

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DEL GAS NATURAL SOBRE LA CONDENSACIÓN DE FLUIDOS EN EL SISTEMA DE GASODUCTOS COLOMBIANO: PLANTEAMIENTO DE ESQUEMAS DE OPERACIÓN ADECUADOS

Oscar Arenas Mantilla¹, César Pineda Gómez², Eduardo Cristancho Higuera³

RESUMEN

Tanto para las empresas transportadoras como distribuidoras de gas natural, es de vital importancia garantizar la integridad de la tubería, con el fin de reducir costos operacionales y evitar accidentes que puedan atentar contra la seguridad de las personas, el ambiente o la misma infraestructura. En el presente artículo se expone el análisis realizado sobre la red troncal y los ramales anexos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, específicamente los Gasoductos Cusiana – Porvenir – La Belleza, La Belleza – Cógua, La Belleza – Vasconia – Mariquita, Mariquita – Neiva y Mariquita – Cali, respecto al impacto de las propiedades termodinámicas del gas natural transportado sobre el efecto Joule – Thompson. Básicamente se trata de evaluar la posible condensación de fluidos debido a las características composicionales del gas, a las diversas condiciones topográficas a lo largo del trazado de los gasoductos y/o a las condiciones operacionales próximas a implementarse en el sistema.

Palabras claves: comportamiento de fases, gas natural, gasoductos, condensación, simulación.

ABSTRACT

For Natural Gas transportation and distribution companies, it is vital to guarantee the integrity of the pipeline, to reduce operational costs and avoid accidents which could attempt against people security, environment or the same infrastructure. In the present paper it is exposed the analysis done about the main pipeline and its branches for the National System of Natural Gas

¹ Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

² Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

³ Empresa Colombiana de Gas, Ecogás. Bucaramanga. Colombia.

Transporting, specifically the Gas Pipelines Cusiana – Porvenir – La Belleza, La Belleza – Coguá, La Belleza – Vasconia – Mariquita, Mariquita – Neiva and Mariquita – Cali, about the impact of the thermodynamics properties of natural gas transporting over the Joule – Thompson effect. Basically was evaluated the possible fluids condensation by the gas compositional characteristics, the different topographical conditions along gas pipelines route and/or the operational conditions next to be implemented in the system.

Keywords: phase behaviour, natural gas, gas pipeline, condensation, simulation.

INTRODUCCIÓN

Entre las variables de mayor influencia respecto a la integridad de una red de transporte de gas natural, se encuentran los procesos de condensación tanto de fluidos hidrocarburos como de agua, responsables de generar problemas operacionales de alta complejidad, entre los que se destacan la reducción de la eficiencia de transporte del gas, daños en los sistemas de regulación, distribución y en las turbinas de generación, problemas de corrosión y el taponamiento parcial o total de las líneas.

Investigaciones previas han demostrado que la condensación de los componentes más pesados 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. La naturaleza multicomponente del gas natural y las variaciones de las condiciones registradas a lo largo del recorrido de los gasoductos, proveen los ingredientes básicos para que el comportamiento termodinámico de fases en el gas natural exhiba condensación retrograda, responsable principal de la formación de condensado en la tubería

En vista de los altos costos asociados a la operación y mantenimiento regular de una red de gasoductos, la aplicación de una herramienta como la simulación es de vital importancia para la predicción de las condiciones más seguras y

económicas de operación, objetivo principal evaluado sobre el sistema de gasoductos mencionado.

Este artículo ha sido estructurado en cinco (5) secciones con el fin de garantizar un fácil acceso a cada una de las etapas involucradas en el estudio. Sección uno: información necesaria para el modelamiento de los gasoductos; sección dos: análisis composicional y termodinámico para las corrientes de gas de carga; sección tres: definición del modelo de simulación numérica en estado estable de los gasoductos Cusiana – Coguá, La Belleza - Vasconia, Vasconia – Mariquita – Neiva y Mariquita – Cali (Ver línea roja - Figura 1); sección cuatro: análisis de sensibilidad a la variación de la composición del gas de carga en Cusiana, y a la variación de las condiciones operacionales (caudal, presión, temperatura del gas) para los diferentes puntos de entrega (ramales) con chequeo de cumplimiento de regulación del Reglamento Único de Transporte – RUT; sección cinco: discusión de resultados obtenidos. Finalmente se realiza el planteamiento de recomendaciones para esquemas de trabajo adecuados, requeridos para garantizar la no presencia de problemas operacionales por condensación de fluidos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia, la regulación de transporte del gas natural fue establecida por la Comisión Nacional de Energía y Gas (CREG), a través

