



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 10 de marzo de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Sebastián Castro Chávez _____, con C.C. No. _____ 1075271030 _____,

_____ Dairo Alexis Rodríguez López _____, con C.C. No. _____ 1075281334 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (Coordinación San Francisco) presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores" , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Sebastián Castro Chávez

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Dairo Alexis Rodríguez López

Firma:



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (Coordinación San Francisco)

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Castro Chávez	Sebastián
Rodríguez López	Dairo Alexis

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Jiménez Gil	Hugo
Vargas Castellano	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 99

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas__ Fotografías__ Grabaciones en discos__ Ilustraciones en general X Grabados__ Láminas__
Litografías__ Mapas__ Música impresa__ Planos__ Retratos__ Sin ilustraciones__ Tablas o Cuadros__
X



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: NO

MATERIAL ANEXO: NO

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): NO

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Gas	Gas	6. Batería	Battery
2. Cromatografía	Chromatography	7. Medición	Measuring
3. Condensados	Condensates	8. Optimización	Optimization
4. Diagnóstico	Diagnosis	9. Depurador	Scrubber
5. Facilidades	Facilities	10. Separación	Separation

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Los campos petroleros San Francisco y Balcón, ubicados en el departamento del Huila están bajo la supervisión de la coordinación San Francisco (CSF) de Ecopetrol S.A. Los fluidos producidos de estos campos son recolectados en tres facilidades de superficie (Monal, Satélite y Balcón) para llevar a cabo los procesos de separación y tratamiento pertinente.

Este proyecto de grado presenta un diagnóstico general y propuestas de optimización a las condiciones actuales de operación del sistema de tratamiento de gas en las baterías de los campos de la CSF.

Dentro del diagnóstico realizado como primera medida se identificó una falencia en el sistema de medición de volumen de gas en la batería Monal. A partir de un modelo matemático usando la nueva aproximación del factor de fricción para la ecuación general de flujo de gas se demostró que los datos inferidos por balance manejan un porcentaje de error que hace necesario el mantenimiento y/o reacondicionamiento de los equipos de medición. En segundo lugar por el método de Wichert y Wichert se determinó que el contenido de agua en el gas procedente de las baterías Monal y Satélite es considerablemente alto, sin embargo este porcentaje de humedad no afecta los procesos de transporte y generación eléctrica. De igual manera a partir de cromatografías se logró identificar el contenido de hidrocarburos licuables (GPM).

Finalmente se generó una propuesta de recuperación de condensados en la línea de



relevo a Tea de la batería Balcón así como recomendaciones para que Ecopetrol S.A pueda optimizar procesos.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The San Francisco and Balcón oil fields, located in the department of Huila are under the supervision of the San Francisco coordination (CSF) of Ecopetrol S.A. The fluids produced of these fields are collected in three surface facilities (Monal, Satélite and Balcón) to carry out the corresponding processes of separation and treatment.

This degree project presents a general diagnosis and optimization proposals to the current conditions of operation of the gas treatment system in the batteries of the CSF fields.

As a first step in the diagnosis performed, a failure was identified in the gas volume measurement system in the Monal battery. From a mathematical model using the new approximation of friction factor developed for general gas-flow equation It was demonstrated that the data inferred by balance handle a percentage of error that makes necessary the maintenance and / or reconditioning of the measurement equipments. Secondly, by the method of Wichert and it was determined that the water content in the gas from the Monal and Satellite batteries is considerably high, however this percentage of humidity does not affect the transport and electrical generation processes. Same way, the content of liquefiable hydrocarbons (GPM) was identified from chromatographs.

Finally a proposal was generated for the recovery of condensates in the tea relief line of the Balcon battery as well as recommendations for Ecopetrol S.A can optimize processes.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

Nombre Jurado: Luz Marina Botero

Firma:

DIAGNOSTICO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE
GAS DE LOS CAMPOS SAN FRANCISCO Y BALCÓN (COORDINACIÓN SAN
FRANCISCO)

DAIRO ALEXIS RODRÍGUEZ LÓPEZ 20112104219
SEBASTIAN CASTRO CHÁVEZ 20121107999

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2017

DIAGNOSTICO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE
GAS DE LOS CAMPOS SAN FRANCISCO Y BALCÓN (COORDINACIÓN SAN
FRANCISCO)

DAIRO ALEXIS RODRÍGUEZ LÓPEZ 20112104219
SEBASTIAN CASTRO CHÁVEZ 20121107999

Proyecto de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director:
ING. HUGO JIMÉNEZ GIL
ECOPETROL S.A

Codirector:
ING. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2017

Nota de aceptación

Firma del director

Firma del evaluador

Firma del evaluador

Neiva, 24 de febrero de 2017

DEDICATORIA

A Dios y la virgen por darme la sabiduría necesaria para superar esta etapa de mi vida tan importante.

A mis padres, María del Rosario y Fernando por su amor, entendimiento, paciencia y ejemplo a seguir.

A mi hermano Juan Fernando por sus palabras y consejos.

A todos mis amigos y familiares que siempre me dieron su apoyo y mi novia Eliana que hizo especial mi vida y me brinda su cariño todos los días.

Sebastián Castro Chávez

En primer lugar a Dios por guiar mi camino y haberme dado salud y la sabiduría para lograr mis objetivos

A mis viejos Luciano Rodríguez y Nury López, por su amor, apoyo y consejos durante toda esta etapa. No hay un día en el que no le agradezca a Dios el haberme dado unos padres tan maravillosos.

A mi hermanita Dayana, a mi abuelita Oliva, a mi tia Nancy y en general a toda mi familia por ese amor y apoyo incondicional.

Alexis Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos:

A **ECOPETROL S.A.** y en especial a la **COORDINACIÓN SAN FRANCISCO** por permitirnos formar parte de su equipo de trabajo y su colaboración en nuestro proyecto de grado.

Al director del proyecto **ING. HUGO JIMENEZ GIL**, por el acompañamiento, generosidad y la oportunidad brindada para la realización de este trabajo.

A la **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** y todos los docentes por impartirnos sus conocimientos durante toda la carrera y en especial durante el proyecto.

A los profesores **ING. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS** codirectora del proyecto por su tiempo y dedicación y al **ING LUIS FERNANDO BONILLA** por su colaboración en el laboratorio de gas.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS.....	19
1. GENERALIDADES.....	20
1.1. COORDINACIÓN SAN FRANCISCO	20
1.1.1. Batería Monal.....	21
1.1.2. Batería Satélite.....	22
1.1.3. Batería Balcón.....	24
1.2. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS.....	26
1.2.1. Scrubber.....	27
1.2.2. Compresor de Anulares	28
1.2.3. Compresores de media.....	29
1.2.4. TEA.....	31
2. MARCO CONCEPTUAL.....	33
2.1. Ecuación Towler & Pope.....	33
2.2. Cromatografía de gases	37
2.3. Contenido de agua en el gas.....	39
3. CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN.....	42
3.1. Batería Monal	42
3.1.1. Separadores bifásicos.....	43
3.1.2. Free Water Knockout - F.W.K.O.....	44
3.1.3. Compresor de anulares (UVR).....	45
3.2. Batería Satélite	46
3.2.1. Separadores Bifásicos	47
3.2.2. Free Water Knockout – F.W.K.O.....	48
3.2.3. Compresor de anulares (UVR).....	48
3.3. Batería Balcón	49

3.3.1.	Separadores bifásicos.....	50
3.3.2.	Compresor de anulares (VRU).....	51
3.4.	Diagnóstico y descripción del problema.....	52
3.4.1.	Sistema de medición.....	53
3.4.1.1.	Medidor de flujo tipo Coriolis.....	53
3.4.1.2.	Medidor tipo Vortex.....	54
3.4.1.3.	Medidor de flujo tipo dispersión térmica	55
3.4.2.	Calidad del gas.....	55
3.4.3.	Humedad del gas	56
3.4.4.	Presencia de condensados en la línea de relevo a tea.....	56
4.	PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN.	57
4.1.	Determinación flujo de gas (Monal)	57
4.1.1.	Análisis de resultados	60
4.2.	Caracterización calidad del gas (Monal, Satélite y Balcón)	66
4.2.1.	Contenido de Hidrocarburos licuables del gas	71
4.2.2.	Análisis de resultados	75
4.3.	Determinación Humedad del gas (Monal y Satélite).....	76
4.3.1.	Formación de Hidratos.....	79
4.3.2.	Análisis de resultados	81
4.4.	Recuperación de condensados (Balcón).....	82
4.5.	Análisis económico	84
5.	CONCLUSIONES.....	85
6.	RECOMENDACIONES	87
	BIBLIOGRAFIA.....	89
	ANEXOS.....	91

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas batería Monal.....	21
Tabla 2. Coordenadas batería Satélite	23
Tabla 3. Coordenadas batería Balcón.	24
Tabla 4. Valores típicos de eficiencia E	34
Tabla 5. Constantes m y n Ecuación de flujo	36
Tabla 6. Constantes de ecuación de flujo	37
Tabla 7. Propiedades de los fluidos de producción batería Monal.....	43
Tabla 8. Capacidad separadores bifásicos batería Monal.	43
Tabla 9. Condiciones de operación y de diseño compresor de anulares Monal. ...	45
Tabla 10. Propiedades de los fluidos de producción batería Satélite.....	47
Tabla 11. Capacidad separadores bifásicos batería Satélite	47
Tabla 12. Condiciones de operación compresor de anulares batería Satélite	48
Tabla 13. Propiedades de los fluidos de producción batería Balcón.....	50
Tabla 14. Capacidad de los separadores batería Balcón	51
Tabla 15. Datos de presión y temperatura tramos de tubería	59
Tabla 16. Flujo de gas calculado por Towler & Pope.....	60
Tabla 17. Datos inferidos por balance batería Monal en Mscfd	61
Tabla 18. % Error Caudal de gas Calculado vs Balance.	61
Tabla 19. Comparación medidores tipo coriolis y dispersión térmica	64
Tabla 20. H ₂ S y COs gas Monal y Satélite	67
Tabla 21. Cálculo GPM para la batería Monal	72
Tabla 22. Cálculo GPM para la batería Satélite	72
Tabla 23. Cálculo GPM para la batería Balcón	73
Tabla 24. Constantes físicas de los hidrocarburos	74
Tabla 25. Cotización medidor tipo coriolis	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Vista satelital localización batería Monal (Fuente: ECOPETROL S.A.) ..	21
Figura 2. Vista satelital batería Satélite. (Fuente: ECOPETROL S.A.)	23
Figura 3. Vista satelital batería Balcón. (Fuente: ECOPETROL S.A.)	25
Figura 4. Esquema general de un scrubber. (Fuente: ECOPETROL S.A.).....	27
Figura 5. Recorrido del gas en un compresor AJAX de efecto simple de dos etapas. (Fuente: ECOPETROL S.A.).....	31
Figura 6. Diagrama elementos básicos cromatografía de gas	38
Figura 7. Determinación de contenido de agua en gas dulce	40
Figura 8. Determinación contenido de agua de gas agrio método Wichert y Wichert	41
Figura 9. Diagrama de procesos del sistema de gas batería Monal	42
Figura 10. Separadores de producción y de prueba (M-MBD-104 y M-MBD-101)	44
Figura 11. Free Water Knockout (FWKOs) (M-MAM-106/107)	44
Figura 12. Diagrama de proceso compresor de gas de anulares Batería Monal (Fuente: ECOPETROL S.A.).....	45
Figura 13. Diagrama de procesos de gas batería Satélite	46
Figura 14. Diagrama de procesos batería Balcón.....	49
Figura 15. Separador B-MBD-103 (Fuente: Ecopetrol S.A)	51
Figura 16. Compresor de anulares Balcón. (Fuente: ECOPETROL S.A.)	52
Figura 17. Medidor tipo coriolis de gas separador de prueba, batería Monal	53
Figura 18. Medidor tipo Vortex descarga compresor de anulares, batería Monal.	54
Figura 19. Medidor térmico en TEA, batería Monal	55
Figura 20. Medición diámetro y longitud Batería Monal	58
Figura 21. Q calculado vs Q balance	62
Figura 22. Diagrama propuesto medición de gas Monal.....	65
Figura 23. Cromatografo GC-2014 Shimadzu Facultad de Ingeniería	66
Figura 24. Toma de muestras línea de gas Monal, Satélite y Balcón	66
Figura 25. Determinación de contenido de CO2 y H2S Monal y Satélite	67
Figura 26. Cromatografía gas Monal - Planta DINA.....	68
Figura 27. Cromatografía gas Satélite - Planta DINA	69
Figura 28. Cromatografía gas Balcón - Planta DINA	70
Figura 29. Determinación contenido de agua en gas dulce cartas de Mcketta y Wehe	78

Figura 30. Determinación contenido de agua de gas agrio Monal método Wichert y Wichert.....	79
Figura 31. Determinación de las condiciones de formación de Hidratos	80
Figura 32. Salida de gas gun barrel B-ABK 102 Bateria Balcón	82
Figura 33. Instalación trampa para recuperar condensados línea de relevo a Tea Bateria Balcón	83

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MUESTRA DE CALCULO PARA EL DIA 22/07/2016.....	91
ANEXO B. CROMATOGRAFIAS DE GAS MONAL Y BALCON EN LABORATORIO DE GAS USCO	98

GLOSARIO

Batería de producción: Es el Conjunto de Líneas, válvulas, vasijas, equipos y accesorios mediante los cuales se realiza el manejo de los fluidos provenientes de los pozos, como: recolección, separación, tratamiento químico y térmico, almacenamiento, fiscalización y bombeo. Las baterías de producción son llamadas también facilidades de producción y/o estaciones de producción.

Bfpd: Barril de fluido por día.

Bota de gas: Es una vasija (separador) a presión, utilizada para separar los fluidos (Gas de petróleo o gas de petróleo y agua).

Caída de presión: Es la disminución de la presión que hace que el fluido se mueva a través de una tubería o recipiente.

Condensado (Condensate): Mezcla de hidrocarburos relativamente livianos, separados del gas natural, que permanecen líquidos a temperatura y presión atmosféricas, tienen alguna cantidad de propano y butano disueltos.

Cromatografía: La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Densidad o gravedad API: Escala arbitraria que expresa la gravedad o densidad de los hidrocarburos líquidos, establecida por el API (INSTITUTO AMERICANO del PETRÓLEO). La escala de medida se calibra en términos de grados API.

Deshidratación: Proceso mediante el cual se retira el agua del gas o del crudo.

ESDV: Emergency Shut Down Valve.

FWKO (Free Water Knock Out): Vasija empleada para retirar gas y agua libre, entre un 80 a 90% de BS&W bajo condiciones de operación apropiadas, también se separan en las dos fases líquidas agua/crudo las gotas pequeñas de líquido precipitándose a medida que se unen formando gotas más grandes por la acción

de la gravedad. Este tanque se utiliza cuando las fases de la mezcla no han estado ni están emulsionadas, las fases se separan por gravedad.

Gas natural: Forma gaseosa del petróleo. Compuesta principalmente por mezcla de los gases hidrocarburos; el componente más común es el metano.

Gravedad Específica: La gravedad específica se define como la densidad de cualquier líquido a examinar sobre la densidad del agua destilada. La densidad es simplemente el peso por unidad de volumen.

Manifold: También denominado “múltiple de producción” es un arreglo de tuberías conectadas en forma horizontal y paralelamente unas con otras conectadas a los colectores de general y prueba, para que mediante un juego de válvulas las corrientes de las líneas entrantes se puedan dirigir hacia las líneas salientes según se requiera.

MMBTU: Millones de unidades térmicas Británicas.

MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar por día.

Punto cricondenbárico: Presión máxima a la cual las fases líquido y gas pueden coexistir.

Punto cricondentérmico: Temperatura máxima a la cual las fases líquido y gas pueden coexistir.

Punto de rocío: Estado de un sistema multi componente completamente gaseoso en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

Separador: Es una vasija a presión, que por lo general se utiliza para separar la mezcla de fluido proveniente de los pozos, en sus componentes básicos, petróleo, agua y gas.

Scrubber: Son vasijas verticales cuya función es eliminar los residuos líquidos presentes en el gas producido, con el fin de dar un tratamiento previo al gas que se envía a los compresores, para utilizarlo como gas de consumo o para quemarlo.

Tratamiento del gas (Gas treatment): Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualquier otro líquido proveniente del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

Tea: Instrumento utilizado para la quema de gases en una batería; siempre está encendida para cumplir tal propósito.

TCP: Tera cubics feet – Tera pies cúbicos, un billón de pies cúbicos.

VRU: Vapor Recovery Unit – Unidad Recuperadora de vapor

RESUMEN

La coordinación San Francisco (CSF) de Ecopetrol S.A., tiene bajo supervisión los campos petroleros San Francisco, Balcón y Arrayan. Los fluidos producidos de estos campos son recolectados en cuatro facilidades de superficie para dar proceso de separación y tratamiento pertinente. Las superficies encargadas de este procedimiento son las baterías Satélite, Monal, Balcón y Arrayan.

En las baterías Monal, Satélite y Balcón se presentan problemas operacionales e incertidumbre en los procesos del sistema de tratamiento de gas. Por lo tanto con el fin de dar solución a estas dificultades en este proyecto se realizó un diagnóstico general de las condiciones actuales de operación de cada batería para generarle un panorama a la CSF sobre el tratamiento de este recurso de vital importancia que se utiliza para consumo interno, generación eléctrica y la obtención de productos blancos de alto valor calorífico y monetario en la planta de procesamiento.

Dentro del diagnóstico se identificó los siguientes aspectos: falencia en el sistema de medición de volumen de gas (batería Monal), revalidar la calidad del gas (baterías: Monal, Satélite y Balcón), corroborar la humedad del gas (baterías: Monal y Satélite) y presencia de condensados en la línea de relevo a Tea (batería Balcón) para lo cual se plantearon las respectivas propuestas de optimización a cada enfoque y de esta manera generar recomendaciones que otorguen a la Coordinación San Francisco un mejoramiento operacional de los procesos que se llevan a cabo en las baterías.

ABSTRACT

The San Francisco coordination of Ecopetrol S.A., has under supervision the oil fields San Francisco, Balcón and Arrayán. The fluids produced from these fields are collected at four surfaces facilities to provide separation and treatment process. The batteries Monal, Satélite, Balcón and Arrayán are the surfaces facilities in charge for this procedure.

Monal, Satellite and Balcon batteries present operational problems and uncertainty in the processes of the gas treatment system. Therefore in order to solve these difficulties in this project a general diagnosis of the current operating conditions of each battery was made to generate a panorama to the SFC about the treatment of this resource of vital importance that is used for internal consumption, electricity generation and the obtaining of white products of high caloric and monetary value in the processing plant.

Within the diagnosis the following aspects were identified: failure in the gas volume measurement system (Monal), gas quality (Monal, Satélite and Balcón), corroborate the gas humidity (Monal and Satélite), presence of condensates in the line of relief to Tea (Balcón), for which the respective proposals of optimization were proposed to each approach and in this way to generate recommendations that grant to the San Francisco Coordination an operational improvement of the processes that are carried out in the batteries.

INTRODUCCIÓN

El gas natural ocupa un lugar de gran importancia en la atención de la demanda de energía debido a su menor costo en relación con otros energéticos y a un menor impacto ambiental, favoreciendo económica y socialmente las naciones que lo consumen. Así mismo en Colombia, se observa un crecimiento progresivo que se ha hecho notorio en los últimos años en donde la producción de este fluido se mantiene en constante crecimiento el cual según cifras de la ANH¹ en el 2016 se produjeron en promedio 1158 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar por día); adicionalmente, se ha hecho nuevos descubrimientos recientes de pozos de gas con gran potencial de reservas y conforme a esto, se proyectan perforaciones en busca de nuevos yacimientos.

En el departamento del Huila se producen alrededor de 20 MMSCFD, lo cual significa el 2% de la producción del país; las reservas probadas contabilizadas en 2013 de gas natural para el Valle Superior del Magdalena son del 0,47% de 5,51 TCP (Tera pies cúbicos) a nivel nacional según la Unidad de Planeación Minero Energética², a pesar de no contribuir de manera significativa en el país, en el medio regional juega un papel importante y hoy en día con mayor razón a raíz de que se está atravesando por una profunda crisis en la industria, ocasionada por el desplome del precio del barril de petróleo.

Para poder mantener este crecimiento productivo y poder garantizar un suministro confiable de gas a todas las necesidades del país y de la región como lo son al sector residencial, industrial, generación eléctrica, consumo de motores de combustión interna y transporte entre otros, se han diseñado sistemas de optimización de procesos que permiten obtener el mayor provecho del fluido, por lo cual uno de los objetivos de las compañías petroleras es centrar sus esfuerzos para garantizar que no se malgaste el petróleo y gas en su etapa de separación y tratamiento en las facilidades de superficie.

Estos objetivos van de la mano con los propósitos de este proyecto, en donde se buscó que en la coordinación San Francisco–Ecopetrol, en sus tres baterías de producción (Monal, Satélite y Balcón), se llevará a cabo la optimización de los procesos de tratamiento del gas, para lo cual en cada facilidad se encontraron

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Balance producción de gas 2016. 22 de Octubre de 2016

² UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA-UPME. Balance de gas natural en Colombia 2015.2023. 22 de Octubre de 2016.

puntos en común, como la medición de volumen de gas y también focos característicos de cada una, como porcentaje de humedad, presencia de condensados, problemas con algunos equipos como tea, unidad recuperadora de vapor VRU (Vapor Recovery Units), entre otros.

OBJETIVOS

Objetivo general

- ❖ Realizar un diagnóstico de las condiciones actuales de operación en las que se lleva a cabo el tratamiento de gas en las facilidades de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) y generar recomendaciones con el objeto de optimizarlos.

Objetivos específicos

- ❖ Caracterizar la calidad del gas (cromatografía) procedente de las baterías Satélite, Monal y Balcón perteneciente a la coordinación San Francisco.
- ❖ Cuantificar el gas que es tratado y despachado para generación eléctrica y consumo interno en las baterías de la coordinación San Francisco, mediante el uso de un modelo matemático y contrastar con los valores reales de pruebas de producción realizadas y/o balance de materia.
- ❖ Realizar un análisis económico para determinar los costos operacionales teniendo en cuenta las recomendaciones generadas.

1. GENERALIDADES

1.1. COORDINACIÓN SAN FRANCISCO

La coordinación San Francisco perteneciente a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila –Tolima (GDH), está encargada de la operación y supervisión de los campos San Francisco, Balcón y Arrayán.

El área de estudio se centra en las facilidades en donde se realiza las diferentes fases de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón. Estas estaciones son tres: Monal, Satélite y Balcón. La estación Arrayán no se tiene en cuenta en este estudio ya que en esta facilidad no se le realiza ningún tipo de tratamiento al gas sino que se envía directamente a planta de gas o se quema en tea.

Los campos San Francisco y Balcón son dos de los campos más importantes en cuanto a gas se refiere pertenecientes al departamento del Huila, estos cuentan con tres baterías las cuales son las encargadas de recibir la producción de los diferentes pozos para separar el crudo del gas y agua y para su posterior tratamiento.

