

Tabla 36: Costo de insonorización

Insonorización	Costo por m^2	Cantidad de m^2	Costo total
Refuerzo en muro con relleno acústico	\$ 220.000,00	74	\$ 16.280.000,00
Ventana	-	1	\$ 800.000,00
Puerta	-		\$ 4.620.000,00
Total			\$ 21.700.000,00

Fuente: Autor

6.1.5. Costo total.

El costo total de los recursos utilizados durante la pasantía para la determinación e implementación de la instrumentación de caudal y presión se muestran en la tabla 36.

Tabla 37. Costo total de la determinación e implementación de la instrumentación de caudal y presión

Concepto de	Costo Total (COP)
Recurso humano	\$ 12.908.872,22
Recursos físicos	\$ 2.030.000,00
Instrumentación	\$ 64.605.000,00
Insonorización	
Total	\$ 101.243.872,22

Fuente. Autor

Según el costo total del proyecto y la optimización que se lograría por medio de este, se recuperaría la inversión en dos meses dando rentabilidad positiva al proyecto.

6.1.6. Recuperación de la inversión.

A partir de la optimización del consumo de gas natural y el costo que conlleva la implementación del proyecto se espera que la inversión se recupere en dos meses, ya que se espera que con la optimización en teoría represente un ahorro de \$ 101.243.872,22.

Además se realizó un indicador de rentabilidad o beneficio / costo, donde se tomó el valor del ahorro anual de la optimización del consumo de gas natural con respecto al valor del costo total de la implementación del proyecto.

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{\$ 830.159.724,00}{\$ 101.243.872,22} = 8,19$$

De esta manera se demuestra que el proyecto conlleva a obtener resultados positivos y de beneficios económicos para la empresa.

7. IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL DEL PROYECTO

Este capítulo pretende mostrar el impacto social y ambiental del proyecto, inicialmente de la determinación de la instrumentación para medición de caudal y presión con el fin de lograr una optimización del consumo de gas natural.

7.1. IMPACTO SOCIAL

La determinación de la instrumentación para medición de caudal y presión, como primera etapa del proyecto; seguido por la implementación para lograr una optimización del consumo de gas natural, genera un cambio en la actitud del personal operativo y de mantenimiento.

En primer lugar, el personal operativo está acostumbrado a operar el sistema de bombeo sin tener en cuenta el consumo de gas de cada sala máquina, es decir, que operan las máquinas según la experiencia que han ido adquiriendo durante su vida laboral. En segundo lugar, el personal de mantenimiento tendrá que laborar en un sistema secundario más, el de gas natural; esto generara mayor carga laboral en el personal, lo cual no será de agrado para el mismo.

Generalmente el choque que se presenta por el desarrollo de nuevos proyectos con respecto a la experiencia de los operadores siempre será un inconveniente, debido a que el cambio genera inconformidad y molestia. Sin embargo, el compromiso con la empresa será el motivo para colaborar con la optimización de los recursos, siendo el gas natural un recurso de primera necesidad para el bombeo de crudo.

El compromiso del personal con la empresa será un incentivo laboral; además el trabajo en equipo que se fomentaría entre el personal operativo y el de mantenimiento se fortalecerá, de esta manera habrá mayor compromiso laboral con la empresa y se mantendrá la buena comunicación entre ambas partes del personal.

7.2. IMPACTO AMBIENTAL

La responsabilidad que se tiene sobre el medio ambiente y, los proyectos de industrialización que se pretendan desarrollar, deben ir de la mano con el fin de lograr una sostenibilidad medioambiental óptima, lo que significa, hacer más con menos[26]. El desarrollo de proyectos con la finalidad de optimizar el consumo de combustibles en las máquinas, es una muestra del compromiso de la ingeniería con el medio ambiente.

El proyecto que, aunque en su primera etapa de determinación de la instrumentación de caudal y presión no genera algún cambio ambiental, la implementación sí. Principalmente porque la optimización de la operación del bombeo de crudo, disminuirá el consumo de gas natural, y por tanto se disminuirán los gases contaminantes que salen a la atmosfera producto de la combustión de los motores.

Contar con sistemas instrumentados que controlen y garanticen las condiciones óptimas de las máquinas aumenta la eficiencia de estas mismas; además, de esta manera se contribuye a reducir el consumo de energía por los motores y haciendo uso eficiente de los recursos como el gas natural.

El objetivo de estos proyectos sobre el medio ambiente, es amortiguar el impacto por la contaminación que se genera debido a la extracción de hidrocarburos de las poblaciones aledañas. Reduciendo los contaminantes, que debido a combustión de gases en los motores dañan la calidad del aire, mejoraría la calidad de vida de las personas que a diario transitan por los campos cercanos a las plantas de rebombeo.

8. CONCLUSIONES

- En el proceso de identificación del actual sistema de gas natural, se analizó que este no cuenta con la totalidad de la instrumentación de caudal y presión, lo cual genera un desconocimiento de estas variables en las salas máquinas de Monterrey I, II y V.
- Por medio de una matriz QFD y según la teoría propuesta por algunos autores sobre la selección adecuada y necesaria de instrumentos industriales de medición, se estableció un medidor de caudal de dispersión térmica para la sala máquina Monterrey I; para la sala máquina de Monterrey II, un transmisor de presión diferencial, para el caudal y, un transmisor de presión manométrica, para leer la presión del fluido; por último un transmisor de presión manométrica para la sala máquina de Monterrey V.
- Se determinó que contar con la totalidad de la instrumentación para la obtención de la medición de caudal y por medio de una optimización del bombeo de crudo, se lograría una reducción del consumo de gas natural entre las sala máquinas de Monterrey I, III y V, logrando un ahorro energético y a la vez monetario. Además se obtendría la medición de la presión del gas natural en las sala máquinas de Monterrey II y V, la cual se podría verificar con respecto a la presión recomendada por cada uno de los motores ubicados en estas sala máquinas.