de la Resolución 071 de 1999 (Reglamento Unitario de Transporte-RUT), norma donde están involucrados todos los agentes pertenecientes a la cadena del gas natural y asociados dentro del “Consejo Nacional de Operación de Gas Natural” (CNO-de Gas).

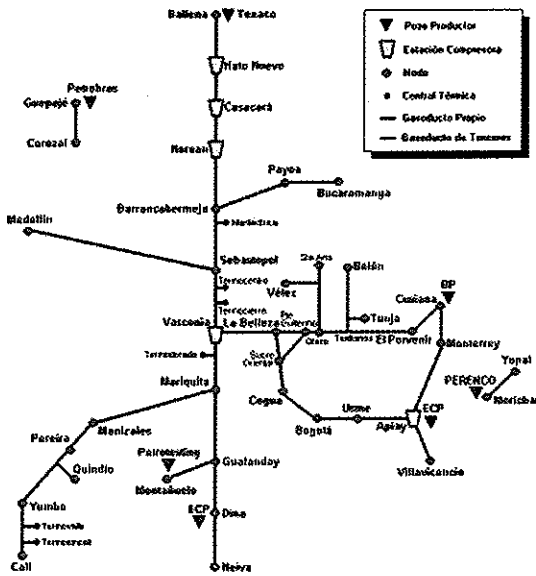


Figura 1. Sistema de gasoductos evaluado.

La especificación a evaluar es el cumplimiento de la norma que establece la no presencia de líquidos en las líneas de transporte bajo ninguna condición operacional, con respecto a las nuevas condiciones de carga a implementarse. Así mismo, se analiza la asertividad de la norma relacionada con la temperatura de entrega del gas a la entrada de los citygates (Actualmente de 40°F, y en estudio aumentarla a 45°F) aplicada como estándar de seguridad para garantizar igualmente la no condensación de fluidos.

INFORMACION REQUERIDA

La información necesaria para el montaje del modelo de simulación y la respectiva evaluación termodinámica del sistema, corresponde específicamente a las características composicionales de los fluidos a transportar (cromatografías sobre las corrientes gaseosas: Cusiana y Guajira), al perfil topográfico

obtenido de planos As Built de proceso e instrumentación y tubería (P&ID's y PFD) correspondientes al trazado general de las líneas y ramales hasta los citygates en los distintos puntos de entrega, a las características propias de la tubería como longitudes, diámetros y accesorios, a los reportes de los consumos locales, a las diversas variables operacionales consideradas para el análisis de sensibilidades como caudal, presión y temperatura de entrada al sistema, y a los registros históricos de temperatura ambiente de las zonas de influencia al paso de los gasoductos.

En lo referente al parámetro de composición, se tomaron varias muestras representativas provenientes de diversos puntos del sistema, y se realizó un análisis cromatográfico de gas extendido hasta C¹²⁺ con base en el estándar GPA 2286 para caracterizarlas. Así mismo, se contó con una cromatografía proveniente de un estudio previo realizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas – IAPG. Esta información procede de la Corporación para la Investigación de la Corrosión – CIC, Ecogás Bucaramanga y agentes externos como el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM.

La información de tipo operacional como consumos, caudales, presiones y temperaturas de carga al gasoducto, reportados para la realización del análisis de sensibilidades de los diferentes escenarios operacionales, obedecen a los rangos más usuales y/o a valores a los que se pretende operar a futuro, reportados directamente por Ecogás.

