

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE CONDENSACIÓN DE FLUIDOS HIDROCARBUROS EN EL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS: PLANTEAMIENTO DE ESQUEMAS DE OPERACIÓN ADECUADOS

César-Augusto Pineda-Gómez^{1*}, Oscar-Armando Arenas-Mantilla¹, y Nicolás Santos-Santos¹

¹Universidad Industrial de Santander (UIS) – Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos,
Bucaramanga, Santander, Colombia

e-mail: cpineda@uis.edu.co

(Recibido 16 de Mayo 2006; Aceptado 13 de Noviembre 2007)

Para la industria del transporte de gas natural por sistemas de tuberías, es de vital importancia garantizar la integridad del sistema con el fin de reducir costos operacionales y evitar accidentes que puedan atentar contra la seguridad física de las personas, el medio ambiente o la misma infraestructura. En este artículo se presentan los principales componentes de un estudio realizado sobre la red troncal y los ramales de distribución a algunos municipios, del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural controlado por la Empresa Colombiana de Gas, (específicamente sobre los Gasoductos Cusiana – Porvenir – La Belleza, La Belleza – Cogua, La Belleza – Vasconia, Vasconia – Neiva y Vasconia – Cali, ver Figura 1). El objetivo principal es evaluar la posible condensación de fluidos hidrocarburos a partir de las características composicionales del gas, las diversas condiciones topográficas a lo largo del trazado de los gasoductos y las condiciones operacionales actuales y futuras a implementarse en el sistema. La evaluación realizada sobre estas corrientes gaseosas, genera información de vital importancia para el establecimiento de límites operacionales seguros que minimicen la existencia de problemas de taponamiento y daños al sistema de tuberías y equipos de proceso, por presencia de hidrocarburos en estado líquido al interior de las líneas de flujo.

Este trabajo ha sido estructurado en cuatro secciones con el fin de facilitar el acceso a cada una de las etapas involucradas en el estudio. En la sección uno, se presenta el análisis composicional y termodinámico sobre las corrientes de carga; en la sección dos, se presenta la información necesaria para el modelamiento y la definición del modelo de simulación numérica en estado estable de los gasoductos; en la sección tres, el análisis de sensibilidades a la variación de la composición del gas de carga, a la variación de las condiciones operacionales (caudal, presión, temperatura de entrada) y de las temperaturas de los alrededores para los diferentes puntos de entrega (ramales) con chequeo del cumplimiento del Reglamento Único de Transporte (RUT), establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG) (GREG, 1999); en la sección cuatro, se presenta el planteamiento de las recomendaciones de mayor relevancia para garantizar esquemas de trabajos adecuados y evitar la presencia de condensación de fluidos hidrocarburos en el sistema evaluado.

Palabras clave: comportamiento de fases, gas natural, gasoductos, condensación de fluidos, simulación, hidrocarburos.

* A quien debe ser enviada la correspondencia

For transporting industry of natural gas by pipeline systems, it's vital to guarantee the integrity of their lines, in order to decrease operational costs and prevent accidents that may damaging against people's safety, the environment or the infrastructure itself. In this paper it's presented the principal compounds from a technical study about principal net and its distribution branches to municipalities of the National System Transport of Natural Gas operated by the Colombian Natural Gas Company – Ecogas, (specifically the Cusiana - Porvenir – La Belleza, La Belleza - Cogua, La Belleza – Vasconia, Vasconia - Neiva and Vasconia - Cali gas lines, see Figure 1). The principal objective is evaluate the possible condensation of hydrocarbons fluids inside gas lines, due to compositional characteristics of the gas, the different topographical conditions along the gas line route and the actual and future operational conditions to be implemented in the system. The evaluation performed over this gas streams, generates transcendental information in the creation of safe operational limits that minimizing the existence of obstacle problems and damages over pipeline systems and process equipment, due to the presence of liquid hydrocarbons inside these flow lines.

This article has been prepared in four sections in order to guarantee easy access to each one of the steeps involved in the study. Section one presents the compositional and thermodynamic analysis of feeding gas streams; in section two, its presented the required information for modeling gas lines with definition of the gas pipeline numerical simulation model in stable state; section three presents the sensitivity analysis for gas variation upon loading gas composition at the inlet point of the system, variation of the operational conditions (flow, pressure and gas temperature) and environment temperatures for the different inlet points (branches) with verification of compliance of the Unique Transport Regulation (*Reglamento Único de Transporte – RUT*) established by CREG (CREG, 1999); section four presents the recommended set up of adequate work schemes required to guarantee the non-existence of hydrocarbon fluid due condensation in the evaluated system.

Keywords: *phase behavior, natural gas, gas pipeline, fluids condensation, simulation, hydrocarbon.*

INTRODUCCIÓN

Los procesos de condensación de fluidos hidrocarburos se encuentran entre las variables que más pueden afectar la integridad de una red de transporte de gas natural, debido a su influencia sobre la generación de múltiples problemas operacionales de alta complejidad, entre los que se destacan la reducción en la eficiencia del transporte del gas, daños en los sistemas de regulación, medición, distribución y en las turbinas de generación, promueven los procesos de corrosión y el taponamiento parcial o total de las líneas (Adewumi, Mucharan, & Watson, 1989; Zhou & Adewumi, 1977).

La condensación retrógrada es un fenómeno que se manifiesta durante la expansión de una mezcla gaseosa a temperatura constante (donde el fenómeno normal es la condensación durante la compresión del gas), o durante su calentamiento a presión constante (donde el fenómeno normal es la condensación durante el enfriamiento del

gas). En los gases a muy altas presiones, como las que suelen presentarse a lo largo de un gasoducto, las distancias moleculares se acortan de tal manera que la fase gaseosa a esas condiciones puede disolver moléculas más pesadas. Si un gas a alta presión se expande, pierde su capacidad de disolver líquidos (pasa a comportarse como un gas con las moléculas distanciadas) y los componentes menos livianos de la mezcla se desprenden, generando lo que se conoce precisamente como condensación retrógrada. Lo mismo sucede cuando un gas a alta presión se calienta (en forma isobárica), la expansión térmica aleja las moléculas del gas y los componentes menos livianos se desprenden de la masa gaseosa.