9. RECOMENDACIONES

- En caso de encontrar una presión no correspondiente con la del fabricante del motor en las sala máquinas de Monterrey II y V, se recomienda hacer el uso de válvulas reguladoras de presión a la entrada de la sala máquina.
- Se recomienda hacer uso del manual de instalación y mantenimiento de cada uno de los instrumentos de medición según lo establezca la marca de cada uno de estos.
- Se recomienda una capacitación previa a cada uno de los operadores de campo y supervisores de consola sobre el uso de la medición del caudal de gas natural para lograr una optimización y reducción del consumo del mismo.
- Se recomienda que la operación óptima del bombeo de crudo sea como mínimo por un año con el fin de obtener resultados positivos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] En-Fab Inc, "EN-FAB INC Estaciones City Gate." [Online]. Available: http://www.en-fabinc.com/es/city_gates_stations.shtml. [Accessed: 14-Feb-2017].
- [2] T. Town, "Tox Town en español - Petróleo crudo," 2017. [Online]. Available: <https://toxtown.nlm.nih.gov/espanol/chemicals.php?id=74>. [Accessed: 14-Feb-2017].
- [3] L. F. C. Graziani, *El gas natural*, Tercera. Callao, 2002.
- [4] "Conceptos del control automático industrial." [Online]. Available: http://www.sapiensman.com/control_automatico/control_automatico7.htm. [Accessed: 14-Feb-2017].
- [5] J. Calderón Yamilet Sánchez Montero, "Mediciones e Instrumentación Industrial," 1993.
- [6] PORTAFOLIO, "Tarifas de transporte de crudo bajarán por orden presidencial," 2016. [Online]. Available: <http://www.portafolio.co/economia/infraestructura/tarifas-transporte-crudo-bajaran-orden-presidencial-493797>. [Accessed: 17-Jan-2017].
- [7] Departamento de Geociencias de la Universidad de los Andes, *Crisis del petróleo. ¿Cómo la debe afrontar Colombia?* Colombia: Universidad de los Andes, 2015.
- [8] Economía, "Juan Carlos Echeverry Presidente de Ecopetrol," *El Tiempo*, Bogotá, 06-Mar-2015.
- [9] I. T. & C. S. INC., *Estaciones de bombeo*. 1997.
- [10] O. de crudos pesados de Ecuador, "Oleoducto de crudos pesados de Ecuador (OCP)." [Online]. Available: <http://ocpecuador.com/es/funcionamiento/como-funciona-una-estacion-de-bombeo>. [Accessed: 15-Feb-2017].
- [11] Y. C. A., *Transferencia de calor, un enfoque práctico*, Tercera. Mexico, D.F., 2007.
- [12] H. A. Mendiburu Díaz, *Instrumentación Virtual Industrial*, Primera. Perú: Indecopi, 2006.
- [13] Universidad Nacional de Tucumán, "CONTROL DE PROCESOS." Argentina, p. 10.
- [14] W. Shannon and M. International, "Tracking Natural Gas With Flowmeiers combustion units throughout the facility," no. October, 2009.
- [15] T. M. F. Frenzel, H. Grothey, C. Habersetzer, M. Hiatt, W. Hogrefe, M. Kirchner, G. Lütkepohl, W. Marchewka, U. Mecke, M. Ohm, F. Otto, K.-H. Rackebrandt, D. Sievert, A. Thöne, H.-J. Wegener, F. Buhl, C. Koch, L. Deppe, E. Horlebein, A. Schüssler, U. Pohl, B. J, "Industrial Flow Measurement Basics and Practice," *ABB Autom. Prod. GmbH*, 2011.
- [16] R. Marshall, "Flowmeter selection," *Chem. Eng.*, no. December, 2006.
- [17] G. Fowles and W. H. Boyes, "Measurement of Flow," in *Instrumentation*

- Reference Book*, 4th ed., Elsevier, 2010, pp. 31–68.
- [18] P. Tonatiuh Barrera and L. Ramos, “DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE PRESIÓN EN LAZO ABIERTO PARA UNA LÍNEA DE BOMBEO EN UNA ESTACIÓN DE BOMBEO,” INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, 2009.
 - [19] M. A. Damasceno *et al.*, “Influence of the Temperature , Pressure and Viscosity on the oil Measurement with Turbine Type Measurers,” vol. 49, no. January, pp. 65–71, 2006.
 - [20] J. N. P. Chavira, *Medición y control de procesos industriales*. Trillas, 2010.
 - [21] A. Creus, *Instrumentación industrial*, Octava. México: Alfaomega Grupo Editor, 2010.
 - [22] D. Focus, “Oil and Gas Custody Transfer,” no. May, 2014.
 - [23] Portafolio, “Colombia invertirá en capacidad de transporte de oleoductos,” Dec-2014.
 - [24] Intelligent use of energy at school, *Uso de la energía en el sector industria*, Primera. IUSES, 2010.
 - [25] “Combustibles.” p. 16.
 - [26] C. Europea, “Más inteligente y más limpio Consumo y producción,” *Ecolabel*, p. 28, 2010.