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE LOS FLUIDOS

La ecuación de estado seleccionada para modelar el comportamiento de fases en las corrientes de gas natural fue la de Peng -

Robinson (PR), referenciada como la de mayor aplicación en las industrias de la refinería y el gas natural para la predicción del equilibrio Vapor-Líquido en sistemas que contengan componentes no polares.

Dentro del sistema se carga gas proveniente principalmente del Campo Cusiana ubicado en el departamento del Casanare, y se complementa en el sector de Vasconia con gas del campo Chuchupa del departamento de la Guajira, para abastecer el consumo en los sectores Vasconia – Mariquita – Neiva y Mariquita – Cali, por lo que estas fueron las corrientes a analizar. Cabe mencionar que el énfasis sobre los análisis se centra principalmente en el gas de Cusiana, teniendo en cuenta que los aumentos de carga en consideración son del mismo, y tienen por intención suplir la demanda total del sistema.

La Tabla 1 presenta un resumen de los datos correspondientes a la temperatura cricondentérmica y la presión cricondenbárica de las corrientes gaseosas de carga al gasoducto CENTRAGAS (Gas de la Guajira). El simulador de procesos empleado para la generación de las envolventes de fase no determinó en ninguno de los casos un valor para el punto crítico de las muestras evaluadas, razón por la cual no se presenta un resumen de estos valores.

Tabla 1. Presión Cricondenbárica y Temperatura Cricondentérmica del gas de carga al gasoducto CENTRAGAS – Gas Guajira.

Corriente	Tcd (°F)	Pcd (psia)
Carga Baja Chuchupa B	30.15	1131
Carga Media Chuchupa B	46.70	1223
Carga Alta Chuchupa B	52.23	1266

La composición del gas Guajira de carga, ha demostrado un comportamiento estable dentro de un rango de cricondentherm de 30 a 53 °F, en todos los estudios realizados y presentados ante el CNO de Gas.

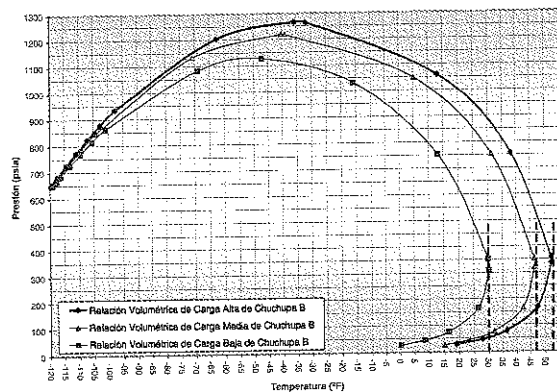


Figura 2. Envolventes de fases del Gas Guajira basada en diferentes relaciones de carga entre los campos Chuchupa A & Chuchupa B.

Respecto al análisis composicional de gas natural, realizado sobre muestras procedentes del punto de carga en Cusiana, se presenta en la Tabla 2 un resumen de la temperatura cricondentérmica la presión cricondenbárica, y los valores críticos de presión y temperatura de dos de las muestras realizadas por la CIC, y el caso reportado por el IAPG.

Tabla 2. Propiedades críticas características del Gas Cusiana.

Corriente	Tc (°F)	Pc (psia)	Tcd (°F)	Pcd (psia)
Gas Cusiana 1	-36,3	1159	28,6	1244
Gas Cusiana 2	-35,6	1164	26,3	1246
Gas Cusiana - IAPG	-36,6	1172	43,1	1282

En la figura 3 se puede observar el comportamiento composicional del gas Cusiana cargado al Sistema Centro Oriente, principal objetivo del presente estudio.

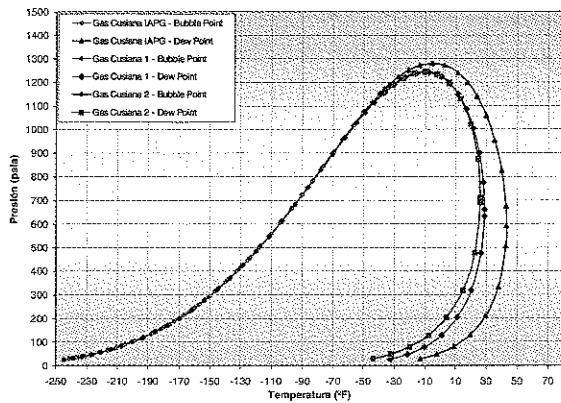


Figura 3. Envolturas de Fases Gas Cusiana.