La empresa HOCOL operó los campos San Francisco y Balcón desde el año 1984 con una participación del 50% y el otro 50% ECOPETROL, aunque se acordó que sería HOCOL la encargada de llevar a cabo todos los procedimientos, mantenimientos y producción del campo, esto incluía la supervisión de las baterías existentes, durante este periodo se produjeron en total 200 millones de barriles. A partir del primero de Mayo de 2012 se dio por finalizado el contrato y ECOPETROL pasó a explotar los campos con la totalidad de la participación.

1.1.1. Batería Monal.

La estación Monal perteneciente al **Campo San Francisco** está ubicada en la vereda San Francisco a 30 kilómetros de la ciudad de Neiva. Ocupa un área de 0.2674 Km² (26.74 Ha) delimitada por la extensión de cerramiento de las coordenadas presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 1. Coordenadas batería Monal

FACILIDAD MONAL										
UBICACIÓN										
Coordenadas	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Este	855003	855112	855182	855225	855198	854961	854684	854888	855003	855003
Norte	833218	833108	833031	832934	832699	832586	832755	833121	833218	833218

Fuente: ECOPETROL S.A.



Figura 1. Vista satelital localización batería Monal (Fuente: ECOPETROL S.A.)

La función que cumple la batería Monal es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la batería.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- Deshidratar el gas para el consumo al centro de generación eléctrica.
- Bombear el fluido a la estación Tenay.
- Separar y tratar el agua para enviarla a la planta de inyección de agua Monal.

El sistema de separación está constituido por cuatro separadores de producción general de tipo bifásico, cada uno con capacidad de 22.000 bfpd y 3.5 MMSCFD, y también se cuenta con dos separadores trifásicos tipo FWKO (Free Water Knock Out) con capacidad para separar 60.000 bfpd y 1 MMSCFPD cada uno. Además, existe un separador de pruebas bifásico de 11.000 bfpd y 3 MMSCFD de capacidad. Cada separador de producción general, cuenta con una válvula de parada de emergencia ESDV (Emergency Shut Down Valve), la cual se acciona por alta presión a la salida de gas y/o por alto nivel en el separador.

El gas separado se depura en el “scrubber”, y se puede enviar al sistema de consumo interno de combustible de la batería, a compresión donde se mide y despacha hacia el centro de generación de energía o hacia el sistema de inyección de gas WAG (water-alternating-gas), mientras que, el remanente, va al sistema de relevo a tea, el cual, separa los condensados para su posterior recirculación al sistema de deshidratación, y dispone el gas para su quema en la tea.

1.1.2. Batería Satélite

La batería Satélite perteneciente al **campo San Francisco** está ubicada en el municipio de Palermo en la vereda San Francisco, a 8 kilómetros de la batería Monal y a 38 Km de Neiva. Ocupa un área de 0.0604 Km² (6.04 Ha) delimitada por la extensión de cerramiento de las coordenadas presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 2. Coordenadas batería Satélite

BATERÍA SATÉLITE										
UBICACIÓN										
Coordenadas	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Este	853787	853835	853914	854008	853890	853755	853779	853849	853851	853767
Norte	829224	829197	829114	828988	828852	828884	828986	829139	829180	829205

Fuente: ECOPETROL S.A.



Figura 2. Vista satelital batería Satélite. (Fuente: ECOPETROL S.A.)

La función que cumple la batería Satélite es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la batería.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- Deshidratar el gas para el consumo al centro de Generación de Energía.

- Bombear el fluido para despacharlo a la estación Tenay.
- Separar y tratar el agua para enviarla a la planta de inyección de agua Monal.

El sistema de separación está constituido por tres (3) separadores bifásicos y dos (2) de pruebas. Cada separador de producción general, cuenta con una válvula de parada de emergencia ESDV, la cual se acciona por alta presión a la salida de gas y/o por alto nivel en el separador.

El crudo emulsionado procedente de los separadores tiene la posibilidad de fluir tanto a los FWKOs como a la bota de gas para entrar a los gun barrel, en ambos casos se deshidrata y una vez limpio pasa al tanque de almacenamiento 10.000 – 3 para su posterior despacho hacia la unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de la batería Monal vía estación Tenay.

El gas separado se depura en el “scrubber”, y se puede enviar al sistema de consumo interno de combustible o a compresión donde se mide, deshidrata y despacha al centro de generación y el remanente va al sistema de relevo a tea, en donde se separan condensados en el tambor del separador, los cuales se envían al gun barrel y/o FWKOs, y el gas se quema en la tea.

1.1.3. Batería Balcón

La estación Balcón perteneciente al campo Balcón está ubicada en el municipio de Aipe en la vereda San Antonio. Ocupa un área de 0,0465 Km² (4.65 Ha) delimitada por la extensión de cerramiento de las coordenadas presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 3. Coordenadas batería Balcón.

FACILIDAD BALCÓN										
UBICACIÓN										
Coordenadas	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Este	861805	861867	861910	861914	861922	861789	861763	861733	861746	861805
Norte	845593	845563	845528	845461	845320	845249	845303	845381	845440	845593

Fuente: ECOPETROL S.A.



Figura 3. Vista satelital batería Balcón. (Fuente: ECOPETROL S.A.)

La función que cumple la batería Balcón es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la batería.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- Bombear el fluido para despacharlo a la estación Tenay.
- Separar y tratar el agua para enviarla a la planta de inyección de agua Balcón.

El sistema de separación está constituido por tres (2) separadores bifásicos y uno (1) de pruebas. Cada separador de producción general, cuenta con una válvula de parada de emergencia ESDV, la cual se acciona por alta presión a la salida de gas y/o por alto nivel en el separador.

El crudo emulsionado procedente de los separadores fluye a la bota de gas en donde se separa el gas residual asociado al crudo y posteriormente entra al gun barrel completamente desgasificado, allí se deshidrata y una vez limpio pasa al

tanque de almacenamiento para su posterior despacho hacia la unidad LACT de la batería Monal vía estación Tenay.

El gas separado se depura en el “scrubber”, y se puede enviar al sistema de consumo interno de combustible o a compresión y el remanente va al sistema de relevo a tea, en donde se separan condensados en el tambor del separador, los cuales se envían al gun barrel y/o FWKOs, y el gas se quema en la tea.

1.2. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS

El gas procedente de los separadores de prueba, producción general, FWKOs, y descarga compresores de anulares (VRU) combinados en un colector de 6"-8" entra al depurador M-MBF-101, por la parte media.

Los líquidos decantados en el scrubber salen por el fondo a través de la válvula reguladora de nivel LCV-601 (Level Control Valve) y se conducen por la línea de drenaje hacia la bota de gas del ‘gun barrel’ con el fin de recircularlos y tratarlos de nuevo, el nivel del líquido se regulan a través de un control de nivel (LC).

El gas depurado sale por la parte superior y llega a un cabezal distribuidor que reparte el gas en tres líneas:

1. Línea gas de consumo interno para:

- Cobertura al tanque de almacenamiento de agua y/o tanques de PIA (Balcón)
- Venteo de filtros
- Motores de combustión interna
- Piloto de la tea
- Gas a consumo doméstico (Base militar y comunidad)
- Gas a turbogeneradores (Monal)

2. Línea para succión de gas a compresores y envío a planta de gas Dina (PGD)

3. Línea para gas remanente a la tea.

1.2.1. Scrubber

Los scrubber son vasijas verticales que operan entre una presión de 35 y 40 psi con una capacidad de manejo de 6,5 MMSCFD de gas cada uno, y una temperatura de operación de 100°F. Su función es eliminar los residuos líquidos presentes en el gas producido, con el fin de dar un tratamiento previo al gas que se envía a los compresores, para utilizarlo como gas de consumo o para quemarlo.

Cuando el gas entra por la parte media del “scrubber”, golpea contra la platina dispersora, lográndose la liberación de las partículas líquidas las cuales caen por gravedad y se depositan en el fondo del equipo, el gas asciende a través de una malla extractora de neblina (Demister) cuyo objeto es retirarle la mayor cantidad posible de partículas líquidas al gas.

El gas seco separado sale por la parte superior de la vasija a través de la Válvula Reguladora de presión por medio de una línea de 6” de diámetro y pasa a través de dos válvulas reguladoras de presión (back pressure) seteadas a 100 psi, de donde se dirige hacia el cabezal de gas de la tea. El gas restante, se dirige hacia los compresores y a la línea de consumo.

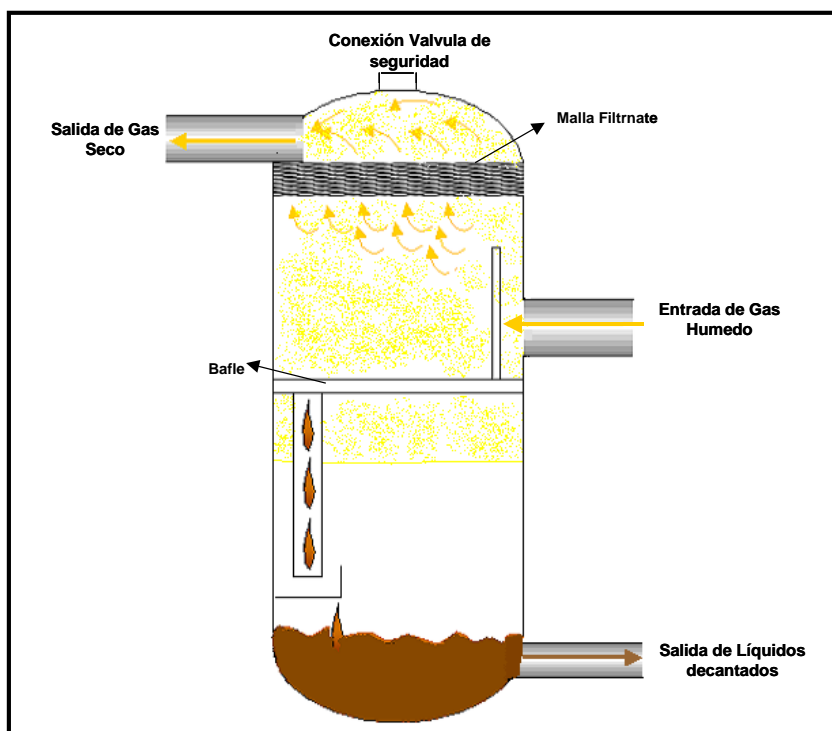


Figura 4. Esquema general de un scrubber. (Fuente: ECOPETROL S.A.)

1.2.2. Compresor de Anulares

El proceso tiene por objeto facilitar la recuperación del gas de anulares, aumentando las presiones en el proceso mediante un compresor, el cual succiona de la red de anulares y entrega a los scrubber B-MBF-101 de proceso en la batería.

Consta de un compresor, motor eléctrico, post-enfriador con aire, tambor separador de líquidos en la línea de entrada al compresor, panel local de instrumentos y demás accesorios para lubricación y para agua de enfriamiento. Todo el conjunto de los equipos mencionados están montados sobre un patín (“skid mounted”).

Tambor separador de condensado en la succión (scrubber), este tambor es provisto para recoger cualquier condensado que pueda ser arrastrado por el gas. Su uso evita el arrastre de líquido (agua en este caso) hacia los compresores.

El nivel de líquido en este tambor podrá ser monitoreado en un indicador de nivel (LG) y controlado mediante un flotador. Una alarma de alto nivel (LAHH) también está prevista la cual origina Shut Down.

Compresor, para la compresión del gas se dispone de un compresor con capacidad suficiente para manejar el flujo total de gas de anulares. El control de capacidad del compresor se hace variando la velocidad del motor (mediante un variador de frecuencia), tomando como señal la presión en la línea de entrada del compresor.

El **Sistema de control** es controlado mediante un PLC (controlador lógico programable) Allen-Bradley el cual gobierna el variador de velocidad.

La variable controlada es la presión de succión. El PLC recibe esta señal y ordena la velocidad del motor para mantener el valor de set point ajustado.

Como medida de seguridad el compresor tiene un by-pass en el cual se encuentra instalada una válvula reguladora que permite la recirculación cuando la presión en la succión está por debajo de 5 psig.

1.2.3. Compresores de media

Las baterías de la coordinación San Francisco cuentan de 1 a 2 compresores Reciprocantes Ajax DPC-360 de dos etapas en operación, accionados por motores a gas con una capacidad de 1,8 MMSCFD que comprimen el gas a una presión de 350-400 psi.

El proceso de compresión se realiza por medio del pistón o embolo que realiza carreras alternas de succión y descarga en un cilindro provisto de válvulas de admisión y escape. El gas se introduce en el cilindro por las válvulas de entrada, se retiene, y comprime en el cilindro (reduciendo su volumen específico) y sale por las válvulas de descarga

El gas en cada etapa aumenta su temperatura, por lo cual es sometido a enfriamiento en el intercambiador de calor por medio de corrientes de agua, que bajan la temperatura del gas a casi la temperatura ambiente. En la primera etapa el gas aumenta su temperatura a 155 °F y en la segunda etapa a 160 °F.

Operación, las etapas de operación de la compresión de gas con los compresores AJAX (Ver Figura 5) es:

1. Gas húmedo que viene del scrubber de la batería a 40-60 psi y a una temperatura aproximada de 80-110 °F.
2. **Purificador o scrubber de succión primera etapa:** Su función es retener condensados y líquidos que traiga el gas; posee un controlador de nivel de líquido que manda una señal a la válvula de control para desplazar los líquidos retenidos y enviarlos al tambor de tea alta.
3. **Bombona o bomba de aspiración de la primera etapa:** En ella se encuentran los sensores de temperatura y presión de succión de la primera etapa que van al tablero de control.
4. **Camisa y cilindro de compresión primera etapa:** En este sitio el gas es comprimido de 38 PSI a 150 PSI aproximadamente, la temperatura del gas por consiguiente aumenta de 80°F a 134°F aproximadamente. El diafragma muestra su sistema de lubricación y enfriamiento.

5. **Bombona o botella volumétrica de descarga de la primera etapa:** En ella se encuentran los sensores de temperatura y presión de descarga de la primera etapa, que van al tablero de control.
6. **Conducción de gas comprimido de la primera etapa:** Por allí fluye el gas comprimido de la primera etapa a 150 PSI y 134 °F de temperatura hacia el enfriador.
7. **Enfriador primera etapa:** En este sitio el gas comprimido de la primera etapa es enfriado por el refrigerante (agua) y el ventilador para la transferencia de calor.
8. **Conducción de gas comprimido y enfriado de la primera etapa:** Por este sitio el gas ha perdido 30°F de temperatura y 2 PSI de presión debido a su paso por el enfriador.
9. **Purificador de segunda etapa o separador interetápico:** Este posee controlador de nivel de líquido, válvula de control para drenar condensados de gas, que se recuperan y dan al serpentín de prueba.
10. **Conducción de gas seco:** El gas seco pasa a una temperatura de 120 °F y una presión de 148 PSI; hacia la bombona de succión de la segunda etapa.
11. **Bombona o botella volumétrica de succión de la segunda etapa:** En ella se encuentran los sensores de presión y temperatura de la succión de segunda etapa, y que van al tablero de control.
12. **Corte transversal el cilindro y pistón de la segunda etapa:** En esta sección el gas sufre su segunda etapa de compresión, aumentando su presión de 148 psi a 400 psi aproximadamente y por consiguiente su temperatura de 120 °F a 234°F.
13. **Bombona o botella volumétrica de descarga de la segunda etapa:** En este sitio se encuentran los sensores de presión y temperatura del gas de descarga de la segunda etapa y que va al tablero de control.

14. **Conducción del gas comprimido y caliente:** El gas fluye después de salir de su segunda etapa hacia el enfriador con una temperatura de 234°F y una presión de 400 psi.
15. **Enfriador de la segunda etapa:** Aquí el gas comprimido de segunda etapa pasa con aproximadamente 30-40°F debido a la acción del refrigerante y al ventilador que transfieren calor.
16. **Gas Comprimido:** Después que el gas ha sido comprimido y enfriado, para ser llevado a la planta de glicol y luego para su consumo.

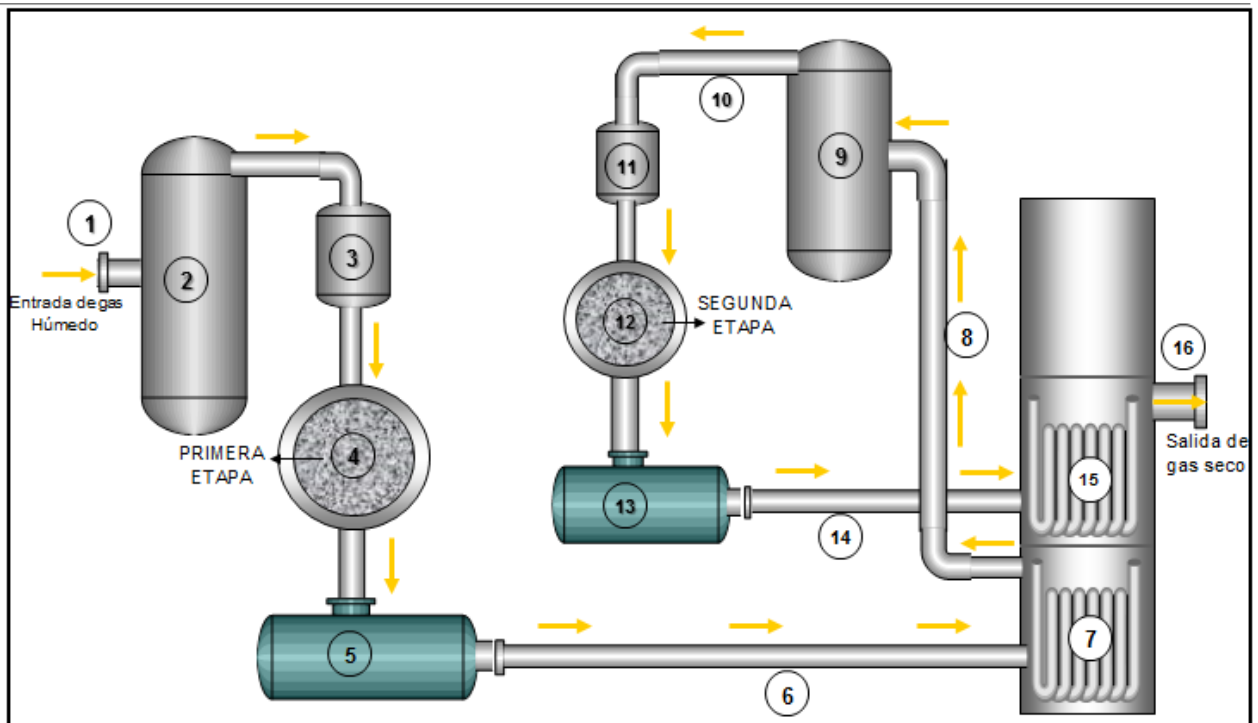


Figura 5. Recorrido del gas en un compresor AJAX de efecto simple de dos etapas. (Fuente: ECOPETROL S.A.)

1.2.4. TEA

Parte del gas que sale de los scrubber y de otros procesos se direcciona hacia la tea con el fin de quemar el gas que no se utiliza. El gas que se dirige a la tea se

distribuye a un tambor de tea knock out drum, con el fin de realizar la separación de gas y condensados.

El tambor depurador es utilizado para prevenir los riesgos asociados con las gotas de líquido incendiadas que producen quemadura al escaparse de la tea. Es importante que el diámetro del depurador sea suficiente para proporcionar la separación del líquido presente.

Las siguientes líneas de gas llegan al tambor de tea:

- Cabezal de venteo de tanques, bota de gas de gun barrel y gun barrels por medio de línea de 8”.
- Descarga de las válvulas de seguridad de separadores, scrubber y FWKO’s
- Condensados del scrubber, Unidad deshidratadora
- Válvulas de seguridad de la unidad deshidratadora y compresores de gas
- Drenaje trampa lanzadora

El gas proveniente de los equipos anteriormente descritos fluye al tambor separador de la tea, donde los líquidos se separan. El gas sale por la parte superior del separador y entra a la tea. Los líquidos separados se envían a los gun barrels, por medio de electro bombas que operan automáticamente con interruptores por alto y bajo nivel. La línea de 8” entre el tambor y la tea es inclinada para que los condensados drenen hacia el separador.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1. Ecuación Towler & Pope³

La estimación de la ecuación de Towler y Pope⁴ se derivó de la ecuación general de flujo, la cual bajo la suposición de que no hay cambio de elevación en la tubería y que el flujo está a condiciones isotérmicas, se puede expresar de la siguiente manera:

$$Q_{sc} = C \left(\frac{T_b}{P_b} \right) D^{2.5} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{f G_e T_a Z_a L} \right)^{0.5} E$$

Dónde:

Q_{sc} = Tasa de flujo, medida a presión y temperatura ambiente. [Ft³/día]

T_b = Temperatura del gas a condiciones ambiente [519.6 °R]

P_b = Presión del gas a condiciones estándar [14.7 psia]

P₁ = Presión de entrada del gas [psia]

P₂ = Presión de salida del gas [psia]

D = Diámetro interno de la tubería [Pulg]

F = Factor de fricción de Moody

E = Factor de Eficiencia de flujo

G_e = Gravedad específica del gas

T_a = Temperatura promedio de tubería [°R]

Z = Factor de compresibilidad promedio

L = Longitud de la tubería [millas]

C = 77.54, constante de acuerdo a las unidades usadas

Esta ecuación presenta un factor de Eficiencia de flujo de la tubería el cual corrige las suposiciones hechas para dicha ecuación, en donde el valor cercano a la unidad indica que es una tubería nueva, por donde fluye gas seco. Dependiendo de qué tan vieja es la tubería y del estado en que se encuentre se deberá escoger el valor del factor de eficiencia ya que puede estar en malas condiciones debido a problemas de corrosión o presencia de agua o condensados en la tubería. Generalmente, el factor de eficiencia debe variar entre 0.6 y 0.92 dependiendo del

³ MOKHATAB, Saeid. PIPELINE DESIGN TOOLS-1: New approximation of friction factor developed for general gas-flow equation.