Investigaciones previas han demostrado que la condensación de los componentes menos livianos en las tuberías que transportan gas natural es un fenómeno de común ocurrencia, llegando a variar entre 0% y 15% en volumen, dependiendo de las condiciones bajo las cuales sea transportado, contribuyendo significativamente a la caída de presión en el gasoducto (Adewumi *et al.*, 1989). La naturaleza multi componente del gas natural y la variación en las condiciones registradas a lo largo del trazado de los gasoductos, proveen los ingredientes básicos para que el comportamiento termodinámico de fases en el gas natural exhiba condensación retrógrada, responsable principal de la formación de condensados en la tubería (Casares & Lanziani, 1997).



Figura 1. Líneas de transporte de gas evaluadas

ANÁLISIS COMPOSICIONAL

El sistema evaluado se carga con gas proveniente del Campo Cusiana localizado en el departamento del Casanare, y se complementa en el sector conocido como Vasconia con gas del Campo Chuchupa localizado en el departamento de la Guajira, para satisfacer específicamente el consumo en los sectores Vasconia – Mariquita – Neiva y Vasconia - Mariquita – Cali. El énfasis en los análisis se centra en la corriente de gas Cusiana, teniendo en cuenta que las proyecciones en los aumentos de la tasa de entrada corresponden a este gas, y tienen como objetivo precisamente suplir la demanda total del sistema.

Las composiciones se obtuvieron de reportes de análisis cromatográficos extendidos hasta C_{12+} de muestras provenientes de diversos puntos del sistema. Además, se contó con una cromatografía de un estudio

previo realizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), cuando tenía una mayor riqueza composicional, como referencia del efecto que produciría la entrada de un gas con estas características sobre las nuevas condiciones de operación.

Las envolventes de fases calculadas para las muestras del gas Cusiana se presentan en la Figura 2. Estas envolventes corresponden a dos de las muestras más representativas entregadas para el estudio, y a la muestra del IAPG. La muestra definida como Gas Cusiana 1, es de mayor relevancia para el análisis de acuerdo con las proyecciones previstas para las nuevas metas operacionales, las cuales definieron condiciones cricondentérmicas máximas entre 20°F y 25°F (266,48K y 269,26K).

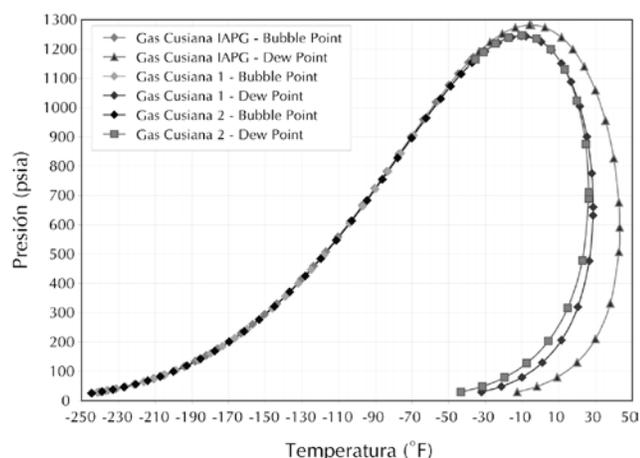


Figura 2. Envolventes de Fases Gas Cusiana

En la Figura 3 se puede observar la otra envolvente de fases analizada, correspondiente a la mezcla de los gases Cusiana y Guajira, composición transportada por los sistemas Vasconia – Mariquita – Cali y Mariquita – Neiva, en las condiciones que se evaluaron para este estudio. Esta mezcla fue ajustada para simular un gas con contenido de CO₂ del 2%, especificación de calidad del RUT.

MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA EN ESTADO ESTABLE DEL GASODUCTO

El modelo de simulación numérica fue desarrollado por el Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarbu-

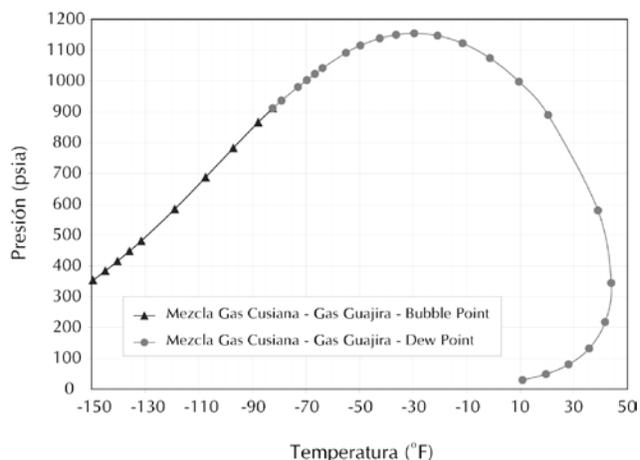


Figura 3. Envolvente de fases mezcla Gas Cusiana – Gas Guajira ajustada para contenido CO₂ del 2%

ros (GMPH) de la Universidad Industrial de Santander en el marco de un convenio interinstitucional con la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas). La base del modelo de simulación está constituida por el modelo físico de la red de tuberías, construido en detalle a partir de la reproducción del trazado de perfiles topográficos del sistema comprendido por las líneas principales de los gasoductos referenciados en la Tabla 1, con base en planos *As Built* de proceso e instrumentación y tubería (P&ID's y PFD).