La muestra considerada como más representativa corresponde a la referenciada como Gas Cusiana 1 (Tomada como base de seguridad), teniendo en cuenta que de acuerdo a los compromisos adquiridos entre la British Petroleum - BP (productor del gas) y Ecogás, definieron como condiciones máximas de cricondentherm en la corriente de carga para las nuevas metas operacionales un valor entre 20 y 25°F.

Posteriormente, se logró establecer la envolvente de fases correspondiente a la mezcla de los gases Cusiana y Guajira, como puede observarse en la figura 4. Esta mezcla fue ajustada para simular un gas con contenido de CO₂ del 2%, especificación de calidad del RUT. Esta composición es por lo tanto la más representativa del fluido que se transporta por los sistemas Vasconia – Mariquita – Cali y Mariquita-Neiva.

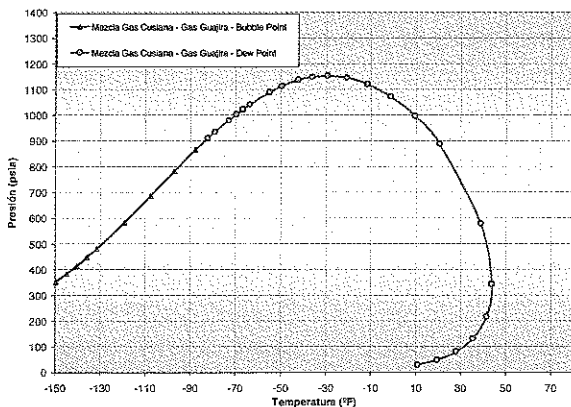


Figura 4. Envoltura de fases Mezcla Gas Cusiana – Gas Guajira ajustada para contenido CO₂ del 2%.

PRESENCIA DE AGUA LÍQUIDA Y LÍNEA DE FORMACIÓN DE HIDRATOS

Debido a la alta concentración de CO₂ en el gas de carga (Cusiana) así como al comportamiento de la temperatura del mismo, debido al efecto Joule-Thompson en las Citygates y a los cambios de altura en el trazado del gasoducto (temperatura ambiente) para todos los casos evaluados, es de suma importancia evitar la presencia de agua líquida a lo largo de todo el sistema.

En la figura 5 se confrontan las condiciones operacionales esperadas para los tres casos más críticos de operación evaluados, con las curvas de rocío del gas esperadas para 2 lb de agua / MMSCF de gas, 3 lb de agua / MMSCF de gas y 5 lb de agua / MMSCF de gas, teniendo como base la composición del caso mas crítico de cricondentherm (43.1 °F). Se observa que no habrá condensación de agua, siempre y cuando el gas mantenga una humedad inferior a 5 lb de agua / MMSCF.

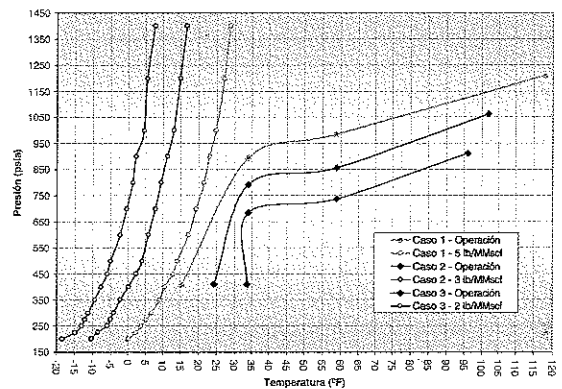


Figura 5. Curvas de "Dew Point" H₂O esperadas en el gasoducto Vs. Condiciones operacionales.

MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA EN ESTADO ESTABLE DEL GASODUCTO

El modelo de simulación numérica fue desarrollado por el Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos - GMPH de la Universidad Industrial de Santander. Éste, describe en forma general el sistema comprendido por las líneas principales de los Gasoductos referenciados en la tabla 3, con base en planos As Built de proceso e instrumentación y tubería (P&ID's y PFD).

Tabla 3. 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

El modelo está constituido por principios termodinámicos y físicos utilizados en los cálculos de equilibrio de fases, su composición y cuantificación a unas condiciones dadas de presión y temperatura. Éstos incluyen ecuaciones de estado, modelos de actividad, métodos empíricos, modelos de presión de vapor y métodos misceláneos.

Se utilizó la ecuación de estado de Peng - Robinson (PR) como modelo termodinámico, y la correlación mejorada de Beggs & Brill para realizar el análisis hidráulico, ya que tiene en cuenta las condiciones multifásicas del fluido y la topografía del sistema. El comportamiento

térmico es evaluado a partir de una aproximación isotérmica, la cual es asumida por defecto cuando se carecen de parámetros específicos para definir un modelo térmico formal. Sencillamente se asume un perfil de temperatura que no varía con el tiempo pero que sí lo hace sobre el espacio. La única variable especificada es la temperatura ambiente para cada escenario, las demás variables relacionadas con la transferencia de calor como el coeficiente global de transferencia de calor, la conductividad térmica, entre otros, son asumidos directamente como variables por defecto acorde a los modelos incluidos bajo esta opción por el simulador.

En la etapa inicial del estudio, se diseñaron tres escenarios diferentes de simulación para tres rangos específicos de temperaturas ambiente promedio (Mínimas, Medias y Máximas), provenientes de reportes históricos registrados por el IDEAM, con el fin de evaluar el efecto de los alrededores sobre las nuevas condiciones de operación.

Posteriormente, se realizó un ajuste acorde a los valores reales de las temperaturas de flujo para identificar la representatividad de la etapa previa de evaluación y garantizar la estabilidad del sistema.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para llevar a cabo la simulación, se tuvieron en cuenta las condiciones de operación expuestas en la tabla 4, y se realizaron las corridas de simulación de acuerdo a las combinaciones presentadas en la figura 6. Estos rangos obedecen a valores reales de carga de gas en el nodo de entrada, teniendo en cuenta niveles máximo, medio y mínimo de consumo en los ramales del gasoducto. Además se evaluó el efecto de la variación de la Cricondentherm.

Tabla 4. 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

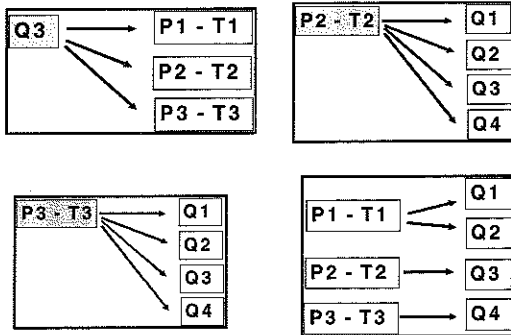


Figura 6. Escenarios operacionales evaluados.

La influencia de la temperatura ambiente sobre las condiciones operacionales de flujo se puede observar en términos generales a través de las figuras 7 y 8. Se evidencia, que la presión es afectada principalmente por los cambios de altura de la línea, y que tiende a caer continuamente a medida que este nivel aumenta, con breves recuperaciones en las secciones en que presenta descensos. En cuanto a la influencia de la temperatura ambiente, en este caso ésta pareciera ser mínima, puesto que para los tres escenarios se evidencia prácticamente una misma tendencia, insinuando en primera instancia que para estas condiciones operacionales no se presentaría condensación de fluidos en la línea, verdaderamente responsable de generar restricciones al flujo y por ende caídas adicionales

de presión. Sin embargo, para llegar a una conclusión definitiva faltaría tener en cuenta la relación entre la presión y la temperatura de flujo con la envolvente de fases.