⁴ TOWLER, Brian F, Pope, Timothy L. New equation for friction-factor approximation developed.

contenido de líquidos en la tubería. La siguiente tabla indica los valores típicos de eficiencia en tuberías.⁵

Tabla 4. Valores típicos de eficiencia E

EFICIENCIA	TIPO DE TUBERIA
1,0	Tubería sin dobleces, accesorios o cambios de diámetro
0,95	Muy buenas condiciones de operación (típica durante los primeros 12 a 18 meses)
0,92	Condiciones de operación promedio
0,85	Condiciones de operación no favorables

Fuente: Modelamiento de flujo compresible por el método de volúmenes finitos en gasoductos

El factor de compresibilidad promedio Z_a , es determinado para una presión promedio (P_a) y una temperatura promedio (T_a), donde P_a es calculada con la ecuación (2) (Campbell et al., 1992):

$$P_a = \frac{2}{3} \left[(P_1 + P_2) - \frac{P_1 P_2}{(P_1 + P_2)} \right]$$

La temperatura promedio T_a es determinada por la ecuación (3):

$$T_a = \left[\frac{T_1 - T_2}{\ln \left(\frac{T_1 - T_s}{T_2 - T_s} \right)} \right] + T_s$$

Donde T_s es la temperatura del suelo o ambiente. Teniendo la temperatura y presión promedio se procede a calcular el factor de compresibilidad promedio mediante correlación. La ecuación fundamental de flujo para calcular la caída de presión requiere el valor numérico del factor de fricción. Sin embargo, el factor de fricción, f , es función de la tasa de flujo, y la ecuación completa de flujo se convierte en una ecuación implícita. Para determinar el factor de fricción, el flujo del fluido es caracterizado por el valor adimensional conocido como el número de Reynolds, el cual para gases la ecuación está dada por la ecuación (Kennedy, 1993):

⁵ DIAZ, Jenny A., QUIRIGA, Jency B., Modelamiento de flujo compresible por el método de volúmenes finitos en gasoductos.

$$N_{Re} = \frac{0,7105P_b G e Q_{sc}}{T_b \mu_g D}$$

Donde sí el NR_e es menor a 2000 el flujo es laminar y si $NR_e > 4000$ es flujo turbulento, pero en tuberías de transporte de gas de alta presión con tasas moderadas de caudal solo se observa flujo parcialmente turbulento (tuberías lisas) o completamente turbulento (tuberías rugosas). Otro parámetro necesario para calcular el factor de transmisibilidad $\frac{1}{\sqrt{f}}$, es la rugosidad \mathcal{E} , el cual es función del NR_e y la rugosidad relativa de la tubería (rugosidad absoluta sobre diámetro interno), es común encontrar en tablas la rugosidad absoluta para diferentes tipos de tubería dependiendo su metalurgia. Finalmente con el Número de Reynolds y la Rugosidad relativa se puede calcular el factor de fricción f mediante el diagrama de Moody, pero al ser un procedimiento que puede inducir al error por estar sujeta a la lectura de cada individuo, diferentes autores desarrollaron ecuaciones interpretando el diagrama de factor de fricción de Moody para calcular el f dependiendo de cada tipo de régimen, así Hagen-Poiseuille (Streeter y Wylie, 1979) definieron el factor de fricción en la zona laminar:

$$f = \frac{64}{NR_e}$$

El lado derecho del diagrama, la zona completamente turbulenta, describe que el flujo de fluido en la parte lateral es completamente turbulento así como en la dirección inicial. El factor de fricción en régimen turbulento muestra que no depende de la tasa de flujo y que solo está en función de la rugosidad de la tubería, así como una tubería lisa en realidad nunca existe en esta zona. El factor de fricción está dado por la ley de Nikuradse (1933) para tubería rugosa.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \frac{D}{\mathcal{E}} + 1,14$$

El flujo parcialmente turbulento (transicional) es gobernado por la ley de Karman y Prandtl para tubería lisa (Uhl, 1965):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log(NR_e \sqrt{f}) - 0,8$$

Esta correlación ha recibido gran aceptación como una representación de los resultados experimentales, pero Zagarola(1996) demostró que esta ecuación en tuberías lisas con Reynolds altos no era precisa y para predecir valores de factor

de fricción muy bajos. Fue entonces cuando Colebrook (1939) presentó resultados experimentales adicionales y desarrolló una correlación para el factor de fricción válida dentro de la región de transición entre flujo en tubería lisa y flujo en tubería rugosa. La correlación es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{NR_e \sqrt{f}} \right)$$

Esta ecuación fue universalmente aceptada como estándar para programación del factor de fricción en tuberías rugosas. Con seguridad la exactitud de la ecuación fue adecuada dentro del error experimental. (Alrededor de $\pm 5\%$ para tubería lisa y $\pm 10\%$ para tubería rugosa). Pero esta ecuación es complicada para desarrollar, puesto que la convergencia es dependiente de un valor inicial de factor de fricción que se asume. Este no es inmejorable, desde luego, pero esta complicación debe ser evitada si es posible.

En adición, futuros autores sintetizaron la estimación del factor de fricción sabiendo que este es una parte integral de la ecuación del flujo mediante ecuaciones simplificadas que permitieran hacer los cálculos de manera no directa y no iterativamente, las cuatro aproximaciones del factor de fricciones más publicadas son Weymouth, Panhandle A, Panhandle B, e IGT (Beggs, 1984, Ikoku, 1984). Weymouth propuso que el factor de fricción era solo función del diámetro y que el flujo es completamente turbulento:

$$f = m(D)^{-n}$$

Los demás autores proponen el factor de fricción esta solo en función del número de Reynolds:

Tabla 5. Constantes m y n Ecuación de flujo

Equation	m	N
Weymouth	0,032	0,333
Panhandle A	0,085	0,147
Panhandle B	0,015	0,039
IGT	0,187	0,200
Towler and Pope	0,1808	0,197
Nueva Ecuación	0,0946	0,1517

Fuente: *New approximation of friction factor developed for general gas-flow equation*

$$f = m(NRe)^{-n}$$

Estas aproximaciones son sustituidas en la ecuación general de flujo y se obtiene la ecuación:

$$Q_{sc} = \frac{a1 \left(\frac{Tb}{Pb}\right) E (P_1^2 - P_2^2)^{0,5} D^{a2}}{(\gamma_G)^{a3} (TaZaL)^{a4} (\mu_G)^{a5}}$$

Tabla 6. Constantes de ecuación de flujo

Ecuación	a1	a2	a3	a4	a5
Panhandle A	403,09	2,619	0,4603	0,5397	0,0793
Panhandle B	715,35	2,53	0,49	0,51	0,02
IGT	307,26	2,667	0,4444	0,5566	0,1111
Towler and Pope	310,46	2,6641	0,4453	0,5547	0,1094
Nueva Ecuacion	392,66	2,628	0,4572	0,5427	0,0854

Fuente: *New approximation of friction factor developed for general gas-flow equation*

La nueva ecuación de Towler & Pope incluye la viscosidad del gas en cálculos de flujo y da una mejor aproximación para una amplia gama de números de Reynolds que las cuatro ecuaciones existentes ampliamente conocidas. Las tuberías de gas funcionan normalmente en la región parcial o completamente turbulenta pero la viscosidad es un fenómeno laminar, por lo que esta dependencia es pequeña y si se asumen una viscosidad constante para el flujo turbulento el error implicado es mínimo.

2.2. Cromatografía de gases

La cromatografía de gases es una técnica analítica que permite separar mezclas de compuestos fácilmente volatilizables y térmicamente estables en sus componentes individuales. En todas las separaciones cromatográficas, la muestra se desplaza con una fase móvil, a través de una fase estacionaria con la que es inmisible fijada a una columna o a una superficie sólida. Las dos fases se eligen de tal forma que los componentes de la muestra se distribuyan de modo distinto entre ambas. Aquellos componentes fuertemente retenidos por la fase estacionaria se mueven lentamente con el flujo de la fase móvil; por el contrario, los componentes que se unen débilmente se mueven con rapidez. Como consecuencia de la distinta movilidad, los componentes de la muestra se separan en bandas que pueden identificarse cualitativa y/o determinarse cuantitativamente.

La clasificación más frecuente en cromatografía, la marca el tipo de fase móvil, en este sentido la cromatografía de gases emplea como fase móvil un gas.

En cromatografía de gases (CG), la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte, la fase móvil no interacciona con las moléculas del analito cuya única función es la del transporte de este a través de la columna. En este punto se produce la separación de los componentes de la mezcla, que finalmente son determinados gracias a un detector que amplifica la señal integrándola y dando lugar a los resultados analíticos.

Existen fundamentalmente dos tipos de cromatografía de gases: Cromatografía Gas-Sólido (CGS) cuya fase estacionaria es un sólido y el tipo de equilibrio con la fase móvil es una adsorción. Cromatografía Gas-Líquido (CGL) cuya fase estacionaria es un líquido adsorbido sobre un sólido, el equilibrio lo marca el coeficiente de reparto.

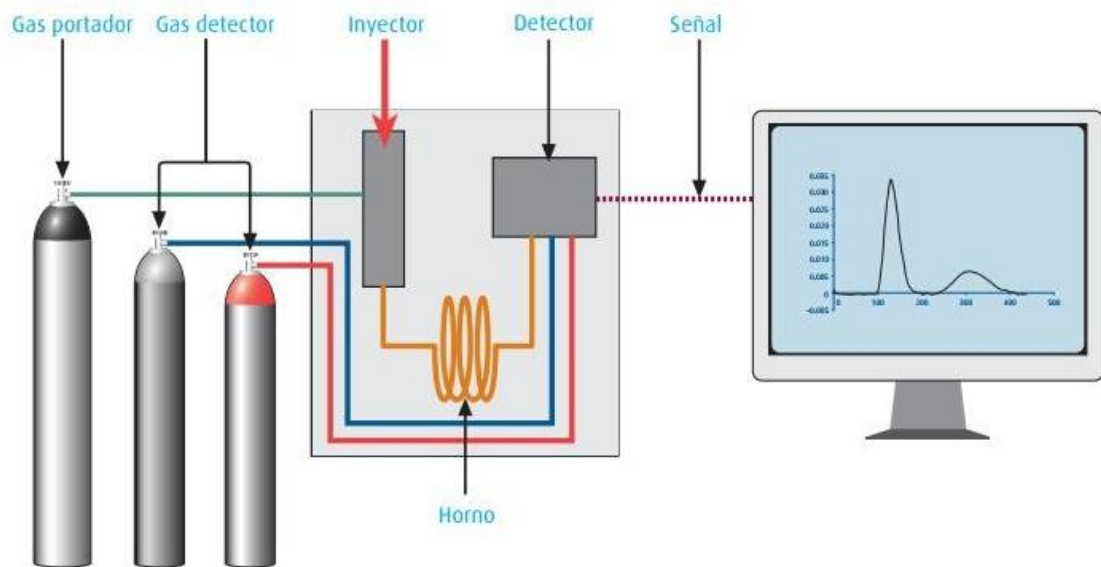


Figura 6. Diagrama elementos básicos cromatografía de gas

Fuente: Cromatografía de gases Abelló Linde

2.3. Contenido de agua en el gas

Para la mayoría de sistemas de gas las cartas de McKetta y Wehe (1958)⁶ generadas de datos empíricos, proporciona los estándares para la determinación del contenido de agua. Estas cartas pueden ser usadas para predecir el contenido de agua en tuberías de gas natural dulce saturado. Existen otros métodos disponibles para determinar el contenido de agua en gas natural agrios (Carroll 2002). En general, hay métodos que son satisfactorios para gases con concentración ácida menores al 30% pero para concentraciones de ácidos mayores al 50% y con presiones altas existen métodos que pueden inducir errores (Hubbard, 1993). Un método apropiado se introdujo por Wichert y Wichert (2003), el cual proporciona una buena estimación para el contenido de agua en gas agrio saturado, las condiciones deben ser: contenido de H₂S de 3-38 % molar, contenido de CO₂ de 3-34%, presiones desde 290 hasta 10153 psi y temperaturas desde 50 hasta 347 °F. El error promedio de este procedimiento es menor a 1%.⁷

Para estimar el contenido de gas por este método se debe:

1. Determinar el contenido de vapor de agua en equilibrio de gas dulce a las condiciones de presión y temperatura operacionales usando las cartas de McKetta y Wehe.
2. Determinar la concentración equivalente de porcentaje molar de gas agrio:

$$\text{mole \% } H_2S \text{ equivalent} = \text{mole \% } H_2S + 0,7 \times \text{mole \% } CO_2$$

3. Determinar la relación de lb de agua en gas agrio y lb de agua en gas dulce mediante las cartas de Wichert y Wichert, para esto primero se entra por la parte inferior izquierda de la gráfica con la temperatura de operación, se cruza con la curva de *mole % H₂S equivalent* calculado previamente, y en este punto se desplaza hacia la parte de arriba de la carta hasta la presión de interés, de ahí se mueve hacia la izquierda y se lee el valor de la escala.
4. Multiplicar el valor del punto 3 con el contenido de agua en gas dulce del punto 1. Este será el contenido de agua en el gas.

⁶ Gas Processors Suppliers Association (GPSA), Engineering Data Book, FPS version, 20° edición, Volumes I & II, U.S.A, 2004.

⁷ MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing.

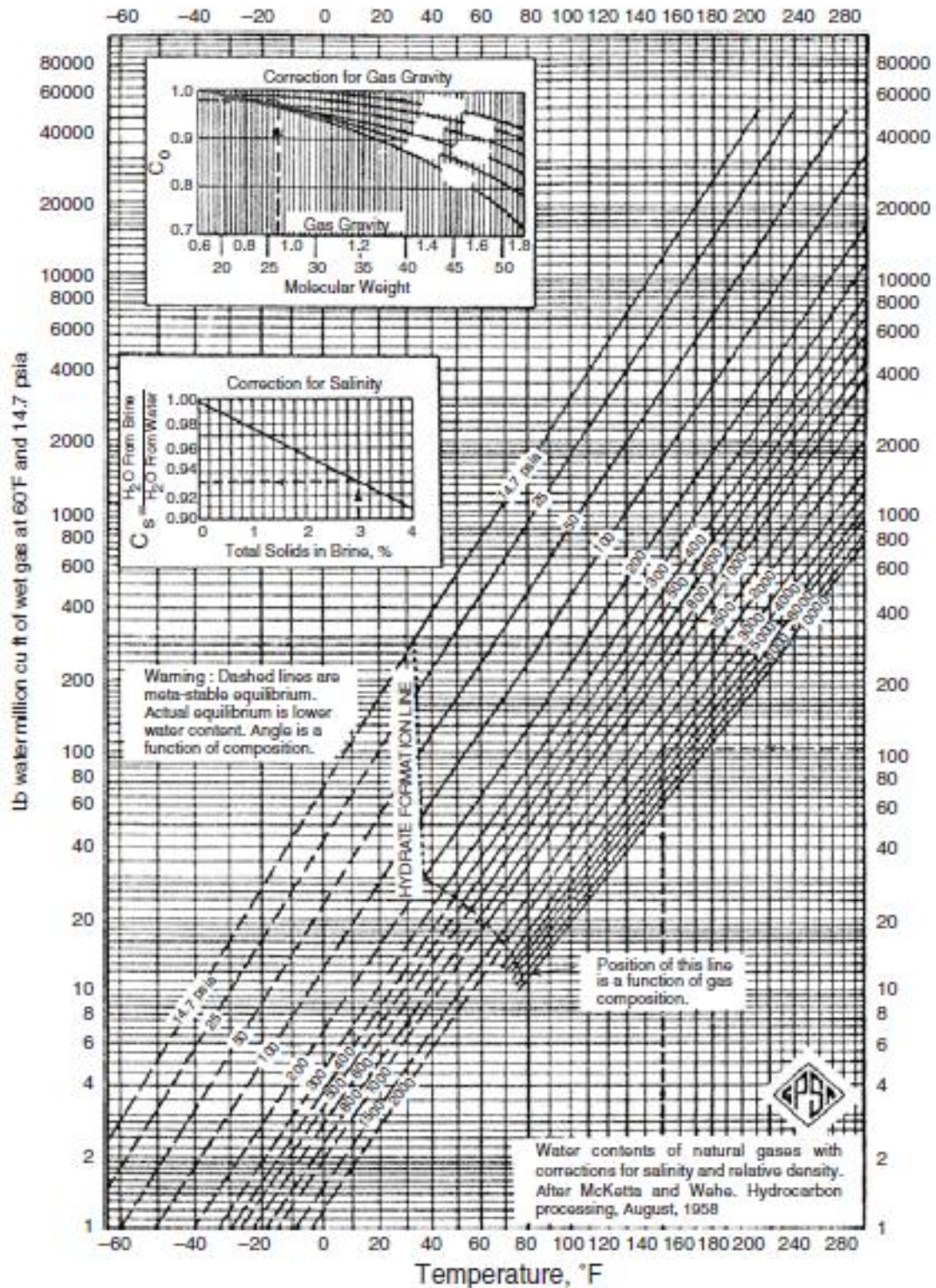


Figura 7. Determinación de contenido de agua en gas dulce

Fuente: MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing. Elsevier editorial, 2006

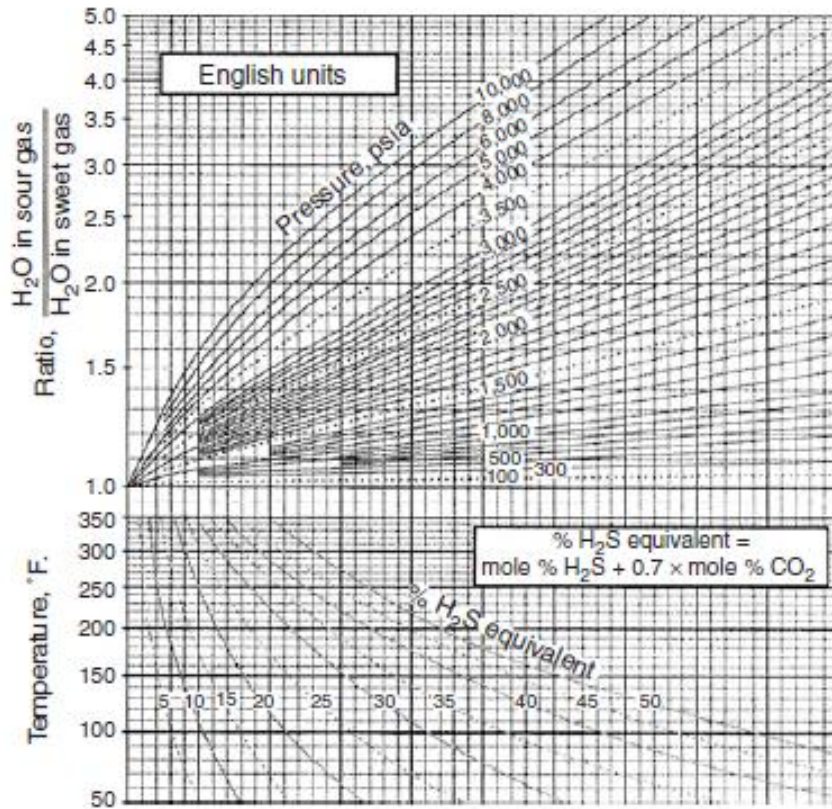


Figura 8. Determinación contenido de agua de gas agrio método Wichert y Wichert

Fuente: MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing. Elsevier editorial, 2006

3. CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

3.1. Batería Monal

A la batería Monal llega el fluido de producción proveniente de 42 pozos al sistema de recepción, el cual está conformado por cuatro (4) cabezales o colectores que reciben la producción de todos los pozos conectados a la batería. La función que realiza el colector es derivar la producción de un pozo o grupo de pozos ya sea al separador de prueba o a los separadores de producción (Bifásicos o FWKOs).

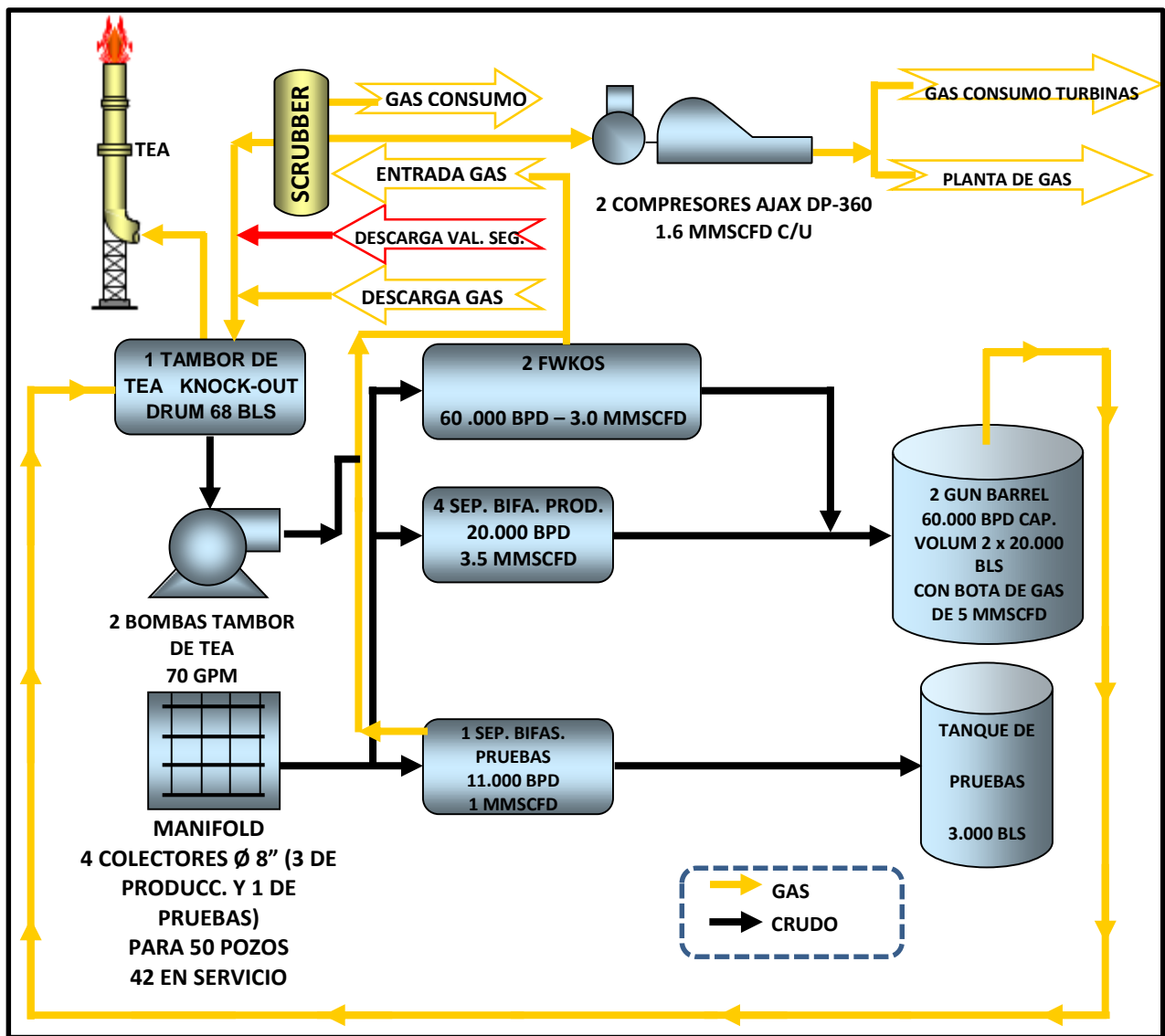


Figura 9. Diagrama de procesos del sistema de gas batería Monal

Tabla 7. Propiedades de los fluidos de producción batería Monal

PRODUCTO	UNIDAD	PRODUCCION
Fluido	BFD	460000
BS&W	%Volumen	99,5
Crudo	BOPD	2300
API Crudo	°API	26,5
Agua	BWPD	457700

Fuente: Ecopetrol S.A

3.1.1. Separadores bifásicos⁸

La etapa de separación en la batería Monal está compuesta por cinco (5) separadores bifásicos horizontales que manejan una presión de 40 psi cada uno: uno (1) de pruebas y cuatro (4) de producción general, y están provistos de válvulas de parada de emergencia SDV-301/401/501. Los separadores funcionan en paralelo o en forma simultánea. El flujo de gas sale por la conexión superior del separador y luego ingresa a la etapa de separación de condensados (scrubber). A su vez el fluido restante es derivado a los gun barrels a la deshidratación del petróleo.