Tabla 1. Gasoductos a evaluar y número de ramales por gasoducto

Gasoducto	Kilómetros	Ramales
Cusiana – Porvenir	36	0
Porvenir - La Belleza	188	43
La Belleza - Cogua	116	17
La Belleza -Vasconia	93	1
Vasconia – Mariquita	123	6
Mariquita – Neiva	265	19
Mariquita - Cali	343	43

Para seleccionar la Ecuación de Estado (EDE) encargada de modelar el comportamiento de fases en las corrientes de gas, se consideró prioritariamente la capacidad para calcular el punto de rocío de hidrocarburos, pues este constituye precisamente uno

de los parámetros de referencia en el cumplimiento regulatorio de las especificaciones de calidad, y por lo tanto, el determinar esta propiedad termodinámica con menor grado de incertidumbre podría orientar la selección de la ecuación más adecuada (Moshfeghian, Johannes, & Maddox, 2001). En ese sentido, se optó por escoger la Ecuación de Estado de Peng – Robinson (Nagy & Shirkovskiy, 1982; Zabaloy & Vera, 1998), a partir de las recomendaciones de un estudio realizado con fluidos colombianos, en el que se hizo un análisis comparativo de la capacidad de predicción de los puntos de rocío para diferentes EDE respecto a los puntos medidos directamente para las muestras de estudio, donde esta expresión fue la que presentó un mejor ajuste (Garzón & Herrera, 2004; Peña, 2005).

Para realizar el análisis hidráulico y considerar las pérdidas por fricción se seleccionó la correlación mejorada de Beggs y Brill, (Beggs, & Brill, 1973), ya que tiene en cuenta las condiciones multifásicas del fluido y la topografía del sistema (Peña, 2005).

En el caso del modelamiento térmico, el principal interés en este caso radica en obtener el perfil de temperatura del gas que fluye al considerar el calor transferido al ambiente a lo largo de todo el sistema, por ello se analizaron las ventajas de los dos modelos mas conocidos para evaluar esta transferencia a nivel de gasoductos, los cuales son el modelo estable y el modelo transiente (Lee, Chang, & Kim, 1998; Boyun & Shengkai, 2004; Towler & Mokhatab, 2004; Sadegh & Adewumi, 2005). El modelo estable asume que las condiciones de entrada del gas como caudal, presión, temperatura y composición son constantes con el tiempo, así como las condiciones externas que rodean la tubería, como la temperatura del ambiente, y el tipo de suelo, entre otros factores (Boyun & Shengkai, 2004). En el caso de una situación no estable o transitoria, esta surge normalmente cuando las variables incluidas en el problema de la transferencia de calor varían con el tiempo, además de la posición (Towler & Mokhatab 2004). Al considerar que las características y facilidades prácticas que ofrece el modelo en estado estable, las cuales permiten un modelamiento suficientemente preciso de acuerdo con las necesidades y proyecciones para la etapa de simulación, se seleccionó éste para el cálculo de la

transferencia de calor en los diferentes escenarios planteados. Sin embargo, como la extensión total de estos gasoductos es muy grande y las condiciones topográficas a lo largo de su trazado varían considerablemente entre uno y otro sector, no se puede asumir la temperatura del ambiente como constante, razón por la cual el modelo se implementa trabajándolo por tramos, considerando una temperatura promedio constante para cada sección, en un instante específico de tiempo (Pineda, 2005; Bolaños & Páez, 2006). En ese sentido se diseñaron tres escenarios de simulación para tres rangos específicos de temperatura ambiente promedio (temperatura ambiente mínima, media y máxima), con datos provenientes de reportes de los diferentes sectores que hacen parte del trazado del gasoducto durante los últimos diez años.

Otros de los factores considerados para el montaje del modelo de simulación incluyen el tipo de terreno y las características de la tubería de los sectores evaluados (Tabla 2), las condiciones operacionales necesarias para llevar la cantidad suficiente del gas a las condiciones de calidad exigidas (Tabla 3) y los

Tabla 2. Características de la tubería y el tipo de terreno incluidas en el modelo de simulación para los gasoductos evaluados

Tubería		
Conductividad térmica	28	BTU/h ft °F
Diámetro externo sectores troncales nacionales	20 - 22	In
Diámetro externo sectores troncales regionales	10 - 12	In
Diámetro externo Ramales de Distribución	2 - 3 - 6 - 8	In
Espesor promedio	0,375	In
Terreno (Gasoducto enterrado)		
Terreno	Arena húmeda	
Conductividad térmica	0,550	BTU/h ft °F
Terreno	Arena seca	
Conductividad térmica	0,325	BTU/h ft °F
Profundidad promedio de enterramiento	3,281	ft

perfiles topográficos de los gasoductos (Figura 5 para cuatro de las líneas evaluadas).

La información de tipo operacional como consumos, caudales, presiones y temperaturas de carga reportados para la realización del análisis de sensibilidades, corresponden a los rangos más usuales y/o a valores a los que se pretende operar reportados directamente por la compañía que custodia la integridad del sistema (Tabla 3). Las relaciones operacionales entre las variables de entrada se pueden observar en la Figura 4. Estos rangos corresponden a valores reales de carga en el nodo de entrada, teniendo en cuenta niveles máximo, medio y mínimo de consumo en los ramales del gasoducto.