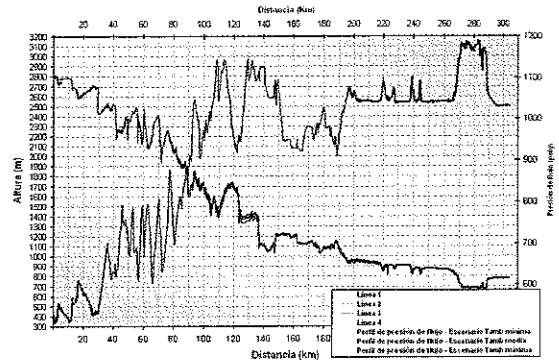


Figura 7. Perfil topográfico Vs. Presión de flujo.

En cuanto a la temperatura de flujo, se observan la marcada influencia que tiene la temperatura ambiente sobre esta variable, particularmente en cercanías a los sectores con cambios topográficos más drásticos en pequeños intervalos de distancia.

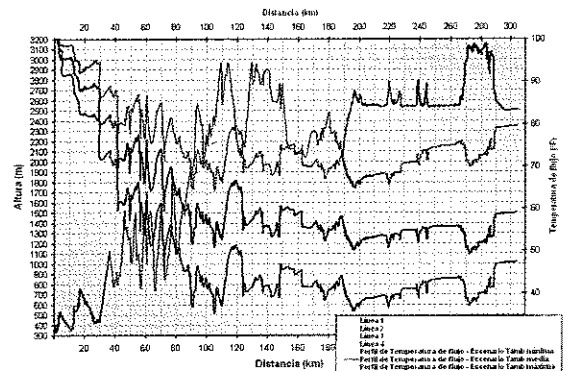


Figura 8. Perfil topográfico Vs. temperatura de flujo.

Los escenarios de temperatura ambiente más importantes a la hora de evaluar el comportamiento del gasoducto son los de temperaturas medias y mínimas. El escenario de temperaturas medias representa en términos generales las temperaturas de común ocurrencia en el sistema en general, de ahí su importancia en términos prácticos; sin embargo, el escenario

de temperaturas mínimas representa los parámetros más críticos a los que podría llegar a enfrentarse el sistema, por ello su trascendencia en el momento de definir condiciones críticas de transporte, pues sobre éstas es que se deben diseñar todos los procesos que impliquen un límite de operación totalmente seguro.

A continuación se procede a mostrar una selección de los resultados de simulación de mayor relevancia. Los datos mostrados en la figura 9, se basan en corridas realizadas a las mismas condiciones de operación, variando exclusivamente el escenario de temperatura ambiente para evaluar la sensibilidad del sistema al mismo. Para su análisis, se debe recordar que la composición del gas Cusiana comprometida oficialmente contempla una especificación de cricondentherm entre 20 y 25°F. Sin embargo, si hipotéticamente un gas de riqueza composicional semejante a la reportada en los estudios previos realizados por el IAPG fuese transportado bajo un escenario de temperaturas mínimas, la mayor parte de los ramales de los sectores GBS (Gas Boyacá - Santander), y La Belleza - Cógua, así como un ramal del sector Mariquita - Cali, se verían involucrados en problemas de condensación. En cuanto a la composición oficial planteada, claramente se observa que no existe sector alguno de los gasoductos con peligro de problemas operacionales por condensación de hidrocarburos.

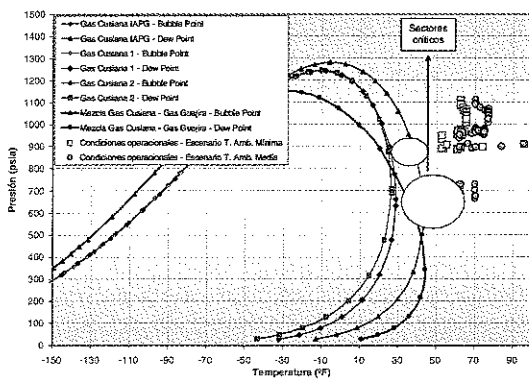


Figura 9. Envolturas de fases Vs. Condiciones operacionales simuladas para escenarios de temperatura ambiente mínima y media.