Tabla 8. Capacidad separadores bifásicos batería Monal.

SEPARADOR	CAPACIDAD
M-MBD-101 Separador Bifásico de Prueba	11.000 bfpd / 1 MMSCFPD
M-MBD-102 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-103 Separador Bifásico de Producción o de prueba	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-104 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-105 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD

Fuente: Ecopetrol S.A

⁸ ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de la batería Monal



Figura 10. Separadores de producción y de prueba (M-MBD-104 y M-MBD-101)

3.1.2. Free Water Knockout - F.W.K.O



Figura 11. Free Water Knockout (FWKOs) (M-MAM-106/107)

En la batería Monal se cuenta con dos (2) FWKOs (M-MAM-106/107), cada uno maneja una capacidad de 60000 BFPD, 3.0 MMSCFD y una presión de 40 Psi. El separador deshidrata, reduce y controla la cantidad de agua y sedimentos (%BS&W) presentes, separa el agua libre y despoja el gas presente en el crudo. La unidad dispone de un sistema de descarga controlada de gas producido, con el objeto de mantener la presión del equipo (45 - 60 psig) y del sistema de pozos aguas arriba. La mayor parte del gas se retira en el desgasificador (platina de choque y canal conductor), donde la emulsión se agita para vencer la tensión superficial. El gas separado fluye a través de la zona libre y del atrapador de líquido (Demister) y sale del separador a través de la válvula de control de presión (PCV-106/107)

3.1.3. Compresor de anulares (UVR)

El sistema consta de los siguientes equipos:

- Una subestación eléctrica compuesta por un transformador de 250 KVA, 35.5/460 V y un tablero de control, equipado con un arrancador suave.
- Un manifold de recibo en el cual se tienen tres cabezales de recolección, con posibilidad de direccionar cada una de las líneas de llegada al knockout drum, al manifold de producción o al compresor de baja.
- Un compresor que recibe la producción de anulares mediante el manifold.

El compresor es accionado por un motor eléctrico de 125 HP y está protegido por una válvula de relevo de presión en la descarga, calibrada para ser disparada a los 75 psig.

Tabla 9. Condiciones de operación y de diseño compresor de anulares Monal.

Caudal de operación	1.5 MMSFC
Presión de alimentación	15-20 psig
Presión de descarga	60 psig
Temperatura de operación	120°F
Máximo contenido de líquido	200 BOPD

Fuente: Ecopetrol S.A

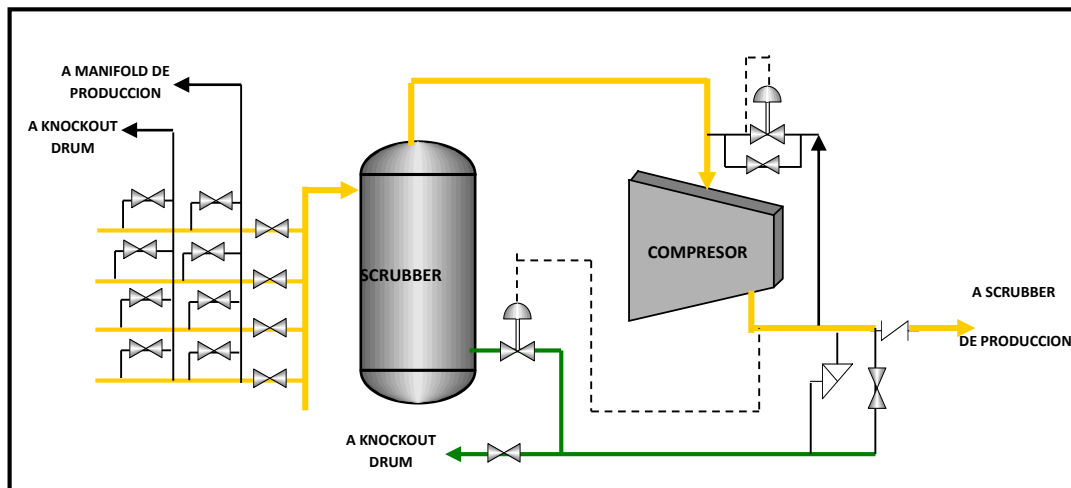


Figura 12. Diagrama de proceso compresor de gas de anulares Bateria Monal (Fuente: ECOPETROL S.A.)

3.2. Batería Satélite

A la batería Satélite llega el fluido de producción proveniente de 57 pozos al sistema de recepción, de los cuales 9 son BM, 36 son ESP y 12 PCP.

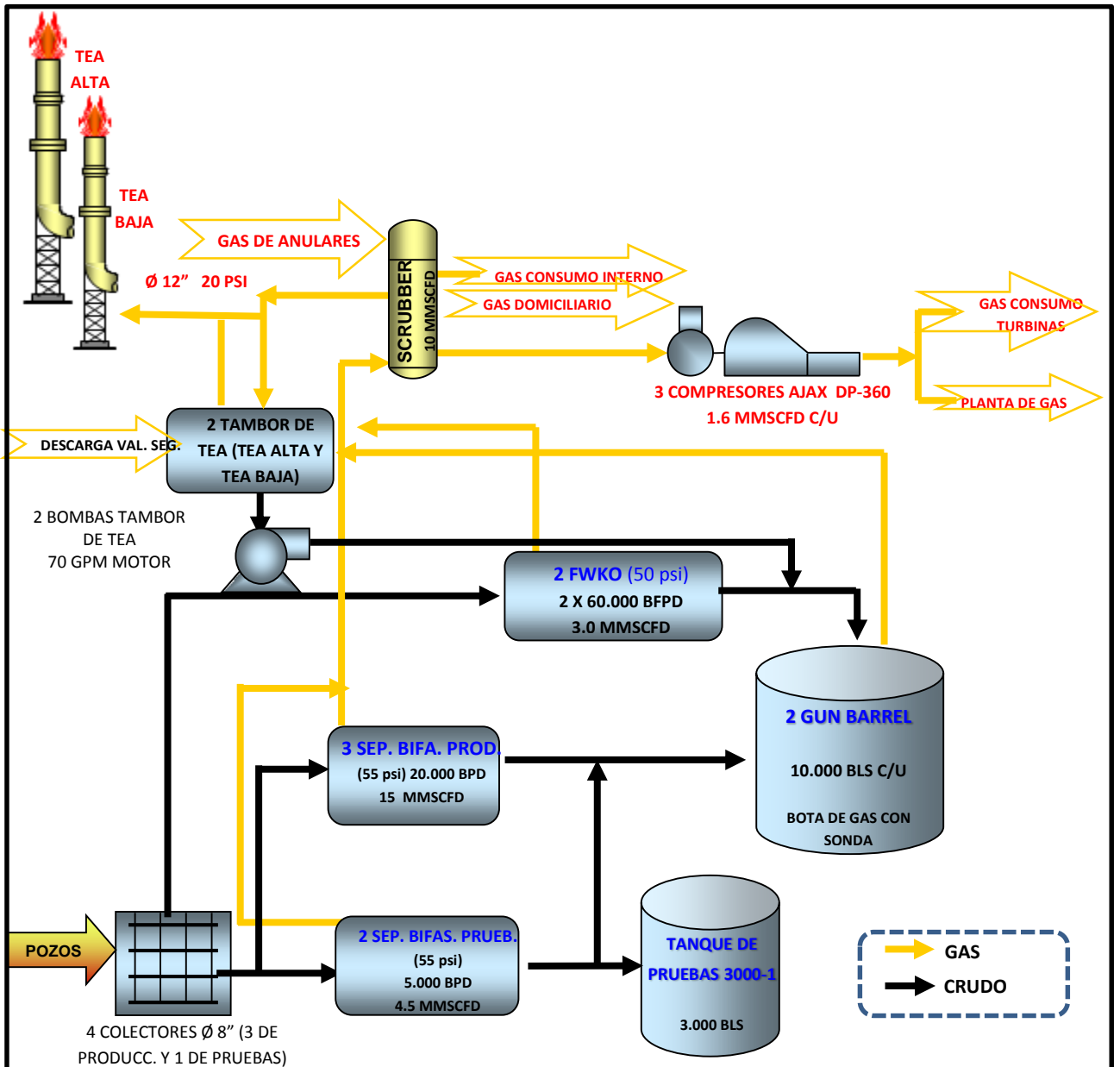


Figura 13. Diagrama de procesos de gas batería Satélite

Tabla 10. Propiedades de los fluidos de producción batería Satélite

PRODUCTO	UNIDAD	PRODUCCION
Crudo	BOPD	3200
API Crudo	°API	27

Fuente: Ecopetrol S.A

Esta estación cuenta con dos sistemas de recolección, (Múltiple 1, y Múltiple 2), donde al múltiple 2 llegan veinte (20) líneas de las cuales están activas diez (10), el Múltiple 1 cuenta con 58 líneas, 47 activas, en donde 19 son independientes y 28 son líneas con la producción de más de un pozo.

Los sistemas de recolección están conformados por cuatro (4) cabezales o colectores que reciben la producción de todos los pozos conectados a la batería. El colector deriva la producción de un pozo o grupo de pozos ya sea al separador de prueba o a los separadores de producción (Bifásicos o FWKOs).

Al sistema de tratamiento de gas “scrubber”, llega el gas proveniente de los separadores de prueba, producción general, FWKOs y descarga de compresores de anulares:

3.2.1. Separadores Bifásicos⁹

La etapa de separación de la batería Satélite está compuesta por cuatro (5) separadores bifásicos que manejan una presión de 42 psi cada uno: dos (2) de pruebas y tres (3) de producción general, y están provistos de válvulas de parada de emergencia SDV-301/401/501. Los separadores funcionan en paralelo o en forma simultánea.

Tabla 11. Capacidad separadores bifásicos batería Satélite

SEPARADOR	CAPACIDAD
PRUEBAS 1 (M-MBD-101)	5000 BPD – 4.5MMSCFD
PRUEBAS 2 (M-MBD-102)	5000 BPD – 4.5 MMSCFD
GENERAL (M-MBD-105/106)	27000 BPD – 15 MMSCFD
GENERAL (M-MBD-107)	34000 BPD – 12 MMSCFD

Fuente: Ecopetrol S.A

⁹ ECOPETROL S.A. Manual de operaciones Batería Satélite

El flujo de gas sale por la conexión superior del separador y luego ingresa a la etapa de separación de condensados (scrubber). A su vez el fluido restante es derivado a los gun barrels a la deshidratación del petróleo.

3.2.2. Free Water Knockout – F.W.K.O.

En la batería Satélite se cuenta con dos (2) FWKOs (M-MAM-110/111), cada uno maneja una capacidad de 60000 BFPD y 3.0 MMSCFD y manejan una presión de 38-42 Psi. La unidad dispone de un sistema de descarga controlada de gas producido, con el objeto de mantener la presión del equipo (35 - 60 psig) y del sistema de pozos aguas arriba. La mayor parte del gas se retira en el desgasificador (platina de choque y canal conductor), donde la emulsión se agita para vencer la tensión superficial. El gas separado fluye a través de la zona libre y del atrapador de líquido (Demister) y sale del separador a través de la válvula de control de presión (PCV-106/107)

3.2.3. Compresor de anulares (UVR)

Las siguientes son las condiciones de diseño y operación:

Tabla 12. Condiciones de operación compresor de anulares batería Satélite

Capacidad de alimentación	1.5 MMSFC
Presión de alimentación	7-15 psig
Presión de descarga	32 psig
Numero de etapas	2
Temperatura de entrada gas	103°F
Motor	Eléctrico / 200 HP / 32.5 Hz / 610 RPM
Máximo contenido de líquido	200 BOPD
Caudal de agua de refrigeración	12,16 GPM

Fuente: Ecopetrol S.A

Como medida de seguridad el compresor tiene un bypass en el cual se encuentra instalada una válvula reguladora que permite la recirculación cuando la presión en la succión está por debajo de 5 psig.

3.3. Batería Balcón

Actualmente la batería Balcón recibe la producción de 9 pozos del campo Balcón de los cuales 8 son de bombeo electro sumergible y 1 bombeo mecánico.

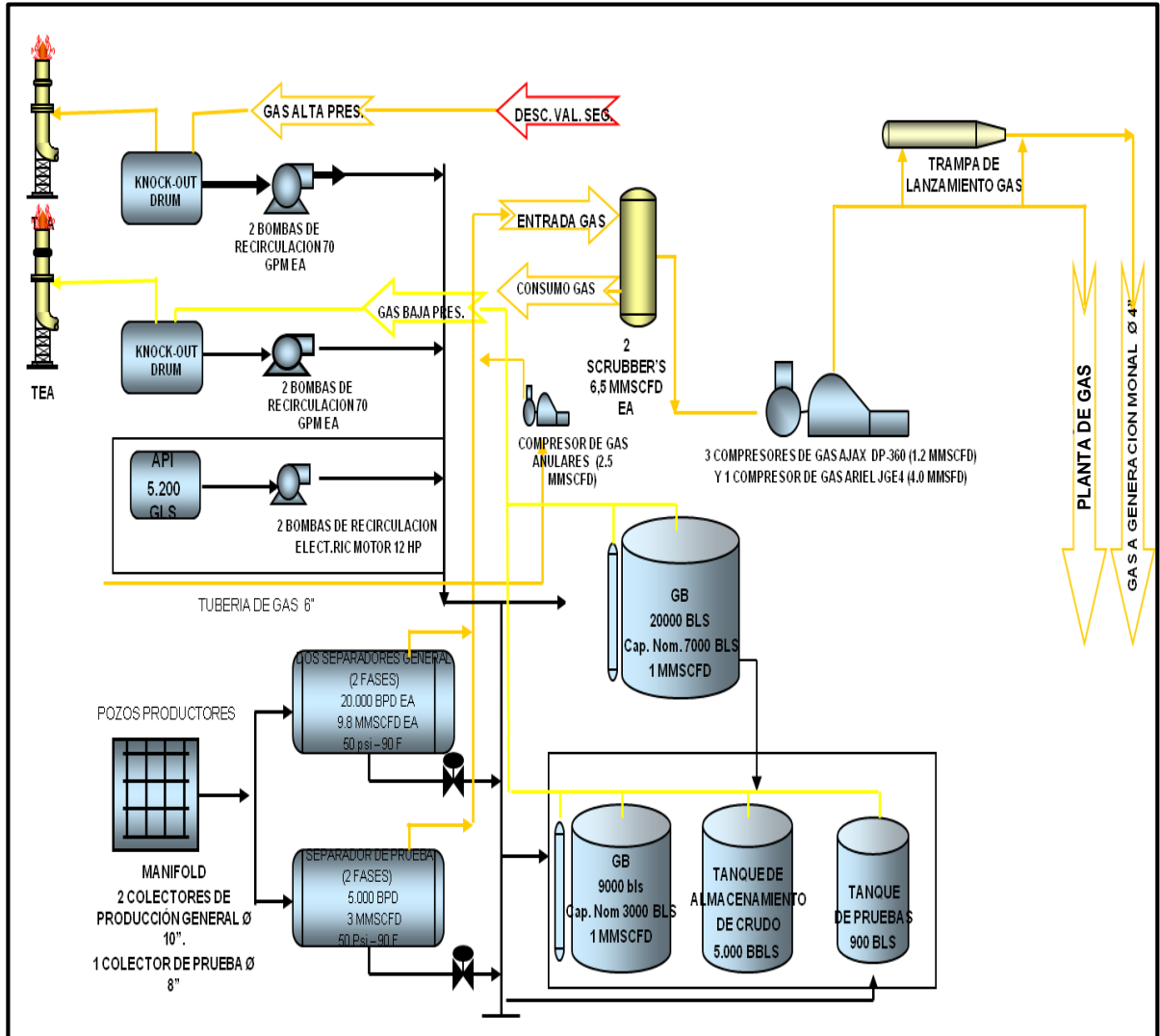


Figura 14. Diagrama de procesos batería Balcón

Tabla 13. Propiedades de los fluidos de producción batería Balcón

PRODUCTO	UNIDAD	PRODUCCION
Fluido	BFD	9800
BS&W	%Volumen	85
Crudo	BOPD	1470
API Crudo	°API	32,2
Agua	BWPD	8330

Fuente: Ecopetrol S.A

El proceso de esta batería comienza con la recepción de diversas tuberías que transportan los fluidos de los pozos de producción, todas estas líneas llegan al manifold el cual cuenta con tres 3 colectores, dos 2 de estos se encargan de conducirlos a su etapa de separación, donde se cuenta con dos (2) separadores bifásicos generales y un tercer colector para direccionar el fluido al separador de prueba; dependiendo del interés se encauza el fluido y el gas hacia uno u otro separador.

El crudo emulsionado procedente de los separadores fluye hacia el gun barrel pasando primero por la 'bota de gas' en donde se separa el gas residual asociado al crudo y posteriormente entra al GB, completamente desgasificado para su deshidratación, almacenaje y despacho.

El gas obtenido en los separadores, se envía a los scrubber instalados en el cabezal de la línea de gas, con el fin de extraerle los condensados, los cuales se envían al tanque de relevo (Knock Out Drum – KOD) del proceso de gas a tea.

El agua separada que sale del GB pasa a la planta de inyección y de allí es bombeada a los pozos inyectores BC-2, BC-6, BC-BC-9, BC-25 y BC-26 para recuperación secundaria de crudo.

3.3.1. Separadores bifásicos.

El proceso de separación de esta batería consta de tres (3) separadores bifásicos horizontales, uno (1) para pruebas de pozos y dos (2) para la producción general.

Los separadores de producción general, operan en paralelo y simultáneamente, pudiéndose seleccionar desde el múltiple la carga a cada equipo. La producción general, se puede dirigir a uno u otro separador, de acuerdo con las necesidades de operación y con el potencial de producción de los pozos recibidos en la batería, de forma más o menos proporcional. Para este propósito, se tendrá en cuenta

que, la capacidad de separación de los equipos conectados a los colectores de producción general, (separadores 106 & 107), es de 20.000 BPD y 19.6 mmscf/d.

Tabla 14. Capacidad de los separadores batería Balcón

SEPARADOR	CAPACIDAD	PRESION
PRUEBAS (B-MBD-103)	5.000 BPD – 3.0 MSCFD	40 PSI
GENERAL (B-MBD-106)	10.000 BPD – 9.8 MMSCFD	40 PSI
GENERAL (B-MBD-107)	10.000 BPD – 9.8 MMSCFD	40 PSI

Fuente: Ecopetrol S.A.



Figura 15. Separador B-MBD-103 (Fuente: Ecopetrol S.A)

3.3.2. Compresor de anulares (VRU)

El proceso tiene por objeto facilitar la recuperación del gas de anulares, reduciendo las presiones mediante un compresor, el cual succiona de la red de anulares y entrega a los scrubber B-MBF-101/102 de proceso en la batería. El proceso consta de un compresor, motor eléctrico, post-enfriador con aire, tambor separador de líquidos en la línea de entrada al compresor, panel local de instrumentos y demás accesorios para lubricación y para agua de enfriamiento. Todo el conjunto de los equipos mencionados están montados sobre un patín (“skid mounted”)



Figura 16. Compresor de anulares Balcón. (Fuente: ECOPETROL S.A.)

3.4. Diagnóstico y descripción del problema

Se tuvo la iniciativa de generar un panorama que le permitiera a la coordinación San Francisco evidenciar la situación operacional de la batería de producción debido a que existía incertidumbre y se desconocía la realidad en algunos de los procesos que se llevaban a cabo en las facilidades de superficie para el tratamiento del gas.

Respecto a la parte de producción y tratamiento del crudo, como éste ha sido el principal motivo de explotación del campo San Francisco por su bonanza y las características del yacimiento, se ha mantenido las expectativas altas en cuanto a los diferentes procesos de tratamiento y equipos que se requiere en torno a él, es por esto que no fue necesario incluirlo de nuevo en este proyecto.

Con motivo de hacer el empalme de entrega de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima (SOH), por parte de HOCOL a ECOPETROL S.A. en el 2012, se produjo un primer análisis e identificación de las circunstancias en que se recibían las instalaciones en infraestructura, pero transcurrido el tiempo se hizo necesario llevar a cabo un segundo estudio con razón a que se presentaban constantes falencias y oportunidades de mejora en las operaciones, fue entonces cuando en el 2013 se generó el documento PANORAMA GENERAL DE GAS SOH¹⁰ (Súper intendencia de operaciones Huila-Tolima) hoy llamada GDH, en donde se plasmó un balance muy general del gas de toda la superintendencia. Por

¹⁰ ECOPETROL S.A. PANORAMA GENERAL GAS-SOH: Informe sobre el panorama general de la producción, uso, infraestructura y medición del Gas Natural de los campos de la SOH

lo tanto en éste proyecto era de vital importancia ejecutar un análisis más concreto y específico en este caso de la coordinación San Francisco, enfocado netamente en los sistemas de tratamiento de gas de sus tres baterías.

El Diagnostico contó con las siguientes etapas:

- Recopilación bibliográfica y antecedentes
- Obtención de datos preliminares e investigación de procesos
- Levantamiento de información en campo, reconocimiento de las facilidades.

De esta manera se recolectó la información de las tres baterías (Monal, Satélite y Balcón) de la coordinación y se pudo llegar al siguiente diagnostico final:

- Falencia en el sistema de medición volumen de gas (batería Monal)
- Calidad del gas (baterías: Monal, Satélite y Balcón)
- Corroborar humedad del gas (baterías: Monal y Satélite)
- Presencia de condensados en la línea de relevo a tea (batería Balcón)

3.4.1. Sistema de medición

3.4.1.1. Medidor de flujo tipo coriolis

El equipo coriolis es un instrumento de medida de flujo para líquidos o gases, que utiliza como variable principal la medición de masa, la cual por ser una magnitud fundamental de medida no deriva sus unidades de medición de ninguna otra fuente, lo que la hace una propiedad ideal para ser medida. En la batería Monal se encuentra ubicado en el separador de pruebas 101.



Figura 17. Medidor tipo coriolis de gas separador de prueba, batería Monal

Este medidor de flujo tipo coriolis se encuentra en perfectas condiciones de operación pero al estar ubicado en la línea de gas de salida del separador de prueba, solo arroja el dato de flujo de gas para un solo pozo (el que se esté analizando).