Tabla 3. Condiciones operacionales en el punto de carga del sistema (Cusiana)

Presiones de entrada (psia):	P1	912
	P2	1100
	P3	1200
Temperatura de entrada (°F):	T1	96
	T2	102
	T3	118
Carga de entrada (MMSCFD):	Q1	68
	Q2	88
	Q3	108
	Q4	138

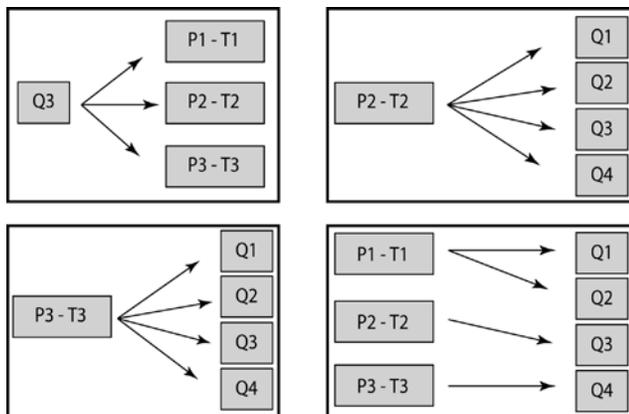


Figura 4. Escenarios operacionales evaluados

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

La influencia de la temperatura ambiente sobre las condiciones operacionales de flujo se puede observar en las Figuras 5 y 6, para el caso de la presión y la temperatura de flujo, respectivamente. Los perfiles topográficos de los gasoductos evaluados son representados a través de los términos Línea 1, 2, 3 y 4 y corresponden al sector troncal entre el punto de carga y el punto de entrega del mayor volumen del sistema.

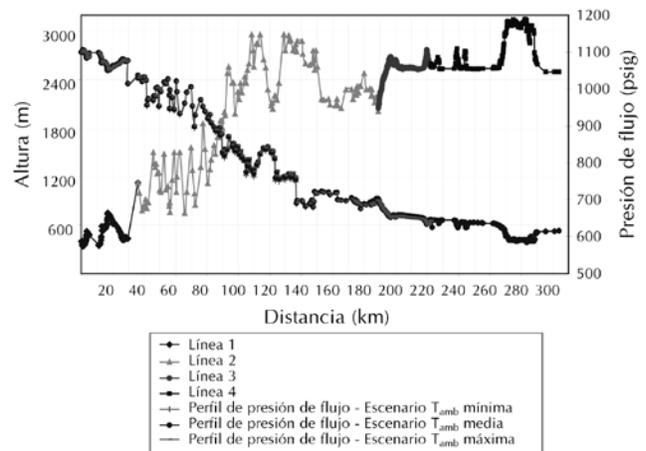


Figura 5. Perfil topográfico Vs. presión de flujo para los tres escenarios de temperatura ambiente planteados, a condiciones operacionales actuales

En el caso de la presión, se evidencia que es afectada principalmente por los cambios de nivel de la línea, con una tendencia a disminuir continuamente a medida que este nivel aumenta, con breves recuperaciones en las secciones en que la topografía presenta descensos. En cuanto a la influencia de la temperatura ambiente sobre la presión de flujo, para los tres escenarios se observa prácticamente una misma tendencia, denotando en primera instancia que para estas condiciones operacionales no se presentaría condensación de fluidos en la línea, responsable de generar restricciones al flujo y por ende caídas adicionales de presión. Sin embargo, para llegar a una conclusión definitiva faltaría evaluar la relación entre la presión y la temperatura de flujo con la envolvente de fases, aspecto considerado en la siguiente sección.

En cuanto a la temperatura de flujo, en la Figura 6 se observa la marcada influencia que tiene la tempera-

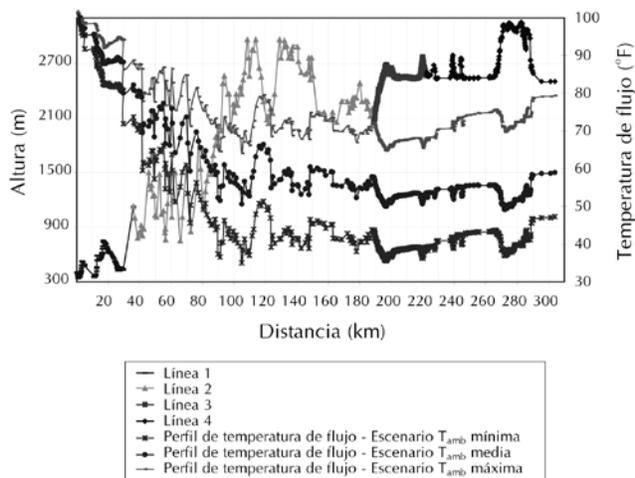


Figura 6. Perfil topográfico Vs. temperatura de flujo para los tres escenarios de temperatura ambiente planteados, a condiciones operacionales actuales

tura ambiente sobre esta variable, particularmente en cercanías a los sectores con cambios topográficos más drásticos en pequeñas distancias. Es evidente el establecimiento de un comportamiento similar en la variación de un escenario respecto a los otros. Esta tendencia se debe a que los tres escenarios planteados al representar un comportamiento generalizado para las condiciones externas a la tubería, mediante valores diferentes pero fijos hacen que la diferencia de temperatura entre las secciones de la tubería mantengan una relación proporcional entre sí de un escenario a otro.

Los escenarios de temperatura ambiente establecidos como más representativos para evaluar el comportamiento del gasoducto son los de temperatura media y mínima. El escenario de temperatura media representa el ambiente promedio con mayor probabilidad de presentarse a lo largo del sistema, de ahí su importancia en términos operativos rutinarios; el escenario de temperatura mínima contempla los parámetros más críticos a los que podría llegar a enfrentarse el sistema, por ello su relevancia en el momento de definir condiciones críticas de transporte para establecer un límite de operación seguro.

Los datos mostrados en la Figura 7, se basan en corridas de simulación realizadas a las mismas condiciones de operación (escenario actual de operaciones para la fecha del estudio), variando exclusivamente el escenario de temperatura ambiente para analizar la sensibilidad del sistema a este parámetro. Para su eva-

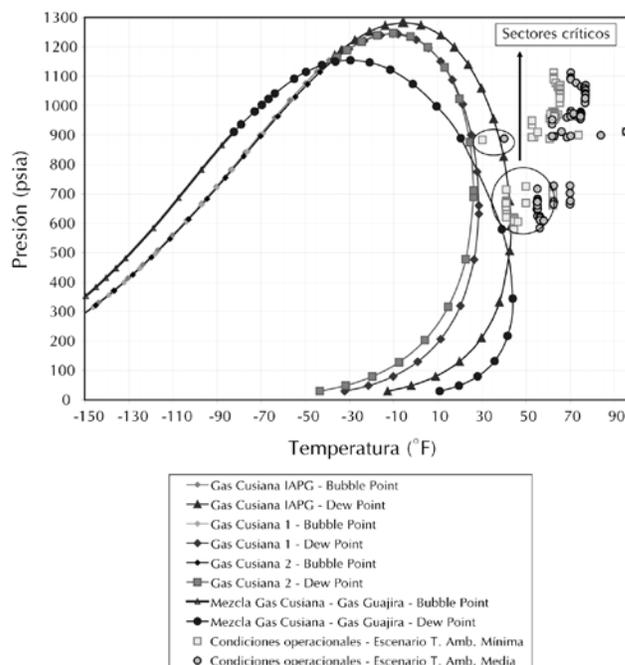


Figura 7. Envoltentes de fases Vs. Condiciones operacionales simuladas para escenarios de temperatura ambiente mínima y media. Condiciones operacionales de entrada: $Q = 108$ MMSCFD, $P = 1200$ psia, $T = 118^\circ\text{F}$ ($320,92\text{K}$)

luación se debe considerar que la composición del gas Cusiana de carga asegurada oficialmente contempla una especificación de punto cricondentérmico entre 20°F y 25°F ($269,26\text{K}$ y $266,48\text{K}$) (en nuestro caso crítico $28,6^\circ\text{F}$ ($271,26$)) correspondiente a la muestra identificada como Gas Cusiana 1). Si hipotéticamente un gas de riqueza composicional semejante a la reportada en los estudios realizados por el IAPG (punto cricondentérmico de $43,1^\circ\text{F}$ ó $279,31\text{K}$) fuera transportado bajo un escenario de temperaturas mínimas, la mayor parte de los ramales de los sectores GBS (Gas Boyacá - Santander), y La Belleza - Cogua, así como un ramal del sector Mariquita - Cali, se verían involucrados en problemas de condensación. En lo que respecta a la composición del Gas Cusiana 1, se observa claramente que no existe sector alguno de los gasoductos con presencia de condensados hidrocarburos a las condiciones evaluadas.

Respecto a la sensibilidad a las condiciones de carga del sistema, en la Figura 8 se exponen los resultados de las principales relaciones de carga (de acuerdo con los planteamientos reales estimados) bajo el escenario de temperatura ambiente mínima. Se observa que a medida

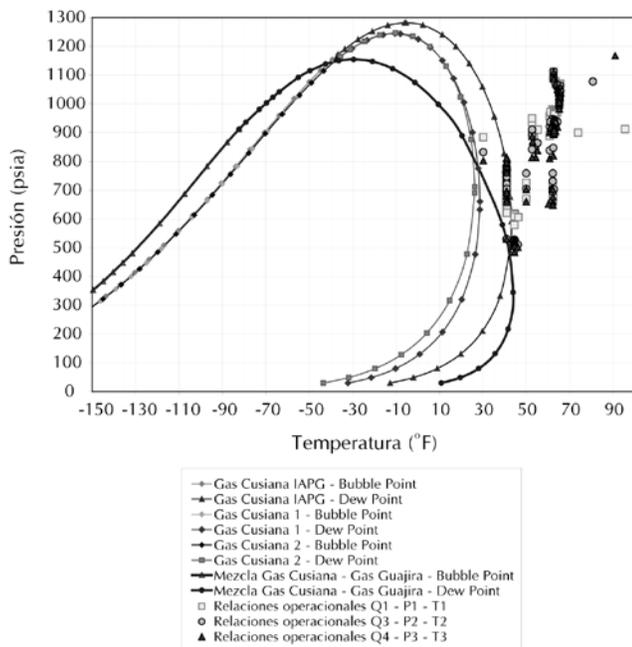


Figura 8. Envolturas de fases Vs. principales relaciones operacionales bajo el escenario de temperatura ambiente mínima

que aumentan las condiciones de carga, se presenta un acercamiento a la envolvente de fases, aumentando la posibilidad de obtener problemas operacionales por presencia de líquidos en las líneas de transporte. Esto se debe a que el aumento de caudal no es lo suficientemente alto para las condiciones dadas de aumento de presión y temperatura. Sin embargo, se confirma que bajo ningún escenario operacional se presenta condensación para la composición comprometida. Es necesario resaltar, que los puntos que se observan sobre la envolvente calculada para la mezcla Cusiana – Guajira no corresponden a ningún ramal situado dentro de la zona de transporte o influencia de esta mezcla.

Una vez evaluadas las condiciones en las cuales es transportado el gas a lo largo de todo el sistema de tuberías, se procede a analizar los efectos generados por la etapa de regulación a la entrada de los citygates. Para el cálculo de la temperatura después de regulación se tomaron en cuenta tres escenarios. El primero corresponde al calculado por el simulador empleado, a partir de las características de flujo del sistema, el cual incluye una caída de 2,41°F (389,26K) por cada 30 psia que reduce de presión como consecuencia de la expansión del gas o efecto Joule – Thompson. El segundo, al valor asumido como referencia general en este tipo de análisis que indica una caída de 1°F/30 psia

(255,92/30 psia) (Peña, 2005), y el tercero, calculado en el estudio a partir de los valores registrados directamente desde los centros de regulación, con un valor aproximado de 1,65°F/30psia (256,28/30 psia).