3.4.1.2. Medidor tipo Vortex

El medidor tipo Vortex consiste en una obstrucción que se coloca en el paso del fluido produciendo remolinos con cierta frecuencia, esta frecuencia es directamente proporcional a la velocidad. Con un sensor se determina la velocidad y con ésta el caudal.

En la batería Monal este tipo de medidor se encuentra ubicado en las siguientes líneas de gas: líneas de salida del scrubber, líneas de llegada al compresor de anulares, en la línea de descarga de los compresores de gas, en la línea de consumo de motores de compresores de gas.

La mayoría de estos equipos no se encuentran en óptimas condiciones por razones asociadas a des-calibración y/o daños externos, que no solo dificultan la lectura del flujo de gas en MMSCFD que deben arrojar dichos medidores, sino que estos datos son identificados como erróneos por el operador de la batería al corroborarlos con los datos obtenidos en las consolas de operación, pruebas de pozos y/o balances.



Figura 18. Medidor tipo Vortex descarga compresor de anulares, batería Monal

3.4.1.3. Medidor de flujo tipo dispersión térmica

Los sensores tipo dispersión térmica se utilizan para medición de flujo de aire o gas. Estos sensores constan principalmente de un elemento de flujo y un transmisor de flujo.

El principio de operación es: Un calentador produce una diferencial de temperatura entre dos RTD's (Resistance Temperature Detectors) por calentamiento de una de las RTD's. Entra mayor sea el flujo, más rápido se enfriara la RTD calentada y causara un cambio proporcional en el diferencial de temperatura entre las RTD. El transmisor de flujo convierte el diferencial de temperatura en un valor de caudal.

En la batería Monal se encuentra instalado un medidor de dispersión térmica en la línea de gas a tea, pero se encuentra en muy malas condiciones que hacen imposible la lectura del dato y por lo tanto se tiene incertidumbre con respecto a la cantidad total de gas quemado en tea.



Figura 19. Medidor térmico en TEA, batería Monal

3.4.2. Calidad del gas

Se identificó que en las tres baterías todo el gas es recolectado en una línea de 6" para luego pasar por el scrubber, encargado de retirarle los condensados presentes que pudiera contener. Este procedimiento se lleva a cabo con normalidad pero no se tiene ningún control respecto a si a la larga luego de ser

tratado se cumplió con el objetivo de remover todos los condensados. Es de suma importancia conocer si el gas producido realmente no tiene líquidos ya que en el caso de las baterías Monal y Satélite, como es llevado a turbo generación puede generar problemas a los equipos que se utilización en el proceso de generación de electricidad y de igual manera el gas enviado a las distintas teas debe estar las condiciones óptimas antes de ser quemado.

3.4.3. Humedad del gas

La planta deshidratadora de las baterías actualmente se encuentra fuera de servicio debido principalmente a la disminución en la producción en los últimos años; por lo tanto, el único tratamiento de deshidratación a que es sometido el gas es el que se realiza en cada scrubber, y su línea de salida es enviada directamente a la planta de generación eléctrica, planta de gas y quema en tea, dependiendo de la batería. En consecuencia existe incertidumbre sobre la cantidad de agua presente en dicho gas y sobre si es necesario dar re apertura a la operación de la planta deshidratadora.

3.4.4. Presencia de condensados en la línea de relevo a tea.

En la batería Balcón se cuenta con una bota de gas externa que consiste en un tubo de gran diámetro extendido hasta la cima del gun barrel, que recibe el crudo emulsionado que viene de los separadores y al entrar choca contra una platina de impacto produciéndose la separación de las dos fases líquido/gas. El gas asciende y sale por la parte superior de la bota hacia el múltiple de relevo a tea.

Se identificó que este gas de relevo a tea presenta cierta cantidad de condensados debido al comportamiento de la llama a la hora de ser quemado y por antecedentes de recuperación en esa línea.

4. PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN.

Identificados las condiciones de operación actuales y los problemas más representativos que se presentan en las baterías de producción de la coordinación San Francisco mediante el diagnóstico y la descripción del problema, se requiere dar cumplimiento a la segunda parte del proyecto planteado en los objetivos, es decir plantear las propuestas para cada problema y optimizar dichos procesos y así generar las recomendaciones pertinentes.

4.1. Determinación flujo de gas (Monal)

Para poder dar solución al problema existente de la medición de flujo de gas y al alto nivel de incertidumbre que se manejaba en la batería Monal sobre estos valores, se implementó un modelo matemático usando la nueva Ecuación de Towler, B.F. y Pope, T.L.¹¹ el cual permita constatar si los datos de producción que se infieren por balance son adecuados o por el contrario corroborar que esta estimación que se hace es errónea y demostrar la urgencia de un sistema de medición adecuado en la batería.

Luego de haber estudiado la ecuación adecuada para hacer el cálculo de la tasa de flujo de gas se procedió a establecer los puntos de interés para los cuales se transporta la totalidad del gas en la batería Monal, de esta manera se escogieron tres tuberías principales:

- **Tramo de tubería 1:** salida de compresor de anulares a entrada a scrubber
- **Tramo de tubería 2:** salida gas de separadores bifásicos a entrada a scrubber
- **Tramo de tubería 3:** salida gas de FWKOs a entrada scrubber

Para las cuales se realizó la medición de datos necesarios en campo para el desarrollo de la ecuación, estas mediciones fueron: Diámetro y longitud para cada una de las tres tuberías.

¹¹ MOKHATAB, Saeid. PIPELINE DESIGN TOOLS-1: New approximation of friction factor developed for general gas-flow equation.



Figura 20. Medición diámetro y longitud Batería Monal

Además se registraron los datos de presión y temperatura de cada tramo de tubería en los puntos 1 y 2 descritos anteriormente, la tabla 15. Recopila toda la información recogida, este registro se hizo dos veces por día durante 10 días:

Tabla 15. Datos de presión y temperatura tramos de tubería

FECHA	HORA	1		2		3		4		5		6		7		8	
		P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)	P (psia)	T (°F)
22/07/2016	08:00	36	140	33	142	40	105	41	106	35	108	40	107	41	108	40	106
22/07/2016	16:05	37	145	35	145	40	107	41	108	34	109	40	110	41	110	40	108
23/07/2016	09:00	38	142	36	145	40	105	41	107	36	106	40	108	41	109	40	110
23/07/2016	15:00	39	145	35,5	148	40	110	41	112	37	110	40	112	41	110	39	110
24/07/2016	07:35	38	140	37	145	41	107	41	110	38	110	40	107	41	108	39	108
24/07/2016	16:00	40	145	37	150	42	112	42	115	38	115	40	112	41	114	40	112
24/07/2016	23:00	42	141	36	143	41	110	41	113	32	112	40	112	41	112	41	110
25/07/2016	08:00	40	140	36	142	40	106	41	108	35	105	40	107	41	108	39	108
25/07/2016	15:00	40	150	37	150	41	115	41	116	37	115	40	112	41	114	39	115
26/07/2016	07:45	44	142	39	145	41	105	41	108	37	106	40	107	41	108	38	108
26/07/2016	16:00	42	150	40	155	41	115	41	116	37	112	40	114	41	115	39	115
27/07/2016	07:43	43	115	38	146	41	111	40	109	38	113	40	110	41	109	40	114
27/07/2016	19:30	40	140	37	140	41	108	40	107	36	106	40	107	41	108	38	108
28/07/2016	09:00	44	145	40	145	41	106	41	108	36	105	40	109	41	110	39,5	108
29/07/2016	08:30	45	140	42	140	41	110	42	98	37	106	40	108	41	107	37,5	107
30/07/2016	09:30	43	145	39	145	41	108	42	102	37,5	105	40	109	41	110	39,5	110
31/07/2016	08:30	44	142	39,17	151	40	112	42	98	37	106	40	110	41	108	39,5	108
1. Compresor de anulares		3. Separador 103-104				5. Scrubber				7. FWKO-2							
2. Entrada compresor anulares a Scrubber		4. Separador 102-105				6. FWKO-1				8. Entrada FWKO's al Scrubber							

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

Existieron ocasiones en que se tomaron datos de presión y temperatura durante dos o tres veces por día, en este caso se hizo un promedio para determinar el valor representativo de la variable en la tubería en dicho día, esto se decidió porque durante la jornada pueden presentarse anomalías que impiden la producción normal en la batería, tales como intervención de pozos, prueba de pozos, equipos en mantenimientos y condiciones ambientales.

Una vez determinados los datos de presión y temperatura por día, se procede a calcular el flujo de gas en cada tramo de tubería. En el Anexo A se encuentra la aplicación de la nueva ecuación de Towler y Pope para la estimación del caudal de gas y la muestra de cálculo para el primer día.

En la Tabla 16 se registran los resultados obtenidos del caudal total producido:

Tabla 16. Flujo de gas calculado por Towler & Pope

Día	Towler & Pope (MMscfd)
22/07/2016	2,119
23/07/2016	1,781
24/07/2016	2,037
25/07/2016	2,239
26/07/2016	2,162
27/07/2016	1,835
28/07/2106	2,270
29/07/2016	2,296
30/07/2016	1,965
31/07/2016	2,078

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

4.1.1. Análisis de resultados

En la batería Monal debido a la incertidumbre en el flujo de gas generada por los equipos de medición, el caudal de gas se debe estimar por balance a partir de datos conocidos como la cantidad de gas requerida para consumo y compresión para envío a centro de turbo de generación y planta de gas Dina.

Los datos suministrados por los operadores de la batería Monal se encuentran registrados en la Tabla 17. :

Tabla 17. Datos inferidos por balance batería Monal en Mscfd

FECHA	CONSUMO	TEA	COMPRESIONADO	PRODUCIDO
22/07/2016	70	71	1715	1856
23/07/2016	70	79	1684	1825
24/07/2016	113	63	1724	1900
25/07/2016	111	69	1632	1812
26/07/2016	113	78	1663	1854
27/07/2016	110	73	1680	1863
28/07/2016	70	86	1888	2044
29/07/2016	112	77	1827	2016
30/07/2016	111	62	1806	1982
31/07/2016	110	59	1771	1940

Fuente: Ecopetrol S.A.

Al comparar los datos se puede notar cierto porcentaje de discrepancia o error entre el resultado obtenido por medio de la ecuación de Towler & Poper y el valor inferido por balance, confirmando de alguna manera lo que se tenía previsto debido a que el cálculo matemático del flujo de gas es un valor teórico e hipotético que ayuda a predecir el caudal que se está produciendo por día, pero no está sujeto a los imprevistos que se pueden presentar en un día de producción de la batería como lo son cierres e intervenciones a pozos, mantenimientos de equipos y factores climáticos, que pueden causar variaciones en el valor del flujo de gas que se tenía estimado

Tabla 18. % Error Caudal de gas Calculado vs Balance.

FECHA	CALCULADO	BALANCE	% ERROR
22/07/2016	2,012	1,856	7,76
23/07/2016	1,781	1,825	2,47
24/07/2016	2,037	1,9	6,71
25/07/2016	2,239	1,814	18,98
26/07/2016	2,162	1,854	14,25
27/07/2016	1,835	1,863	1,55
28/07/2016	2,270	2,044	9,96
29/07/2016	2,296	2,016	12,20
30/07/2016	1,965	1,982	0,89
31/07/2016	2,078	1,99	4,22

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

Sin embargo existen porcentajes de discrepancia considerablemente altos, como se pueden notar en la Tabla 18., para el día 25/07/2016 donde el porcentaje de error superó el 18% y en otros cuatro días estuvo por encima del 5%.

El gráfico de la Figura 21. relaciona los valores de flujo de gas calculado por la ecuación de Towler & Poper vs el flujo de gas inferido por balance en la batería para cada día, señalando que la tendencia del valor obtenido por la ecuación está por encima del valor que se infiere por balance:

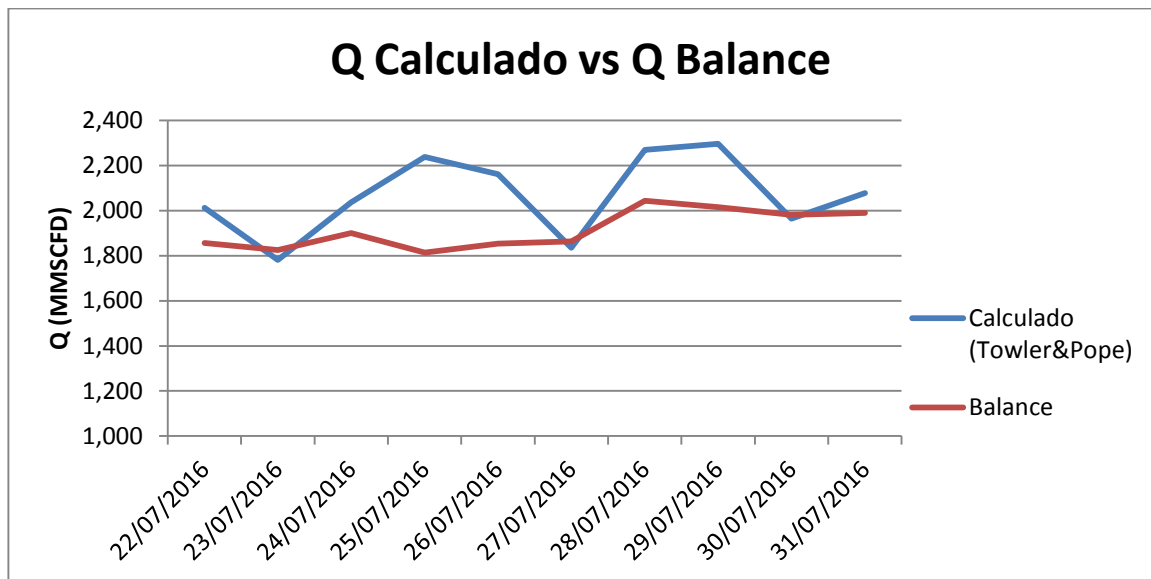


Figura 21. Q calculado vs Q balance

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

Estos resultados indican que el método por balance utilizado para determinar el flujo de gas por día no es muy confiable y que se debe mejorar el sistema actual de medición para poder tener datos más acertados en las líneas de gas de la batería, ratificando así el informe generado por Ecopetrol S.A en el 2014 cuando se elaboró un balance general de gas de la antigua SOH, en donde el departamento de ingeniería generó una estrategia apoyada por producción, encaminada a la adquisición e instalación masiva de medidores de gas para así

reducir la duda sobre la información volumétrica reportada.¹² Sin embargo, la propuesta estaba dirigida a la instalación de medidores de tipo dispersión térmica solo en las líneas de gas hacia a tea, y actualmente en la batería Monal este medidor ya se encuentra en malas condiciones de operación, como se evidenció anteriormente.

Teniendo en cuenta todo este panorama, se elaboró la siguiente propuesta de mejora en el sistema de medición que consiste en el reacondicionamiento de los equipos de medición que actualmente presentan fallas e instalación de nuevos equipos en puntos estratégicos:

- Inspección, calibración y mantenimiento de los dos medidores de tipo Vortex (Instalados en la llegada del gas de anulares al scrubber y a la salida de éste) y el medidor de tipo dispersión térmica (Instalado en la línea de gas a tea).
- Instalación de medidores de flujo, en el punto donde se unen las líneas de gas procedente de los 4 separadores generales y el separador de prueba e igualmente en el punto donde se unen las líneas de gas procedentes de los FWKOs, ya que es muy importante conocer la cantidad de gas separado que llega al scrubber.

Para determinar qué tipo de medidor es el adecuado para instalar en estos puntos, primero se debe recordar que los datos de flujo de gas son comúnmente llevados a condiciones estándar de presión y temperatura, lo que es en realidad una cantidad másica, es por esto que en la industria la mayoría de mediciones se basan en el flujo másico en vez del flujo volumétrico.

Los medidores de flujo másico mayormente usados son los de tipo coriolis y de dispersión térmica, sin embargo se debe identificar cuál de estos tipos de medidores se ajustan a las condiciones necesarias para los dos puntos estratégicos elegidos.

La tabla 19. muestra una comparación entre ambos medidores, con características y ventajas de cada uno:

¹²ECOPETROL S.A. PANORAMA GENERAL GAS-SOH: Informe sobre el panorama general de la producción, uso, infraestructura y medición del Gas Natural de los campos de la SOH. Neiva, 2013.

Tabla 19. Comparación medidores tipo coriolis y dispersión térmica

Método/Característica	Coriolis	Dispersión Térmica
Tipo de fluido	Gases y líquidos	Gases puros y limpios
Rango	100:1	1000:1
Linealidad dentro del rango	0,10%	2%
Temperatura límite usual (°C)	-50...+250	-10...+100
Intrusiva o no	Intrusiva	Intrusiva
Características generales	Al seleccionar sensores para aplicaciones con gas, la caída de presión a través del sensor depende de la temperatura de operación, presión y composición del fluido.	Limitaciones: - <i>Humedad de condensados:</i> como las humedades hagan contacto con el sensor calentado causara un enfriamiento adicional del sensor. - Aplicaciones donde hay gas saturado deben ser evitadas. Algunos modelos son sensibles con respecto a la composición del gas (mezclas)
	<i>Precisión de caudal másico:</i> 0,35% del caudal	

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

Debido a que los medidores se van a instalar en las líneas de gas procedente de los separadores (ya sean bifásicos o trifásicos), justo antes de ser enviado al scrubber, este gas presenta cierto porcentaje de condensados y humedad, por lo tanto el tipo de medidor de dispersión térmica no se podría utilizar ya que una de sus limitaciones es precisamente los gases con este tipo de característica, para que este medidor opere en óptimas condiciones el gas debe estar lo más limpio posible, es por esto que este tipo de instrumento se utiliza en su mayoría en las líneas de gas a tea.

Por lo tanto el medidor escogido para instalar en los puntos estratégicos seleccionados es el de tipo coriolis. El diagrama de la gráfica 15 muestra el diseño propuesto para mejorar el sistema de medición de gas:

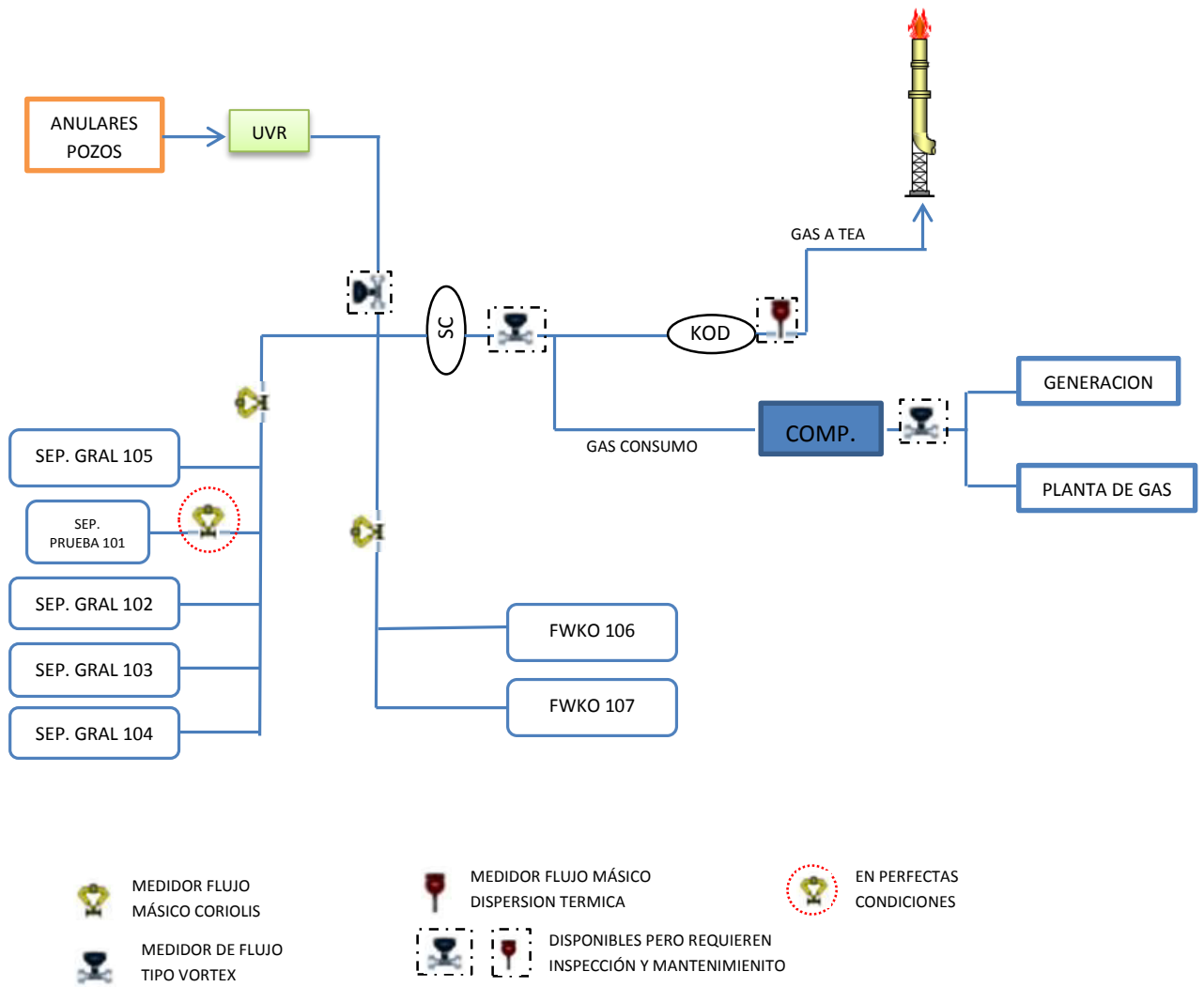


Figura 22. Diagrama propuesto medición de gas Monal

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

4.2. Caracterización calidad del gas (Monal, Satélite y Balcón)

Para realizar la caracterización de los gases de las tres baterías se dispuso a hacerse en el cromatografo de gases GC-2014 Shimadzu disponible en el laboratorio de gas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana,



Figura 23. Cromatografo GC-2014 Shimadzu Facultad de Ingeniería

Con la colaboración de los ingenieros de laboratorio de Ecopetrol S.A, se tomó la muestra en la línea procedente de los compresores de media en los cilindros toma-muestras de la Universidad.

En este punto, el gas ya ha pasado por todo el tratamiento necesario y a partir de ahí es despachado a centro de generación y planta de gas Dina.



Figura 24. Toma de muestras línea de gas Monal, Satélite y Balcón

De igual manera se recolectaron pequeñas muestras en tubos colorimétricos de tipo Dräger y por medio del equipo “Dräger SimultanTest” se detectaron y midieron los contaminantes presentes en el gas, tales como el CO₂ y H₂S. En la Tabla 19. se presenta la concentración de estos contaminantes en ppm.