En la Figura 9 y en la Tabla 4 se pueden observar en mayor detalle los resultados obtenidos para el sector de La Belleza - Cogua, (sector donde se presentan las mínimas relaciones de flujo en todo el sistema), una vez realizada la regulación del gas de distribución a cada población, para unas condiciones de entrada: $Q = 108$ MMSCFD, $P = 1200$ psia, $T = 118^\circ\text{F}$ (320,92K), y $1,65^\circ\text{F}/30\text{psia}$ (256,28/30 psia) de condición de regulación. Se aprecia que bajo el escenario más crítico ninguno de los ramales cumple con la especificación solicitada para el estudio (40°F (277,59K) después de regulación), y en el caso del escenario medio, sólo la cumple el ramal principal, encargado de transportar el mayor volumen de gas hacia una población en todo el sistema. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el hecho de no cumplir con esta norma no implica que exista condensación de gas natural, ya que todos los puntos que identifican los distintos ramales se encuentran fuera de la envolvente de fases. Este resultado permitiría entrar a reevaluar la efectividad de establecer un valor global de temperatura de entrega para todos los puntos del sistema, que puede generar costos operacionales innecesarios relacionados con la necesidad de elevar la temperatura hasta dicho punto.

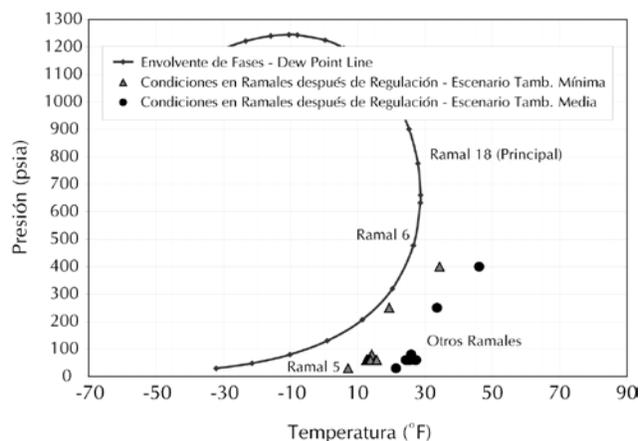


Figura 9. Temperatura de los ramales a la salida de regulación Vs. envolvente de fases para escenarios de temperatura ambiente mínima y media. Condiciones operacionales de entrada: $Q = 108$ MMSCFD, $P = 1200$ psia, $T = 118^\circ\text{F}$ (320,92K)

Tabla 4. Temperatura de entrega después de regulación. Escenario de temperatura ambiente mínima. Caída de 1,65 °F / 30 psia (256,28/30psia) por efecto Joule – Thompson.: Q = 108 MMSCFD, P = 1200 psia, T = 118°F (320,92K)

Municipio	Caudal	Temp. Entrada	Presión Entrada	Presión Primera Etapa	Presión Segunda Etapa	Temp. Primera Etapa	Temp. Segunda Etapa	Energía Necesaria
	MMSCFD	°F	Psia	Psia	Psia	°F	°F	BTU/hr
Ramal 5	0,126	40,98	646	250	30	19,2	7	5456,6
Ramal 6	0,04	41,03	645	420	250	28,6	19	1625,4
Ramal 7	0,08	44,61	643	250	60	23	13	2989,9
Ramal 8	0,002	44,57	628	250	60	23,8	13	72,6
Ramal 9	0,04	44,64	639	250	60	23,2	13	1491,2
Ramal 10	0,004	44,69	639	250	60	23,3	13	149
Ramal 11	0,002	44,43	636	250	60	23,2	13	74,8
Ramal 12	0,085	44,62	634	250	60	23,5	13	3165,1
Ramal 13	0,005	44,59	634	250	80	23,4	14	186,3
Ramal 14	0,003	44,5	625	200	60	21,1	13	109
Ramal 15	0,003	44,6	594	200	60	23	15	102,3
Ramal 16	0,012	44,61	621	250	60	24,2	14	434,3
Ramal 17	4,351	46,28	618	250	60	26	16	150832,5
Ramal 18	76,04	46,3	618,1	450	400	37	34	851836,3

Adicionalmente en la Tabla 4, se pueden identificar las condiciones de reducción de presión realizadas, las temperaturas alcanzadas producto de dicha reducción e hipotéticamente la cantidad de energía que se requeriría para elevar la temperatura del gas en cada uno de los ramales hasta los 40 °F (277,59K) de tomados como referencia para el cumplimiento de especificaciones de calidad. Se plantea como hipotéticamente teniendo en cuenta que estos resultados se deben a la consideración de un perfil de temperatura ambiente mínimo simultáneo (temperaturas mínimas en todos los puntos del sistema), el cual no necesariamente se presenta en el sistema, pero si condiciona al máximo la preparación de posibles alternativas operacionales para evitar en cualquier momento su efecto.

Después de evaluar el efecto de la etapa de regulación de presión, aquellos puntos donde la temperatura de flujo sea inferior a la mínima requerida, deben encontrar mecanismos para elevarla. La primera alternativa consiste en la instalación de calentadores con capacidades suficientes para cumplir con la reglamentación establecida. Esta opción es implementada en

la mayoría de los puntos de control, a excepción del mayor centro operacional donde por el alto volumen de consumo es una alternativa no viable. La solución hallada para superar este problema, consiste en instalar una válvula de regulación de presión entre 500 y 600 psia a la entrada de todo este sector troncal, con lo cual se garantiza una presión de llegada a regulación entre 450 y 490 psia, con una temperatura después de regulación de 41°F (278,15K) para el escenario de temperatura ambiente más crítico (Figura 10 y Tabla 5), y considerando los aumentos en las condiciones operacionales de hasta 1200 psia en el nodo de entrada. Adicionalmente, la implementación de esta medida conlleva a que las temperaturas de flujo a la salida de los demás puntos de regulación sean mayores, con lo que el gasto energético necesario para elevarlas sobre los 40°F (277,59K) disminuye.

Finalmente, se realizó una validación de los resultados obtenidos a través de la simulación, mediante el análisis comparativo con reportes de campo recopilados en los centros de regulación. En general, se observó que el modelo estaba sobreestimando el efecto de los alrededores al

Tabla 5. Temperatura de entrega después de instalación de válvula de regulación de presión. Escenario de temperatura ambiente mínima. Caída de 1.65°F/30 psia por efecto Joule – Thompson.: Q = 108 MMSCFD, P = 1200 psia, T = 118°F (320,92K)

Municipio	Caudal	Temp. Entrada	Presión Entrada	Presión primera etapa	Presión segunda etapa	Temp. primera etapa	Temp. segunda etapa
	MMSCFD	°F	Psia	Psia	Psia	°F	°F
Ramal 5	0,126	40,99	530	250	30	26	13
Ramal 6	0,04	41,05	529	420	250	35	26
Ramal 7	0,08	44,64	526	250	60	29	19
Ramal 8	0,002	44,6	513	250	60	30	20
Ramal 9	0,04	44,62	521	250	60	30	19
Ramal 10	0,004	44,56	520	250	60	30	19
Ramal 11	0,002	44,54	516	250	60	30	19
Ramal 12	0,085	44,62	515	250	60	30	20
Ramal 13	0,005	44,59	515	250	80	30	21
Ramal 14	0,003	44,6	505	200	60	28	20
Ramal 15	0,003	44,6	478	200	60	29	22
Ramal 16	0,012	44,53	497	250	60	31	21
Ramal 17	4,351	45,86	493	250	60	33	22
Ramal 18	76,04	45,86	492,6	450	400	44	41

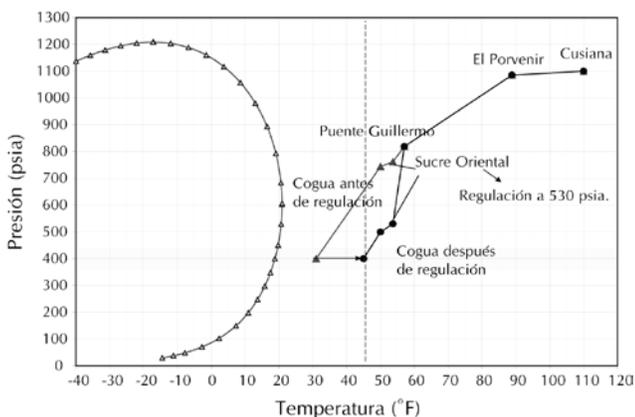


Figura 10. Esquema operacional definido para evitar riesgos de condensación de hidrocarburos en el sector del gasoducto más crítico: La Belleza – Cogua

asumir como escenario crítico un ambiente con temperaturas mínimas. Sin embargo, garantiza que efectivamente a los escenarios y condiciones evaluadas no se presenta condensación de fluidos hidrocarburos sobre ningún punto del sistema, como se puede observar en la Figura 11.

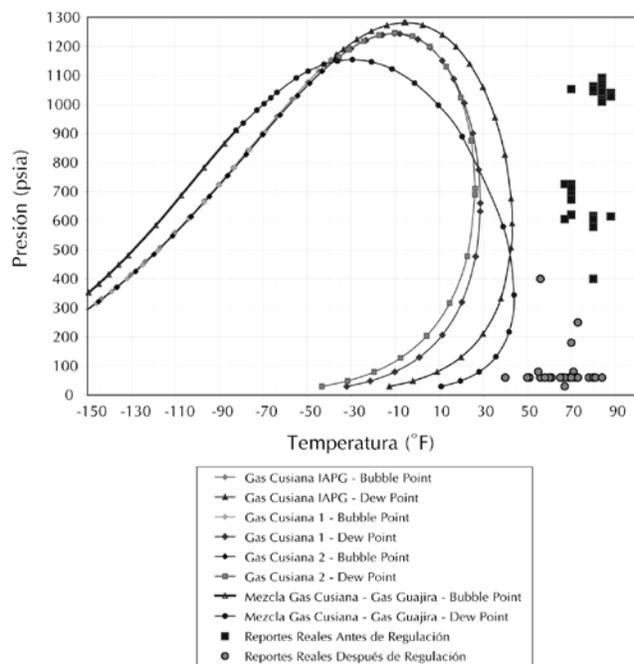


Figura 11. Envolturas de fases Vs. condiciones de flujo antes y después de regulación en citygates luego de realizar ajuste con reportes reales