Figura 25. Determinación de contenido de CO₂ y H₂S Monal y Satélite

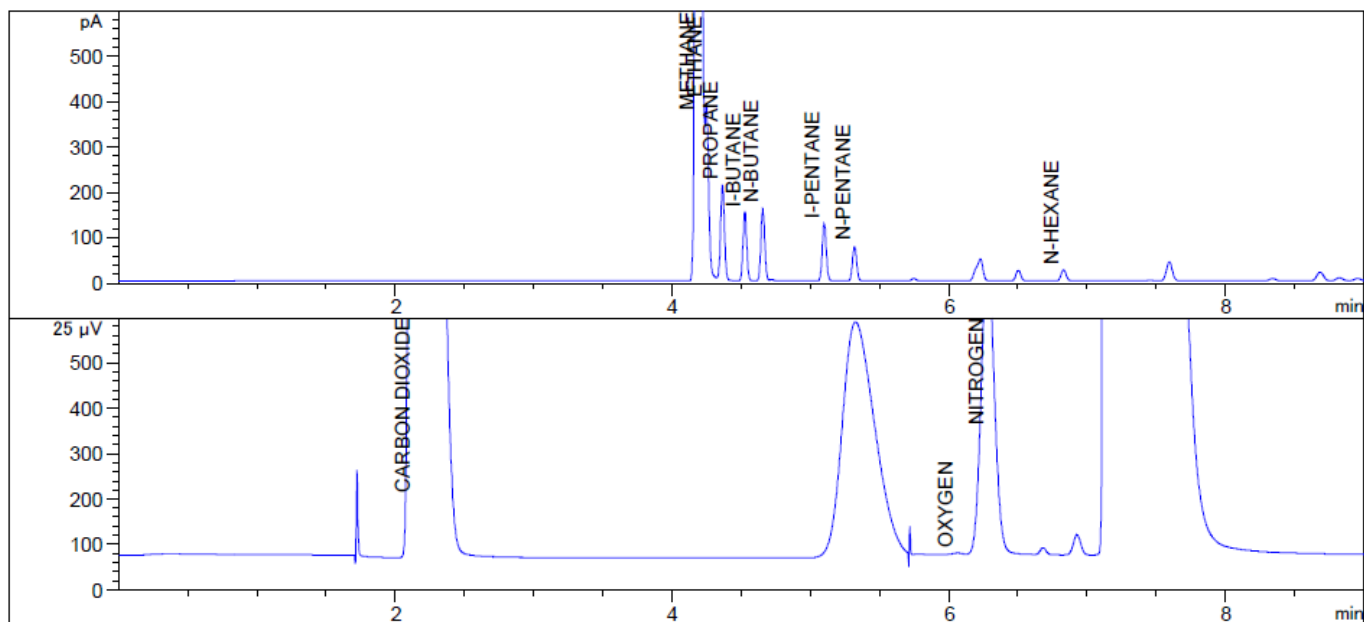
Tabla 20. H₂S y CO₂ gas Monal y Satélite

	Contaminante	ppm
MONAL	CO ₂	14
	H ₂ S	40
SATELITE	CO ₂	15
	H ₂ S	40

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

La concentración de los componentes contaminantes del gas procedente de la batería Balcón no fue tomada porque no eran necesarios, ya que en esta facilidad no se va a determinar el contenido de agua, y para este cálculo se necesitan los %molares de los dos compuestos. Cabe recordar que el análisis cromatografico de igual manera indica el % de CO₂ más no de H₂S.

El análisis cromatografico también se realizó en el laboratorio de la planta de gas DINA para comparar los resultados obtenidos en el laboratorio de la Universidad. En el Anexo B están las cromatografías realizadas en la Universidad. A continuación se presentan las cromatografías hechas en el la planta de gas DINA.

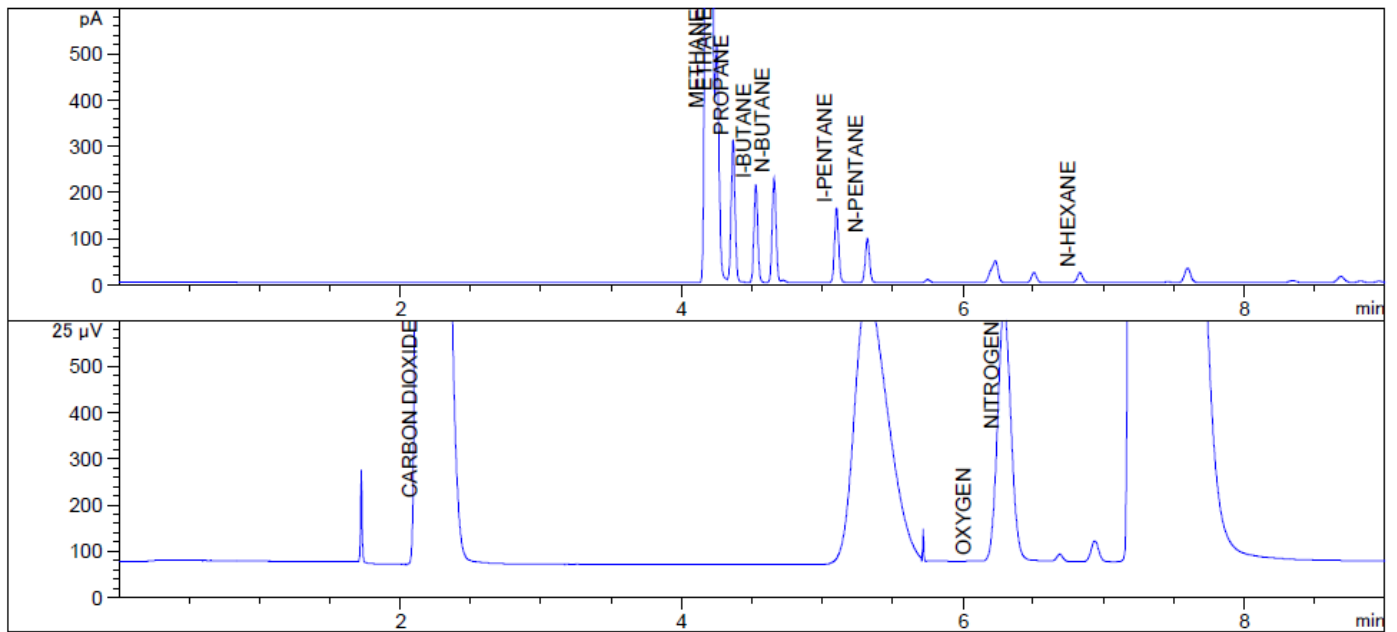


ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	2.134	59131.4	20.378	20.422	0.310	0.000	0.000
METHANE	4.187	11518.6	73.468	73.351	0.406	742.713	668.441
ETHANE	4.244	752.4	2.211	2.221	0.023	39.412	36.056
PROPANE	4.361	398.7	0.849	0.862	0.013	21.741	20.003
I-BUTANE	4.522	286.6	0.448	0.460	0.009	15.002	13.836
N-BUTANE	4.652	308.8	0.477	0.492	0.010	16.097	14.858
I-PENTANE	5.096	258.1	0.307	0.323	0.008	12.942	11.967
N-PENTANE	5.315	161.0	0.190	0.201	0.005	8.060	7.452
OXYGEN	6.059	161.8	0.055	0.055	0.001	0.000	0.000
NITROGEN	6.277	4611.9	1.554	1.549	0.015	0.000	0.000
N-HEXANE	6.826	63.8	0.063	0.064	0.002	3.030	2.805
Total					0.802	858.996	775.419

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	861.559 BTU	847.720 BTU
Net Heat Value per CF	777.733 BTU	764.443 BTU
Net Heat Value per Gallon	31827.749 BTU	31696.207 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	17.428 Gallons	17.224 Gallons
Mean Molecular Weight	23.241	23.150
Compressibility Factor	0.997	0.997
Specific Gravity	0.805	0.802

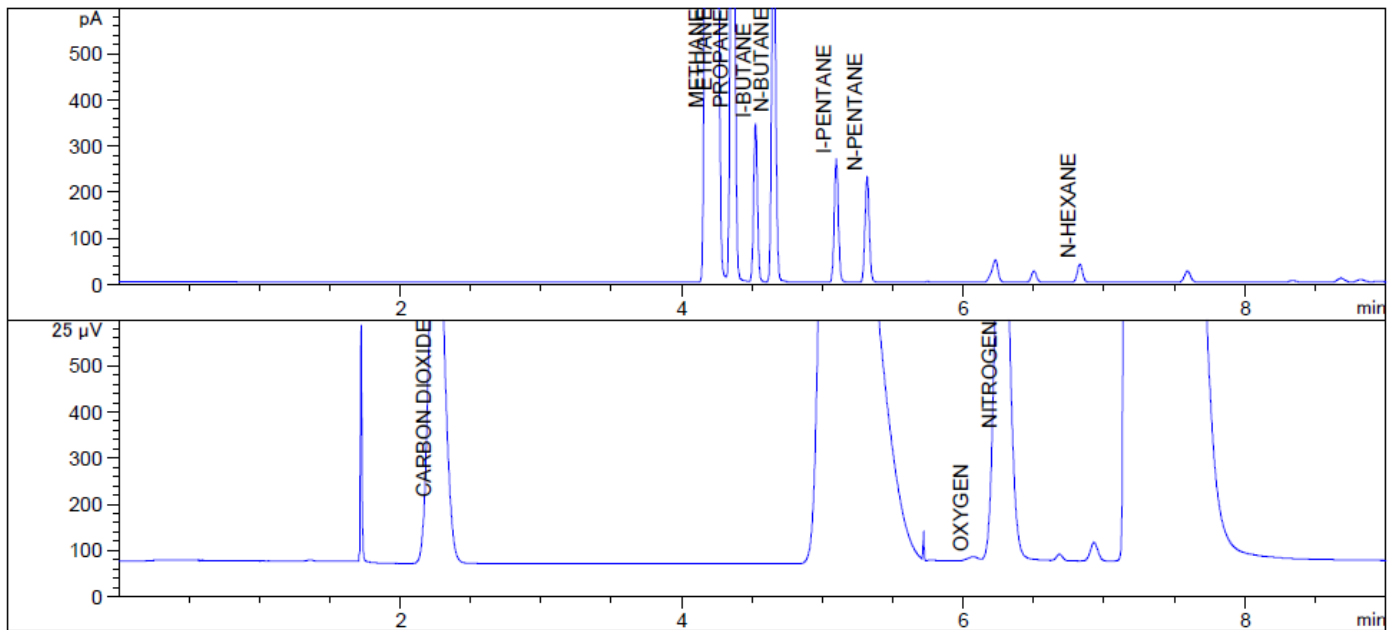
Figura 26. Cromatografía gas Monal - Planta DINA



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CI
CARBON DIOXIDE	2.151	50758.1	18.151	18.186	0.276	0.000	0.000
METHANE	4.189	11194.2	74.088	73.950	0.410	748.779	673.901
ETHANE	4.247	1028.8	3.137	3.151	0.033	55.908	51.147
PROPANE	4.363	580.4	1.283	1.302	0.020	32.835	30.211
I-BUTANE	4.524	398.9	0.646	0.664	0.013	21.660	19.977
N-BUTANE	4.654	439.6	0.705	0.727	0.015	23.772	21.942
I-PENTANE	5.099	329.9	0.407	0.428	0.011	17.163	15.870
N-PENTANE	5.318	201.3	0.246	0.260	0.006	10.453	9.664
OXYGEN	6.083	6.5	0.002	0.002	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	6.290	3649.8	1.277	1.272	0.012	0.000	0.000
N-HEXANE	6.829	55.5	0.057	0.057	0.002	2.737	2.534
Total					0.798	913.307	825.247
Real Gas Values			Dry		Saturated		
Gross Heat Value per CF			916.144 BTU		901.377 BTU		
Net Heat Value per CF			827.810 BTU		813.669 BTU		
Net Heat Value per Gallon			33440.711 BTU		33304.242 BTU		
Gallons per 1000 CF of gas			17.683 Gallons		17.475 Gallons		
Mean Molecular Weight			23.101		23.012		
Compressibility Factor			0.997		0.997		
Specific Gravity			0.800		0.797		

Figura 27. Cromatografía gas Satélite - Planta DINA



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	2.248	6675.3	2.397	2.397	0.036	0.000	0.000
METHANE	4.186	10898.4	72.439	72.163	0.400	730.684	657.615
ETHANE	4.243	3327.8	10.189	10.217	0.106	181.259	165.824
PROPANE	4.357	3302.2	7.331	7.423	0.113	187.235	172.270
I-BUTANE	4.520	657.1	1.069	1.097	0.022	35.758	32.980
N-BUTANE	4.649	1674.6	2.698	2.775	0.056	90.760	83.774
I-PENTANE	5.094	548.2	0.680	0.713	0.018	28.582	26.429
N-PENTANE	5.313	483.1	0.594	0.626	0.016	25.145	23.248
OXYGEN	6.066	86.4	0.030	0.030	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	6.269	7026.6	2.468	2.455	0.024	0.000	0.000
N-HEXANE	6.825	101.4	0.104	0.105	0.003	5.010	4.639

Total 0.793 1284.433 1166.779

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	1289.678 BTU	1268.574 BTU
Net Heat Value per CF	1171.544 BTU	1151.569 BTU
Net Heat Value per Gallon	44375.604 BTU	44205.478 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	19.453 Gallons	19.213 Gallons
Mean Molecular Weight	22.981	22.895
Compressibility Factor	0.996	0.996
Specific Gravity	0.797	0.794

Figura 28. Cromatografía gas Balcón - Planta DINA

4.2.1. Contenido de Hidrocarburos licuables del gas

También se le conoce con el nombre “Riqueza de un gas”. Es el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos estándar de gas procesado (MSCF). Se expresa generalmente por el símbolo (GPM). Se considera que se obtiene como líquido en una planta criogénica desde el C₃ (Propano) en adelante sin incluir los componentes no hidrocarburos (CO₂, H₂S, N₂, etc.).

En el cálculo de GPM se debe conocer el número de pies cúbicos estándar de un componente dado en estado gaseoso, requeridos para producir un galón de líquido.¹³ Este factor se determina fácilmente a partir de la densidad líquida y el peso molecular de cada componente puro, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$GPM = 2,635062 \sum_{i=3}^n \frac{M_i Y_i}{\rho_{li}}, \frac{\text{Galones}}{\text{MPCS}}$$

Donde,

M_i = Peso molecular del componente i.

ρ_{li} = Densidad líquida del componente i, lb/gal

Y_i = Fracción molar del componente i.

Los datos de densidad líquida del componente, y peso molecular se obtienen de la Tabla 20. Y las fracciones molares de cada componente de las figuras 26, 27 y 28.

¹³ PARRA PINZON, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos de yacimiento. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2008.100 p. ISBN 978-958-8324-51-7.

De este modo para Monal:

Tabla 21. Cálculo GPM para la batería Monal

	Yi	Mi	ρ_{li}	Mi*Yi	Mi*Yi/ ρ_{li}
Propano	0,000862	44,097	4,221	0,038	0,009
I-Butano	0,0046	58,124	4,684	0,267	0,057
N-Butano	0,00492	58,124	4,861	0,286	0,059
I-Pentano	0,00323	72,151	5,197	0,233	0,045
N-Pentano	0,00201	72,151	5,252	0,145	0,028
N-Hexano	0,00064	86,178	5,527	0,055	0,010
				TOTAL	0,207

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

$$GPM = 2,635062 * 0,207 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}}$$

$$GPM = 0,5454 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}}$$

$$GPM = 0,5454 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}} * 2067 \text{MPCSD} = 1127 \text{ Galones} = 27 \text{ bbl}$$

Para Satélite:

Tabla 22. Cálculo GPM para la batería Satélite

	Yi	Mi	Pli	Mi*Yi	Mi*Yi/pli
Propano	0,013	44,097	4,221	0,574	0,136
I-Butano	0,007	58,124	4,684	0,386	0,082
N-Butano	0,007	58,124	4,861	0,423	0,087
I-Pentano	0,004	72,151	5,197	0,309	0,059
N-Pentano	0,003	72,151	5,252	0,188	0,036
N-Hexano	0,001	86,178	5,527	0,049	0,009
				TOTAL	0,409

$$GPM = 2,635062 * 0,409 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}}$$

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

$$GPM = 1,077 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}} * 1200 \text{MPCSD} = 1293 \text{ galones} = 31 \text{ bbl}$$

Para Balcón:

Tabla 23. Cálculo GPM para la batería Balcón

	Yi	Mi	Pli	Mi*Yi	Mi*Yi/ρli
Propano	0,07423	44,097	4,221	3,273	0,775
I-Butano	0,01097	58,124	4,684	0,638	0,136
N-Butano	0,02775	58,124	4,861	1,613	0,332
I-Pentano	0,00713	72,151	5,197	0,514	0,099
N-Pentano	0,00626	72,151	5,252	0,452	0,086
N-Hexano	0,00105	86,178	5,527	0,090	0,016
				TOTAL	1,445

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

$$GPM = 2,635062 * 1445 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}}$$

$$GPM = 3,807 \frac{\text{Galones}}{\text{MPCSD}} * 500 \text{ MPCSD} = 1904 \text{ galones} = 45 \text{ bbl}$$

Tabla 24. Constantes físicas de los hidrocarburos

No.	Componente	Fórmula	Peso molecular	Densidad del líquido 14.7 psia, 60°F		
				Lb/gal Peso en vacío	Lb/gal Peso en aire	Gal/lbmol
1	Metano	CH ₄	16.043	2.5	2.5	6.4
2	Etano	C ₂ H ₆	30.070	2.97	2.96	10.12
3	Propano	C ₃ H ₈	44.097	4.231	4.221	10.42
4	n-butano	C ₄ H ₁₀	58.124	4.870	4.861	11.94
5	Isobutano	C ₄ H ₁₀	58.124	4.694	4.684	12.38
6	n-pentano	C ₅ H ₁₂	72.151	5.261	5.252	13.71
7	Isopentano	C ₅ H ₁₂	72.151	5.206	5.197	13.86
8	Neopentano	C ₆ H ₁₄	72.151	4.974	4.965	14.51
9	n-hexano	C ₆ H ₁₄	86.178	5.536	5.527	15.59
10	2-metilpentano	C ₆ H ₁₄	86.178	5.485	5.476	15.71
11	3-metilpentano	C ₆ H ₁₄	86.178	5.577	5.568	15.48
12	Neohexano	C ₆ H ₁₄	86.178	5.453	5.444	15.80
13	2,3-dimetilbutano	C ₆ H ₁₄	86.178	5.556	5.547	15.51
14	n-heptano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.738	5.729	17.46
15	2-metilhexano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.694	5.685	17.80
16	3-metilhexano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.767	5.758	17.38
17	3-etilpentano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.859	5.850	17.10
18	2,2-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.654	5.645	17.75
19	2,4-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.647	5.638	17.74
20	3,3-dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.817	5.808	17.25
21	Triptano	C ₇ H ₁₆	100.205	5.791	5.782	17.33
22	n-octano	C ₈ H ₁₈	114.232	5.894	5.885	19.38
23	Diisobutil	C ₈ H ₁₈	114.232	5.819	5.810	19.63
24	Isooctano	C ₈ H ₁₈	114.232	5.804	5.795	19.68
25	n-nonano	C ₉ H ₂₀	128.259	6.019	6.010	21.31
26	n-decano	C ₁₀ H ₂₂	142.286	6.121	6.112	23.36
27	Ciclopentano	C ₅ H ₁₀	70.135	6.256	6.247	11.21
28	Metilciclopentano	C ₅ H ₁₂	84.162	6.283	6.274	13.40
29	Ciclohexano	C ₆ H ₁₂	84.162	6.531	6.522	12.89
30	Metilciclohexano	C ₇ H ₁₄	98.189	6.453	6.444	15.22

(Fuente: Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book. Tenth Editions. 1987)

4.2.2. Analisis de resultados

El análisis cromatografico que se planteó hacer en los objetivos del proyecto para caracterizar la calidad del gas en primera instancia se llevó a cabo en el laboratorio de gas de la Universidad Surcolombiana, pero con motivo de examinar si los resultados obtenidos aquí eran confiables y representativos también se hizo la prueba para las tres muestras de las baterías en el laboratorio de gas de la planta DINA operada por MASA. Comparando los resultados que se adquirieron en ambos laboratorios se llegó a la conclusión que el cromatografo de la Universidad Surcolombiana a pesar de encontrarse en buenas condiciones no se logró los resultados esperados al revisar los antecedentes de anteriores análisis. Por ejemplo en el análisis no se identifican algunos componentes como el N-Butano e I-Pentano, otro aspecto irregular fue que los picos mostrados en la gráfica se indican más de los que debería, algunos de igual área que los componentes más abundantes como el propano, y a pesar de esto su concentración es de cero (0). Esto se puede deber a varias razones, entre las cuales cabe mencionar:

- Los métodos predeterminados para la cromatografía de un gas natural pudieron haber sido modificados ya que se encuentran a disposición de cualquiera que use el equipo, además, los métodos fueron configurados una sola vez en la presentación del equipo por los técnicos especialistas
- No se cuenta con una guía de laboratorio que permita el paso a paso para el manejo adecuado del equipo. A parte de la limitación de no contar con la guía de laboratorio, no hubo asesoría detallada respecto a la utilización del equipo.

Es por esto que para los cálculos posteriores en donde se utiliza datos proporcionados del análisis cromatografico como la fracción molar de los componentes y gravedad específica de la mezcla son utilizados de la cromatografía hecha en la planta de gas DINA.

Respecto a los datos obtenidos de las cromatografías, la caracterización del gas se realizó reportando datos de los gases como la fracción molar de cada componente identificado en el análisis, la gravedad específica, además calculando el valor calorífico bruto y neto de cada componente y total de la mezcla, también el factor de compresibilidad y el peso molecular.

Por último se calculó la riqueza del gas, según los resultados obtenidos con el promedio de la producción diaria de la batería Balcón se identifica que este gas es rico ya que el contenido de hidrocarburos licuables del gas es prominente, con un valor de GPM de 3,8, esto no quiere decir que el condensado se esté perdiendo, debido a que cuando el gas es recibido en la planta de gas DINA es sometido a otros tratamientos como etapas de compresión donde se recupera más condensado contenido en el gas. Lo mismo ocurre con el gas de Monal y Satélite que a pesar de no ser rico como el de Balcón, debido a que los GPM son de 0,54 y 1,077 respectivamente y no superan el valor de 3 GPM.

4.3. Determinación Humedad del gas (Monal y Satélite)

Debido a la incertidumbre de no conocer el contenido de agua en el gas luego de ser procesado en la batería Monal y Satelite, se decidió determinar las libras de agua en el gas que es despachado hacia turbo generación Monal y planta de gas DINA, principalmente porque que dentro de las facilidades en Monal se encuentra una planta de deshidratación de glicol fuera de servicio por decisión operativa.

Si este gas realmente posee una cantidad considerable de agua es perjudicial en el transporte por tubería ya que ocasiona corrosión y mantenimientos prematuros que se convierten en gastos, otro punto crucial es que en la planta de generación eléctrica necesitan un gas con contenido de agua no muy alto a pesar de que la generación se hace por turbinas. De esta manera tener certeza respecto a si realmente el gas no necesita un proceso de deshidratación previo a su destino final es fundamental.