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Como resultado de este estudio se construyó un modelo de simulación completo de gran parte del sistema nacional de gasoductos de Colombia, se realizó una evaluación nunca antes hecha sobre este sistema de transporte acerca de la incidencia que tienen las diferentes variables operacionales, composicionales y ambientales de las corrientes de gas de carga, sobre su comportamiento termodinámico al interior de las líneas de transporte, en lo que respecta a la formación de hidrocarburos en estado líquido, y se implementó una metodología teórico/experimental sólida y robusta que facilita el establecimiento de límites operacionales seguros para minimizar la existencia de problemas por la presencia de estos fluidos.
- De acuerdo con la composición de la mezcla de gas natural y al conjunto de condiciones operacionales y ambientales analizadas, se considera que no se presentará condensación de fluidos hidrocarburos en ninguna de las líneas de flujo ni en la etapa final de regulación en los citygates para el conjunto de gasoductos evaluados. Sin embargo, algunas zonas en los sectores La Belleza – Cogua y Mariquita – Cali están lo suficiente cerca de la envolvente de fases como para generar problemas de condensación si se llegase a presentar un enriquecimiento en la composición de la mezcla. Bajo ninguno de los escenarios planteados se llega al principal centro de consumo con una temperatura dentro de la regulación de referencia establecida ($<40^{\circ}\text{F}$ ó $<277,59\text{K}$). En la medida en que la corriente de entrada llegue a presiones más cercanas a la de regulación, menor será el efecto sobre el correspondiente descenso de temperatura, así como la necesidad energética para mantenerla sobre la norma establecida. La existencia de una temperatura de flujo inferior a la establecida como mínima, no implica la presencia de condensados en la línea, ya que esta condición de condensación depende del conjunto presión – temperatura y composición del fluido.
- La composición del fluido en el punto de entrada se convierte en la variable operacional más crítica para operar a las condiciones planteadas; una corriente más rica, es decir, con una mayor proporción de componentes livianos a pesados generará un desplazamiento de la envolvente de fases en la dirección de las condiciones de flujo que se alcanzan en el sistema, aumentando la posibilidad de tener presencia de condensados hidrocarburos. Si la composición permite mantener las condiciones cricondénticas entre los valores reportados (20°F - 25°F ó $266,48\text{K}$ - $269,26\text{K}$) de condiciones máximas, no habría presencia de hidrocarburos condensados a lo largo del gasoducto a las condiciones evaluadas. Así mismo, en la medida en que el máximo escenario operacional planteado que corresponde a una presión de entrada de 1200 psia, debe certificarse con seguridad la capacidad para mantener temperaturas de entrada no inferiores a los 118°F ($320,92\text{K}$), situación que garantizaría temperaturas de llegada a los diferentes puntos de entrega no inferiores a los rangos evaluados.
- Se recomienda evaluar la efectividad en la reglamentación establecida respecto a la temperatura de entrega con miras a definir condiciones equilibradas que se ajusten tanto a evitar la presencia de condensados hidrocarburos, como el consumo innecesario de energía y de costos de operación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) y a la Universidad Industrial de Santander (UIS). Igualmente por la colaboración y asesoría se agradece a los ingenieros Hermes Peña Velásquez, Eduardo Cristancho y Hernando Bernal.

REFERENCIAS

- Adeyemi, M. A., Mucharan, L., & Watson, R.W. (1989). Field study and modeling of condensation in gas distribution pipeline. *Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, San Antonio, Texas, Oct. 8-11. SPE 19811.
- Beggs, H & Brill, J. (1973). A study of two phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Engineering. J. of Petroleum Technol.*, May, 25 (5), 607-617. Paper 4007.

- Bolaños, C., & Páez, O. (2006). Análisis de sensibilidad de los parámetros que influyen en la transferencia de calor en gasoductos. *Tesis de Grado, Fac. Ingenierías Físicoquímicas*, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 140pp.
- Boyun, G., & Shengkai, D. (2004). A simple model for predicting heat loss and temperature profiles in thermal injection lines and wellbores with insulations pipelines. *Society of Petroleum Engineers, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting*, Bakersfield, California, March 16-18. SPE 86983.
- Casares, C., & Lanziani, J. (1997). The natural gas composition in transport by pipelines. *Society of Petroleum Engineers, Latin American/Caribbean Gas & Electricity Congress*, Bariloche, Argentina, April 6-9. SPE 38244.
- CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1999). *Reglamento Único de Transporte de Gas Natural por Redes – RUT*. Colombia.
- ECOGAS – Empresa Colombiana de Gas. Convenio Interinstitucional Ecogas – UIS – CIC. (2005). Evaluación de las propiedades termodinámicas del gas natural sobre el efecto Joule – Thompson presentado en los gasoductos Cusiana – El Porvenir – Cagua y Cusiana – La Belleza – Vasconia y sus ramales, planteamiento de esquemas de operación adecuados. Octubre, *Informe final*, Bucaramanga, Colombia.
- Garzón, E., & Herrera, R. (2004). Análisis Composicional de parámetros empíricos en la predicción de la condensación de líquidos hidrocarburos en líneas de transporte de gas natural. *Tesis de grado, Fac. Ingenierías Físicoquímicas*, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 137pp.
- Lee, E., Chang, S. & Kim, I. (1998). A comparative study of statistical and mathematical methods for natural gas pipeline network analysis. *Paper 50335*, Submitted to SPE for consideration for publication in one of its technical journals, Kon-Kuk University, Seoul, South Korea.
- Moshfeghian, M., Johannes, A., & Maddox, R. (2001). The importance of thermodynamic properties in accurately predicting pipeline operations. *Internal Report*, School of Chemical Engineering, Oklahoma State University.
- Nagy, J. & Shirkovskiy, A. (1982). Mathematical simulation of natural gas condensation process using the Peng Robinson equation of state. *Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition*, Louisiana, Sept., 26-29. SPE 10982
- Peña, H. (2005). Metodología Teórico – Experimental para la evaluación de la incidencia de variables operacionales, ambientales y composicionales sobre el comportamiento termodinámico del gas natural en líneas de transporte. *V International Seminar: Exploration and Production Oil and Gas – INGEPET*, Perú.
- Pineda, C. (2005). Evaluación del impacto de la temperatura ambiente sobre la presencia de condiciones críticas de flujo en líneas de transporte de gas natural del sistema colombiano. *Tesis de Grado, Fac. Ingenierías Físicoquímicas*, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 167pp.
- Sadegh, A., & Adewumi, M.A. (2005). Temperature distribution in natural gas condensate pipelines using a hydrodynamic model. *Society of Petroleum Engineers, Eastern Regional Meeting*, Morgantown, West Virginia, Sept., 14-16. SPE 97978.
- Towler, B.F., & Mokhatab, S. (2004). New method developed for sitting line heaters on gas pipelines. *Oil and Gas Journal*, 56-59, March 15.
- Zabaloy, M., & Vera, J. (1998). The Peng-Robinson Sequel. An analysis of the particulars of the second and third generations. *Journal Industrial & Engineering Chemistry Research*, 37 (5), 1591–1597, Montreal, Canada.
- Zhou, J., & Adewumi, M. A. (1997). Predicting flowing gas temperature and pressure profiles in buried pipelines. *Paper 38460*, Submitted to SPE for consideration for publication in one of its technical journals. Pennsylvania State University.