El gas natural al salir del pozo está completamente saturado de vapor de agua en las condiciones que es extraído, una de las razones es porque el fluido ha estado en contacto por mucho tiempo con el agua por ser un yacimiento saturado (en equilibrio). Además el gas contiene agua libre por tratarse de un gas asociado. El primer paso es determinar el contenido de agua en el gas, para lo cual se usa el método de Wichert y Wichert (2003).

Según la tabla de composiciones para Monal el %molar de H₂S es de 10% y de CO₂ 20,42% a 360 psi - 120 °F, y en satélite es de 7% molar H₂S y 18,15% molar CO₂ a 400 psi – 120 °F, por lo cual cumple con las condiciones para aplicar el método de Wichert y Wichert.

Para estimar el contenido de gas Monal:

1. Determinar el contenido de vapor de agua en equilibrio de gas dulce a las condiciones de presión y temperatura operacionales usando las cartas de McKetta y Wehe.

$$220 \text{ lb } H_2O/MMscfd$$

2. Determinar la concentración equivalente de porcentaje molar de gas agrio:

$$\text{mole } \% H_2S \text{ equivalent} = \text{mole } \% H_2S + 0,7 \times \text{mole } \% CO_2$$

$$\text{mole } \% H_2S \text{ equivalent} = 10 + 0,7 \times 20,42$$

$$\text{mole } \% H_2S \text{ equivalent} = 24,3\%$$

3. Determinar la relación de lb de agua en gas agrio y lb de agua en gas dulce mediante las cartas de Wichert y Wichert:

$$1,05 \frac{H_2O \text{ in sour gas}}{H_2O \text{ in sweet gas}}$$

4. Multiplicar el valor del punto 3 con el contenido de agua en gas dulce del punto 1.

$$1,05 \frac{\text{lb } H_2O \text{ in sour gas}}{\text{lb } H_2O \text{ in sweet gas}} * 220 \text{ lb } H_2O \text{ in sweet gas} = 231 \text{ lb } H_2O \text{ gas Monal}$$

Realizando el mismo procedimiento para el gas de la batería Satélite se obtuvo:

$$257 \text{ lb } H_2O \text{ gas Satélite}$$

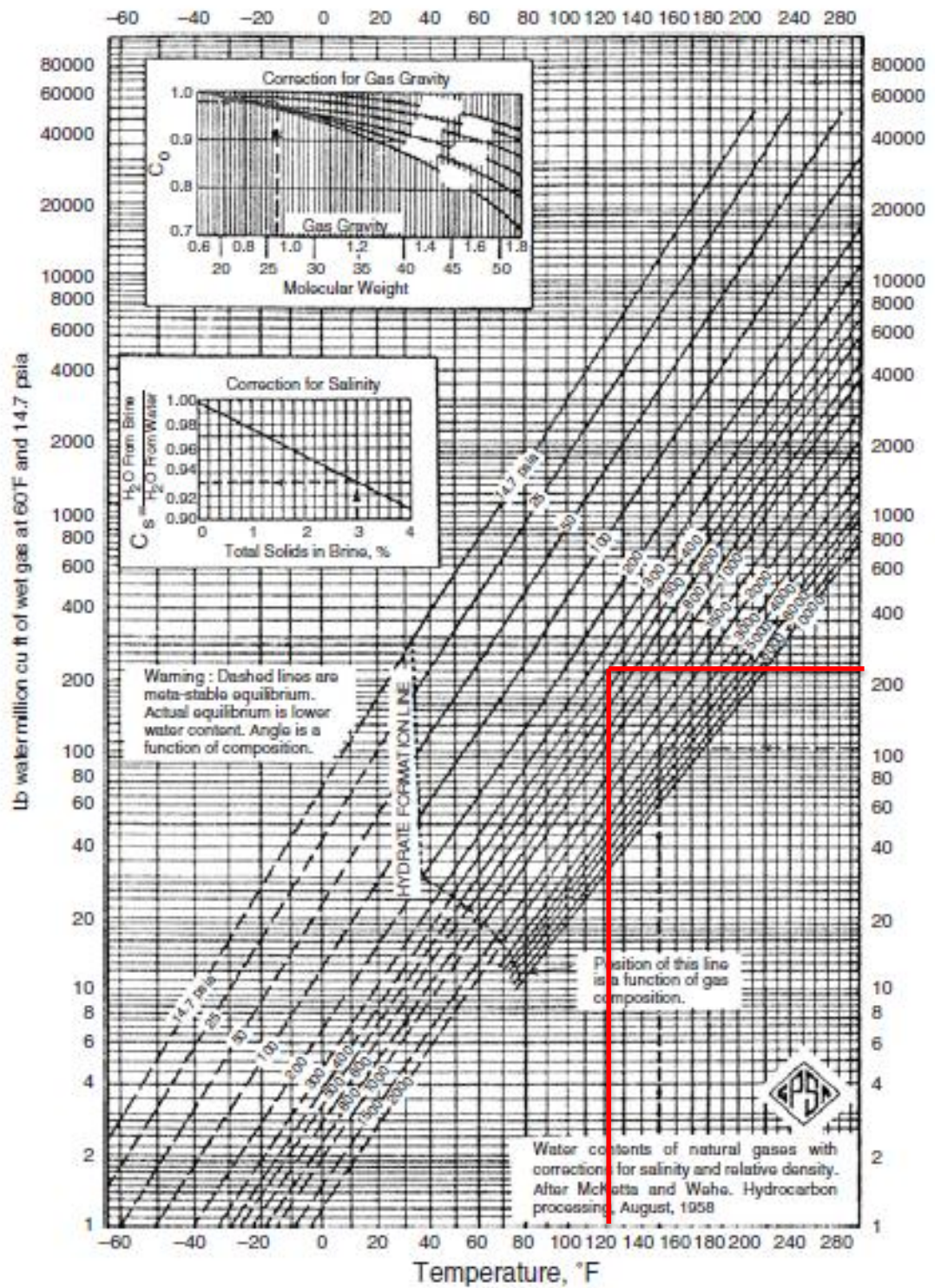


Figura 29. Determinación contenido de agua en gas dulce cartas de Mcketta y Wehe

Fuente: MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing. Elsevier editorial, 2006

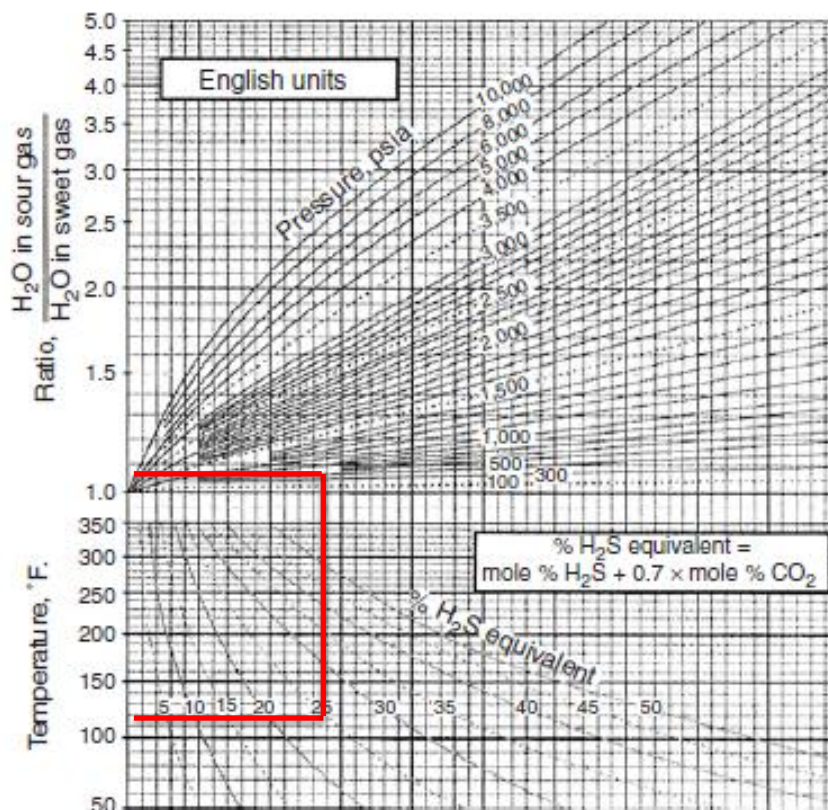


Figura 30. Determinación contenido de agua de gas agrio Monal método Wichert y Wichert

Fuente: MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing. Elsevier editorial, 2006

Entonces el vapor de agua contenido en el gas Monal es 231 lb de agua/MMscfd y 257 lb de agua/MMscfd de gas de Satélite a las condiciones descritas.

4.3.1. Formación de Hidratos

Independientemente si el gas contiene o no un alta presencia de agua es indispensable conocer en qué condiciones se puede transportar el gas por tubería hacia su destino final con el objetivo de evitar la formación de hidratos, teniendo en cuanta que el gas contiene contaminantes que pueden propiciar esto como se demostró en las cromatografías realizadas.

Existen numerosos métodos disponibles para predecir las condiciones de formación de hidratos de agua. Uno de los métodos más practicados en la industria y sencillos de usar es el propuesto por Katz¹⁴, el cual presenta su carta que depende de la gravedad específica, aprovechando que un objetivo del proyecto fue analizar el gas, ya se cuenta con este parámetro. El diagrama puede ser usado para determinar la presión y temperatura de formación de hidratos como sigue:

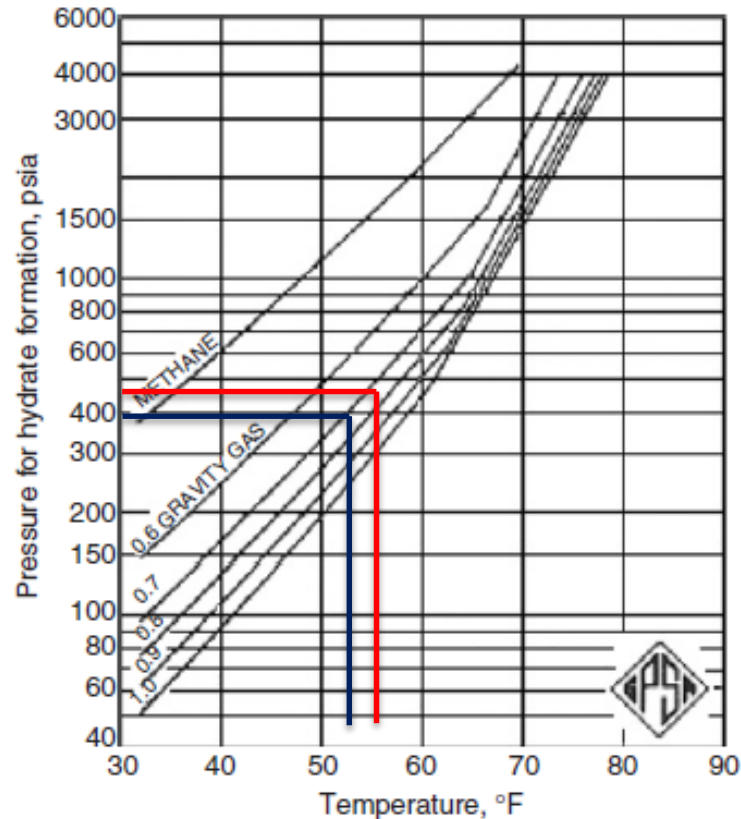


Figura 31. Determinación de las condiciones de formación de Hidratos

Fuente: OKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and processing. Elsevier editorial, 2006

Entrando en la carta a la presión de operación del gas (360 y 400 psi) y cruzando con la curva de la gravedad específica del gas, se determina que la formación de hidratos será de 55 °F y 53 °F para Monal y Satélite.

¹⁴ MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and processing. Elsevier editorial, 2006

4.3.2. Análisis de resultados

El resultado del contenido de agua determinado en el gas por el método de Wichert y Wichert para las dos baterías es considerablemente alto, esto es debido principalmente porque dentro de las facilidades Monal y Satélite no hay como tal un tratamiento de deshidratación directo al gas. Existen procesos en los cuales se retira agua del gas indirectamente, por ejemplo cuando llega el gas de anulares, antes de comprimir este gas (35 psi aprox.) en la VRU pasa por una vasija pequeña que cumple la función de depurador el cual retira condensados, la VRU (Vapor recovery unit) como tal también retira líquidos por tratarse de un proceso de compresión y enfriamiento del gas, en el scrubber el cual es el proceso principal para la remoción de condensados y por último en las etapas de compresión (360 psi y 400 psi).

Este alto contenido de agua presente en el gas debe ser puesto bajo análisis mayormente para las tuberías que llevan el gas a la planta de generación y planta de gas Dina, para esto un adecuado programa de inspección y mantenimiento es necesario en estas líneas de transporte porque a pesar que son distancias cortas por tratarse de un gas con presencia de agua y contaminantes puede generar ácidos los cuales deterioran rápidamente la tubería por corrosión y taponamiento impidiendo el flujo normal.

Teniendo en cuenta que las temperaturas de formación de hidratos determinadas son de 55 °F y 53 °F respectivamente para las baterías Monal y Satélite, y que las condiciones de transporte son de 120 °F para ambos casos, se descarta la posible formación de hidratos. Esta aseveración se hace porque luego de ser comprimido el gas las condiciones por donde fluye el gas no cambian drásticamente como para esperar que se formen los hidratos, es decir la presión y temperatura permanece constante o varía mínimamente hasta llegar a su destino. Además como se puede observar en la carta de Katz el rango máximo de presión permitido por la carta es de 4000 psi, para el caso hipotético en que la temperatura disminuyera a 76 °F, tendría que alcanzar una presión de 4000 psia para que se formen hidratos en la tubería, como es muy poco probable que la presión se eleve a ese valor también es muy poco probable la formación de hidratos.

En el centro de generación de Monal no se presenta problema con este contenido de agua en el gas porque la generación se lleva a cabo mediante turbinas las cuales son accionadas por el vapor de agua generado por la quema de este gas, entonces no afecta las instalaciones.

El otro destino es hacia la planta de gas DINA, pero tampoco se presenta inconveniente con el agua que está presente en el gas de Monal porque precisamente a eso se lleva, a que sea tratado para dejarlo en condiciones de transporte y/o venta. En la planta de gas Dina se cuenta con los procesos de compresión, deshidratación y endulzamiento del gas.

La planta de deshidratación con la que se cuenta en las instalaciones de la batería está fuera de servicio por lo comentado anteriormente: los destinos del gas no exigen un contenido de agua mínimo, además de esto, el caudal total producido es insuficiente para lograr el costo beneficio de la operatividad de la planta. Con solo 1,8 MMscfd comparada con la producción de hace dos años de 3,6 MMscfd, no es rentable. Otra razón por la cual se sacó de operación es que actualmente los proyectos de reinyección de gas que se hace en el campo San Francisco no se está utilizando este gas, por lo tanto no requiere un tratamiento previo. Debido a estos motivos se recomienda seguir enviando el gas a la planta de Dina y no reactivar la planta de deshidratación Monal.

Los valores de contenido de agua en los casos de gas procedente de Monal y Satélite son similares porque es sometido al mismo tratamiento como se evidencia en las generalidades de las baterías, por otro lado las condiciones de operación son parecidas y por último por tratarse del mismo campo productor.

4.4. Recuperación de condensados (Balcón)



Figura 32. Salida de gas gun barrel B-ABK 102 Batería Balcón

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la línea de gas de salida del gun barrel B-ABK 102 que es enviado a tea, se recomienda por medio de trampas de vapor instaladas adecuadamente remover el condensado que pueda tener ese gas, como procedimiento eficaz y sobre todo practico de ejecutar.

Para asegurar que la trampa de vapor opere de manera correcta, los métodos para la instalación deben ser respetados de manera cuidadosa y las locaciones de instalación seleccionadas cuidadosamente.

Por efectos prácticos y de acuerdo a las condiciones de la tubería se recomienda el siguiente método de instalación:

- Instalar la trampa de vapor en la parte inferior del tramo de tubería en donde la orientación cambia a horizontal, aprovechando que la bajada vertical puede ayudar a desprender el condensado acumulado en el vapor debido a los cambios en la dirección del flujo en combinación con la gravedad. La Figura 33., muestra un esquema de la instalación de la trampa de vapor en ese punto.

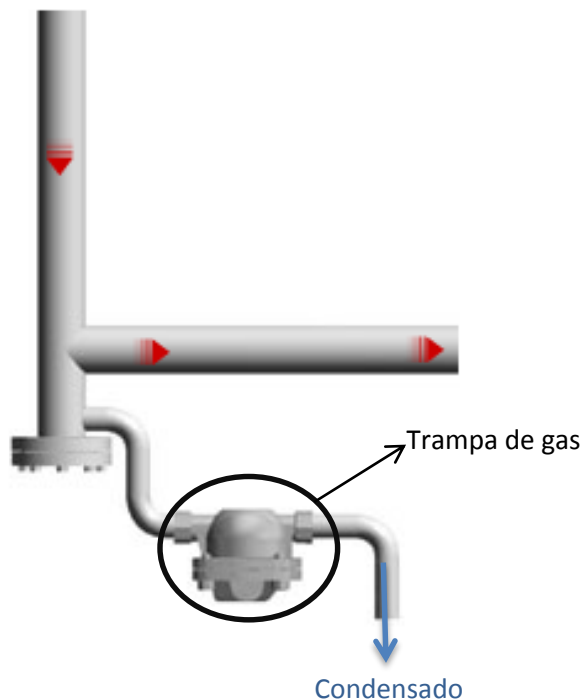


Figura 33. Instalación trampa para recuperar condensados línea de relevo a Tea Batería Balcón

4.5. Análisis económico

De acuerdo a las recomendaciones generadas con respecto a la instalación de los 2 nuevos medidores de flujo tipo coriolis en las líneas de salida de gas de los separadores bifásicos y FWKOS de la batería Monal, se hizo el estudio para conocer el precio de cada equipo y así poder analizar los costos de esta acción.

A pesar de las dificultades a la hora de consultar a las empresas sobre el precio de sus productos, por cuestiones de confidencialidad y políticas internas, se pudo realizar la siguiente cotización:

Nota: Estos datos son de uso netamente académico utilizados para tener una idea de los precios de los equipos a adquirir.

Tabla 25. Cotización medidor tipo coriolis

PRODUCTO	MARCA	CERTIFICACION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Medidor De Flujo de Masa de Coriolis 	CAMON	ISO 9001	2	\$ 4.813,50	\$ 9.627,00

Fuente: los autores de este proyecto. Diagnóstico y optimización de los sistemas de tratamiento de gas de los campos San Francisco y Balcón (coordinación San Francisco) 2016

Los GPM calculados para la batería Balcón fue de 3,8 por lo que se establece que es un gas rico, para los gases de Monal y Satélite los GPM es de 0,54 y 1,077 respectivamente y no superan el valor de 3 GPM. Por ejemplo en la batería Balcón, teniendo en cuenta su producción promedio, la cantidad de barriles de aceite recuperados son 45 bbls, lo que en términos económicos con el precio actual del barril¹⁵ se traduciría en 2448 dólares. Una cantidad que pensando en la crisis actual y los bajos niveles de producción del campo es factible una recuperación de condensado de esta magnitud. En la sección Recuperación de condensados (Balcón) se suministra una propuesta para recuperar condensados (hidrocarburos y agua) de las líneas.

¹⁵ 54,4 dólares por barril WTI – 18 de noviembre 2016

5. CONCLUSIONES

- El sistema de tratamiento de gas en las baterías Monal, Satélite y Balcón de la coordinación San Francisco es el adecuado para la cantidad y calidad del gas que proviene de los pozos de los campos San Francisco y Balcón. Los 2 MMscfd de gas que por ejemplo son tratados en promedio por día en la batería Monal, cumplen con las condiciones necesarias para ser despachado a los distintos usos que se les da aguas abajo.
- Se evidenció la carencia de equipos que permitan determinar los volúmenes de gas con absoluta certeza, sin efectuar balances de cantidades. Los datos inferidos de estos balances alcanzan incluso errores del 18% comparados con los resultados obtenidos por el modelo matemático de Towler & Poper.
- El contenido de humedad del gas tanto en las batería Monal y Satélite cumple con los requerimientos de operación, a pesar de que en las tres (3) baterías de la CSF no se cuenta con la unidad deshidratadora, no se evidencian inconvenientes de tipo operacional tanto en el centro de generación eléctrica como en las líneas que van hacia planta de gas Dina.
- Se reportó el porcentaje molar de H₂S en el gas producido de Monal y Satélite, y teniendo en cuenta que este gas contiene alta presencia de agua se determinó los parámetros de formación de hidratos en las tuberías que transportan el gas y se concluyó que no se formarán dichos hidratos en las condiciones actuales de operación.
- Existen prácticas y/o métodos que pueden ayudar a asegurar la descarga del condensado en la línea de gas de relevo a tea del gun barrel de la batería Balcón que además de solucionar las complicaciones actuales relacionadas con la quema del gas, pueden prevenir la ocurrencia de problemas incluso más graves.
- Se realizó la caracterización del gas producido en las baterías Monal, Satélite y Balcón mediante la cromatografía hecha en el laboratorio de gas de la planta de gas Dina, no se detectaron cambios de composición respecto a componentes hidrocarburos detallados en otros análisis realizados anteriormente, con estos resultados se calculó el contenido de

hidrocarburos licuable, además se reportaron los porcentajes molares y de volumen de cada componente; la gravedad específica, calor neto y peso molecular también fueron reportados.

- El valor de los GPM de los gases provenientes de las tres (3) baterías de la coordinación, permite corroborar la eficiencia del scrubber de cada una, y en el caso de la batería Balcón al ser considerado un gas rico por alcanzar un estimado de 3 galones por cada mil pies cúbicos de gas, hace corroborar la sugerencia de ser sometido a un proceso de recuperación de condensados
- Las propuestas generadas para la optimización en los procesos de tratamiento de gas, como el mantenimiento e instalación de nuevos equipos de medición en la batería Monal, así como la instalación de la trampa recuperadora de condensados en la batería Balcón resultan necesarias ya que no solo se estarían llevando un control certero de operaciones sino que en el caso de la batería Balcón aparte de solucionar el problema presentado en Tea se estaría recuperando una cantidad de hidrocarburo líquido que puede traer beneficios económicos. Sin embargo estas propuestas quedan sujetas a la intervención y puesta en marcha por parte de Ecopetrol S.A.

6. RECOMENDACIONES

De acuerdo con la información presentada en los numerales anteriores a continuación se procederá a presentar las recomendaciones propuestas que permitan llevar a cabo la correcta utilización y uso estratégico del recurso gas en las baterías Monal, Satélite y Balcón:

1. **Asegurar la puesta en marcha de los medidores (batería Monal).** Es importante en primera medida realizar la respectiva calibración y reparación; en caso de ser necesario, de cada uno de los medidores existentes. Estos equipos deben estar suministrando en tiempo real los datos correctos del flujo de gas de las líneas de la batería, en especial el medidor de dispersión térmica instalado en la línea de relevo a tea, el cual está totalmente disfuncional y éste caudal debe estar en un control riguroso.
2. **Instalación de medidores en las líneas indicadas (batería Monal).** Como se mostró en el diagrama presentado para la medición (Figura 22.), se recomienda instalar dos (2) medidores más de flujo tipo coriolis a la salida de los separadores bifásicos y trifásicos, ya que es importante conocer la cantidad de gas que llega al scrubber procedente de estas vasijas.
3. **Reutilización de equipos (baterías Monal y Satélite).** Debido a que la cantidad de agua contenida en el gas a la salida del scrubber está dentro del rango permitido, no es necesario darle nueva apertura a la planta deshidratadora de Monal. Por lo tanto se recomienda que estos equipos sean trasladados a otras estaciones en donde sean requeridos.
4. **Ejecución de los métodos para la recuperación de condensados (batería Balcón).** Para evitar problemas en la quema de gas y debido también al valor de GPM del gas después de ser tratado en el scrubber, se recomienda instalar las trampas en la línea de relevo a tea del gun barrel como se menciona en el numeral 4.4.
5. **Implementar un gerenciamiento de gas en la coordinación.** Es importante asegurar el correcto registro de la información, realizando un análisis del sistema de gas, en el cual se identifiquen los puntos donde se requiera intervención y con esto se pueda llevar a cabo un control donde se esté asegurando que los datos son correctos.

6. De igual manera al realizar la cromatografía en el laboratorio de gas de la Universidad Surcolombiana, se recomienda reajustar los patrones y métodos que se encuentran estandarizados en el Software del cromatógrafo, para obtener datos más certeros de la composición del gas que se esté analizando.

BIBLIOGRAFIA

- ABELLO LINDE, Cromatografía de gases http://www.abellolinde.es/internet.lg.lg.esp/es/images/Cromatograf%C3%ADa%20de%20gases%2019107-01316_120150.pdf?v=1.0
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Balance producción de gas 2016. 22 de Octubre de 2016. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-deOperaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA-UPME. Balance de gas natural en Colombia 2015.2023. 22 de Octubre de 2016. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf
- MOKHATAB, Saeid. PIPELINE DESIGN TOOLS-1: New approximation of friction factor developed for general gas-flow equation. En: Oil & gas journal: international petroleum news and technology.- Tulsa, Okla. [u.a.], ISSN 0030-1388, ZDB-ID 2409574. - Vol. 100.2002, 26, p. 62-69
- Moody, L.F., Friction factors for pipe flow. *Trans. ASME* **66**, 671–684 (1944).
- Weymouth, T.R., “Problems in Natural Gas Engineering.” *Trans. ASME*, Reference No. 1349, 34 (1912).
- TOWLER, Brian F, Pope, Timothy L. New equation for friction-factor approximation developed. *Oil Gas J.* 92(14), 55–58 (1994).
- MOKHATAB, Saeid, POE, William A., SPEIGHT, James G. Handbook of natural gas transmission and procesing. Elsevier editorial, 2006
- Gas Processors Suppliers Association (GPSA), Engineering Data Book, FPS version, 20° edición, Volumes I & II, U.S.A, 2004.
- ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de la batería Monal

- DIAZ, Jenny A., QUIRIGA. Jency B., Modelamiento de flujo compresible por el método de volúmenes finitos en gasoductos. Bucaramanga, 2010. Universidad industrial del Santander.
- RODRIGUEZ, Ronal, CANO, Santiago, REDISEÑO DE LAS BOTAS DE GAS EXISTENTES EN EL CAMPO CARICARE. Neiva, 2013. Universidad Surcolombiana
- ECOPETROL S.A. Manual de operaciones batería Satélite. Neiva, 2014.
- ECOPETROL S.A. PANORAMA GENERAL GAS-SOH: Informe sobre el panorama general de la producción, uso, infraestructura y medición del Gas Natural de los campos de la SOH. Neiva, 2013.
- PALOMINO, Gina. Diseño de facilidades de superficie para optimización del sistema de tratamiento del gas combustible destinado para generación de la SOH. Neiva, 2009. Universidad Surcolombiana.
- ECOPETROL S.A. Instructivo general de operaciones Batería Balcón.
- PARRA PINZON, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos de yacimiento. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2008.100 p. ISBN 978-958-8324-51-7.

ANEXOS
ANEXO A. MUESTRA DE CALCULO PARA EL DIA 22/07/2016

a) Tramo de tubería 1 (Salida de compresor de anulares a entrada a scrubber)

$$Q_{sc} = \frac{392,66 \left(\frac{Tb}{Pb}\right) E (P_1^2 - P_2^2)^{0,5} D^{2,628}}{(\gamma_G)^{0,4572} (TaZaL)^{0,5427} (\mu_G)^{0,0854}}$$

Dónde:

Q_{sc} = Caudal de gas, scfd
 Tb = Temperatura base, °R
 Pb = Presión base, psi
 E = Factor de eficiencia de la tubería
 P_1 = Presión compresor de anulares, psi
 P_2 = Presión scrubber, psi
 D = Diámetro interno, in
 γ_G = Gravedad especifica del gas
 Ta = Temperatura promedio, °R
 Za = Factor de compresibilidad
 L = Longitud, millas
 μ_G = viscosidad, cp

Temperatura base	520 °R
Presión base	14,7 psi
E	0,85
Diámetro	3 in
Longitud	80 m
Ge	0,802

1. En el caso que haya más de un dato de presión y temperatura el mismo día, se promedia, de no ser así se usa el dato disponible:

$$P_a = \frac{2}{3} \left[(P_1 + P_2) - \frac{P_1 P_2}{(P_1 + P_2)} \right]$$

$$T_a = \left[\frac{T_1 - T_2}{\ln \left(\frac{T_1 - T_s}{T_2 - T_s} \right)} \right] + T_s$$

Así entonces: $P_1=36,5$ psi, $P_2=34$ psi, $T_1= 602,47$ °R, $T_2=603,5$ °R, para los cálculos de las propiedades del gas también se usa la misma ecuación para el promedio de la tubería.

2. Se calcula el factor de compresibilidad por Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.53 * P_{pr}}{10^{0.9813 * T_{pr}}} \right) + \left(\frac{0.274 * P_{pr}^2}{10^{0.8157 * T_{pr}}} \right)$$

Como $\gamma_g > 0,75$ entonces:

$$T_{pc} = 187 + 330 * \gamma_g - 71.5 \gamma_g^2$$

$$P_{pc} = 706 + 51.7 * \gamma_g - 11.1 \gamma_g^2$$

Luego:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

3. Se calcula la viscosidad mediante lee González, la correlación emplea la densidad, entonces se calcula con la ecuación de estado:

$$\mu_g = \frac{ke^{(X\rho_g^Y)}}{10^4}$$

$$\gamma_g * 28.9625 = M$$

$$k = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 * 10^{-3} \frac{PM}{ZT}$$

μ_g = Viscosidad del gas a P y T, cp.

ρ_g = Densidad del gas, $\frac{g}{cm^3}$.

M = peso molecular del gas, $\frac{lb}{lb-mol}$

En el caso de las tuberías de la batería Monal se toma un E de 0,85 debido a que es un campo maduro con más de 30 años de explotación, no presenta problemas de transporte pero las inspecciones que se realizan sugieren que las condiciones están por debajo de la operación promedio.

Con estos datos calculados y suministrados se aplica la Nueva Ecuación de Towler & Pope:

Resultados obtenidos

Pav (psi)	Tav (°R)	Ppc (psi)	Tpc (°R)	Ppr	Tpr	Z	ρ_g (g/cm3)	M (lb/lbmol)	u (cp)	Q (scfd)
35,25	602,985	657,4	405,67	5,36	1,49	0,9899	2,04E-03	23,227	1,17E-02	721282,023

b) Tramo de tubería 2 (salida gas de separadores bifásicos a entrada a scrubber)

Como los cuatro separadores de producción manejan una misma presión de operación, se trabaja con una presión promedio igual a 40.5 psi, a partir de los datos de presión de cada separador.

Desde la salida del gas del separador existen 5 metros de tubería de 3" de diámetro interno y a partir de ahí existe una expansión repentina pasando la tubería a un diámetro de 6".

- Como primera medida se calcula entonces el flujo de gas en este sub tramo de tubería de 3" con la ecuación de Towler & Poper:

$$Q_{sc\ inicial} = \frac{392,66 \left(\frac{Tb}{Pb}\right) E (P_{prom}^2 - P_1^2)^{0,5} D^{2,628}}{(\gamma_G)^{0,4572} (TaZaL)^{0,5427} (\mu_G)^{0,0854}} \quad (1)$$

Con:

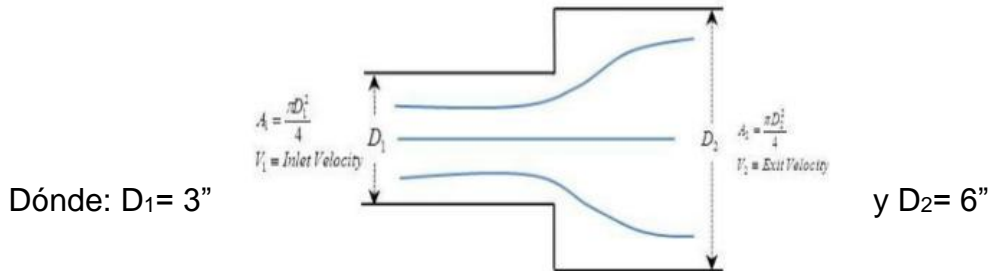
$$Tb=520\ ^\circ R \quad Pb=14,7\ \text{psi} \quad E=0.85 \quad D= 3'' \quad L=5m \quad \gamma_G=0,802$$

$$Ta=106.5^\circ F+460=566.5^\circ R \quad Za=0.99 \quad \mu_G=1.093 \times 10^{-2}\ \text{cp}$$

$$P_{prom\ Sep}=40.5\ \text{psi} \quad P_1=39.5\ \text{psi}$$

Reemplazando en la ecuación (1) se tiene que $Q_{sc\ inicial} = 2279036,933\ \text{SCFD}$

- Después de los 5 metros ocurre una expansión repentina pasando la tubería a un diámetro de 6", como se muestra en la figura:



Por lo tanto existe una caída de presión en dicho punto, que puede ser estimada por la ecuación de Bernoulli:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho (V_2^2 - V_1^2) + \rho g H_L \quad (2)$$

Donde,

ΔP = Caída de presión, Pa

ρ = Densidad del gas, $\frac{kg}{m^3}$

V_1 = Velocidad de entrada, $\frac{m}{s}$

V_2 = Velocidad de salida, $\frac{m}{s}$

g = gravedad ($9.81 \frac{m}{s^2}$)

H_L = Perdida de carga, m

La H_L puede ser estimada por las ecuaciones propuestas por Borda-Carnot:

$$H_L = K_L \frac{V_1^2}{2g}$$

El K_L es un coeficiente de pérdida que puede ser estimado a través de la siguiente ecuación:

$$K_L = \left[1 - \frac{A_1}{A_2} \right]^2$$

Se procede entonces a calcular ΔP :

$$A_1 = \text{Sección transversal tramo de tubería de 3"} = \pi r^2$$

$$A_1 = 0.00456 \text{ m}^2 = 0.049083 \text{ ft}^2$$

$$A_2 = \text{Sección transversal tramo de tubería de 6"} = \pi r^2$$

$$A_2 = 0.01824 \text{ m}^2$$

Entonces $K_L = 0.5625$

$$V_1 = \frac{Q_{sc \text{ inicial}}}{A_1} = 163,8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Entonces $H_L = 769.258 \text{ m}$

La V_2 se calcula usando la ecuación de conservación de masa:

$$\begin{aligned} \rho A_1 V_1 &= \rho A_2 V_2 \\ V_2 &= \frac{A_1 V_1}{A_2} \end{aligned}$$

Entonces $V_2 = 40,951 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

La densidad se obtiene con la ecuación de estado para gases reales:

$$\rho = 2,4718 \times 10^{-3} \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} = 2,4718 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Reemplazando en la ecuación (2):

$$\Delta P = -12435,49392 \text{ Pa} = -1.80 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

$$P_2 = 37.696 \text{ psi}$$

- Conociendo estos datos se puede calcular el flujo de gas para el tramo de tubería desde el punto donde cambia de diámetro a 6" hasta la entrada al scrubber. Este intervalo tiene una longitud de 63 metros.

De la ecuación (1):

$$Q_{sc} = \frac{392,66 \left(\frac{Tb}{Pb} \right) E (P_1^2 - P_2^2)^{0,5} D^{2,628}}{(\gamma_G)^{0,4572} (TaZaL)^{0,5427} (\mu_G)^{0,0854}}$$

Con:

$$T_b = 520 \text{ }^\circ\text{R} \quad P_b = 14,7 \text{ psi} \quad E = 0.85 \quad D = 6'' \quad L = 63\text{m} \quad \gamma_G = 0,802$$

$$T_a = \frac{(566.5 + 568.5)}{2} = 567.5 \text{ }^\circ\text{R} \quad Z_a = 0.9877 \quad \mu_G = 1,085 \times 10^{-3} \text{ cp}$$

$$P_1 = 37.70 \text{ psi}$$

$$P_2 = 34.5 \text{ psi}$$

$$Q_{sc} = 976037,7813 \text{ CFD}$$

c) Tramo de tubería 3 (Salida gas de FWKOs a entrada a scrubber)

De igual manera que los separadores bifásicos, los FWKOs manejan una misma presión de operación, se trabaja con una presión promedio igual a 40.5 psi y temperatura de 566°R, a partir de los datos de presión de cada separador.

Temperatura base	520 °R
Presión base	14,7 psi
E	0,85
Diámetro	3 in
Longitud	59,2 m
Ge	0,802

1. Se calcula el factor de compresibilidad por Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.53 * P_{pr}}{10^{0.9813 * T_{pr}}} \right) + \left(\frac{0.274 * P_{pr}^2}{10^{0.8157 * T_{pr}}} \right)$$

Dónde:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

y

$$T_{pc} = 187 + 330 * \gamma_g - 71.5 \gamma_g^2$$

$$P_{pc} = 706 + 51.7 * \gamma_g - 11.1 \gamma_g^2$$

2. Se calcula la viscosidad mediante lee González, la correlación emplea la densidad, entonces ésta se calcula con la ecuación de estado:

$$\mu_g = \frac{ke^{(X\rho_g^Y)}}{10^4}$$

$$\gamma_g * 28.9625 = M$$

$$k = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

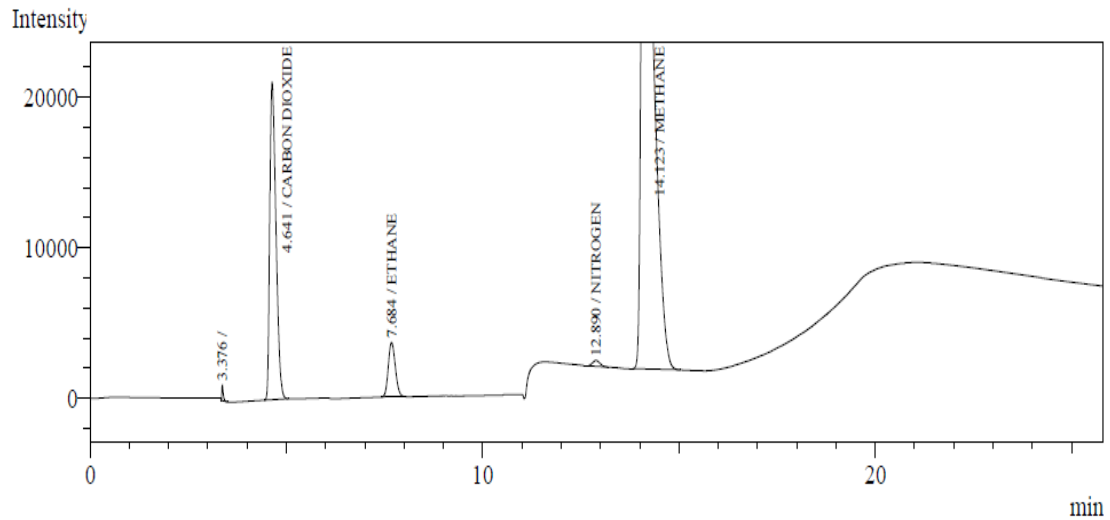
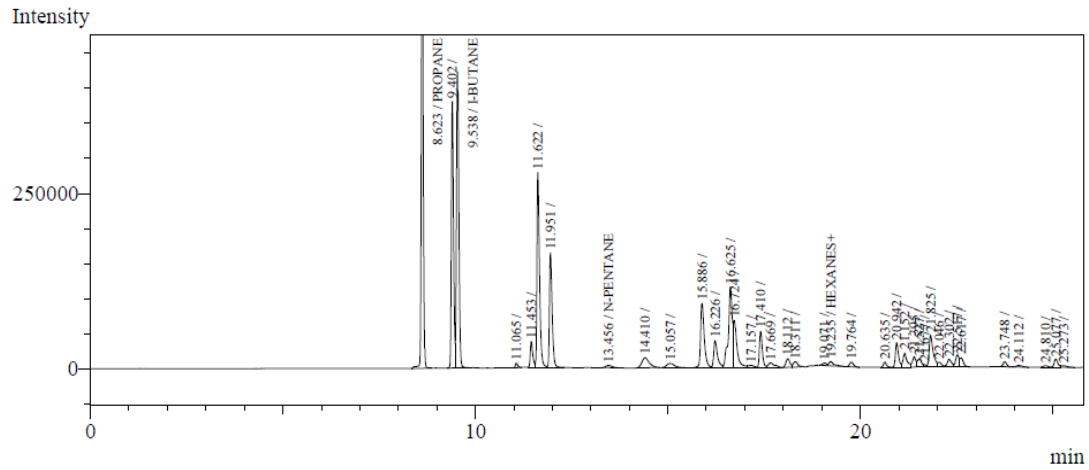
$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 * 10^{-3} \frac{PM}{ZT}$$

$$Q_{sc} = 422098,8014 \text{ SCFD}$$

ANEXO B. CROMATOGRAFIAS DE GAS MONAL Y BALCON EN LABORATORIO DE GAS USCO

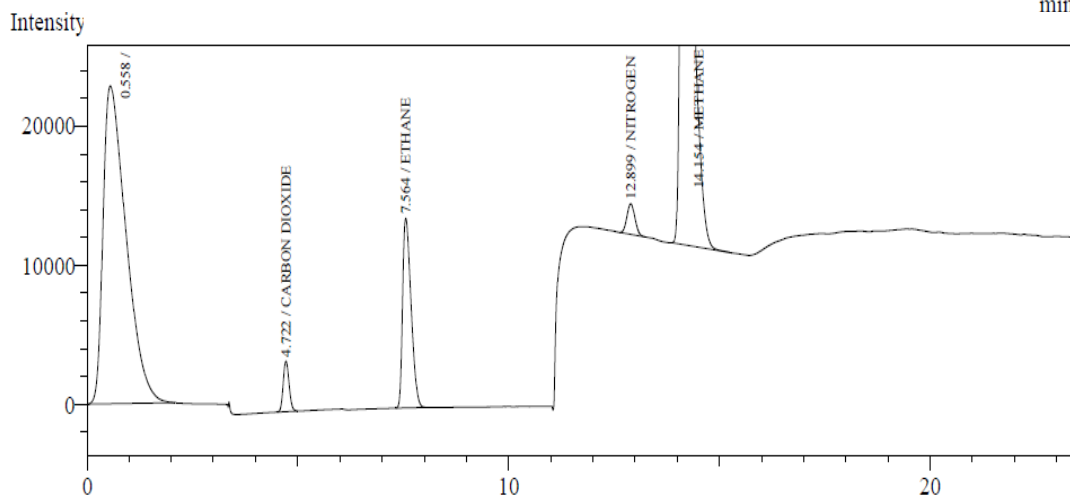
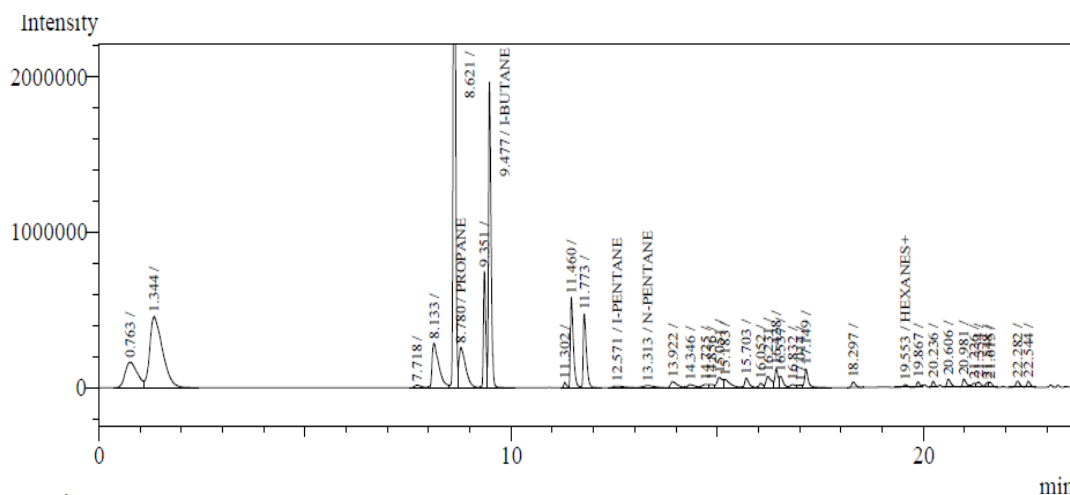
Gas Monal



Peak#	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Unit	ID#	Cmpd Name
1	8.623	2317886	655149	18.769	%	1	PROPANE
3	9.538	1707176	421417	13.824	%	2	I-BUTANE
8	13.456	37063	3328	0.300	%	5	N-PENTANE
21	19.235	57374	6173	0.465	%	6	HEXANES+
Total		4119499	1086067				

Peak Table - Channel 1							
Peak#	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Units	Mark	Name
2	4.641	231200	21091	16.652	ppm		CARBON DIOXIDE
3	7.684	44341	3597	2.529	ppm		ETHANE
4	12.890	4933	388	0.360	ppm		NITROGEN
5	14.123	897659	42076	79.592	ppm		METHANE
Total		1178133	67152				

Gas Balcón



Peak#	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Unit	ID#	Name
6	8.780	2885423	258899	4.597	%	1	PROPANE
8	9.477	8455474	1962568	13.470	%	2	I-BUTANE
12	12.571	170985	9877	0.272	%	4	I-PENTANE
13	13.313	225547	11405	0.359	%	5	N-PENTANE
29	19.553	137199	17089	0.219	%	6	HEXANES+
Total		11874628	2259838				

Peak#	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Units	Name
2	4.722	34689	3627	2.498	ppm	CARBON DIOXIDE
3	7.564	188432	13622	10.748	ppm	ETHANE
4	12.899	29183	2203	2.129	ppm	NITROGEN
5	14.154	823010	39984	72.973	ppm	METHANE
Total		1075314	59436			