Respecto a la sensibilidad a las condiciones de carga del sistema, en la figura 10 se exponen los resultados de las principales relaciones de carga (de acuerdo a los planteamientos reales estimados) bajo el escenario más crítico de entorno del sistema.

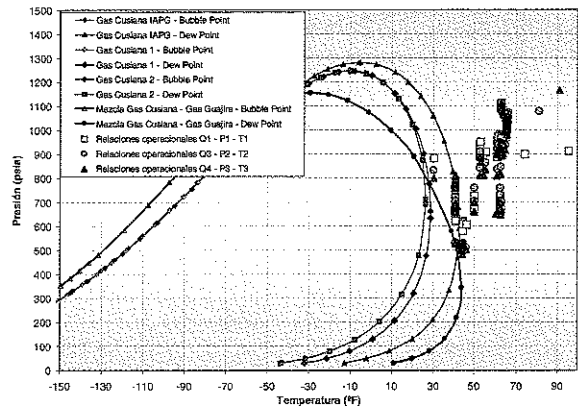


Figura 10. Envolturas de fases Vs. Principales relaciones operacionales bajo el escenario de temperatura ambiente mínima.

A medida que aumentan las condiciones de carga, se aprecia un acercamiento de las condiciones operacionales a la envolvente de fases, haciendo más crítica la posibilidad de obtener problemas operacionales por presencia de líquidos en las líneas de transporte. Este factor se debe a que el aumento de caudal no pareciera ser suficiente para esas condiciones de aumento de presión y temperatura. Sin embargo, se confirma que bajo ningún escenario operacional aún bajo el más crítico de condiciones ambientales se presentaría condensación para la composición comprometida. Cabe aclarar, que los puntos que caen 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.

En cuanto a los cálculos de la temperatura después de regulación se toman en cuenta tres estándares. El primero corresponde al calculado por el simulador, que asume una

caída de 2.41°F por cada 30 psia que cae la presión en corriente de entrada por el efecto Joule – Thompson o regulación. El segundo, al valor tomado como referencia general o regla del dedo gordo que indica una caída de 1°F, y el tercero, hallado a partir de valores reportados directamente desde los centros de regulación, con una aproximación de 1.65°F.

En la figura 11 se puede revisar el cumplimiento de la temperatura de entrega para los ramales pertenecientes al sector de La Belleza - Cógua, tomado como punto de ejemplo, ya que en él se presentan las mínimas relaciones operacionales dentro de tubería de todo el sistema (relación presión – temperatura de flujo) y además históricamente es el trayecto con más problemas operacionales reportados. Se observa claramente que bajo el escenario más crítico, ninguno de los ramales cumple con la reglamentación, 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, se evidencia que el hecho de no cumplir con esta norma de entrega 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 asertividad de establecer un valor global de temperatura de entrega para todos los puntos del sistema nacional de gasoductos, que en definitiva puede generar costos operacionales innecesarios relacionados con la necesidad de elevar la temperatura hasta dicho punto.

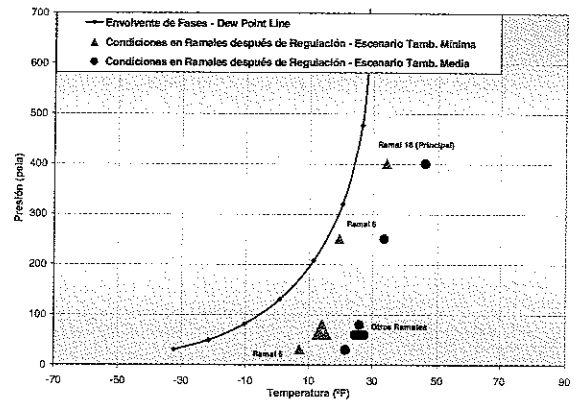


Figura 11. Envoltura de fases Vs. Temperatura de los ramales a la salida de regulación para escenarios de temperatura ambiente mínima y media.

Con el fin de cumplir con la reglamentación ya establecida, en la actualidad todos los ramales del sector cuentan con calentadores con capacidades suficientes para cumplir con ella, a excepción del mayor centro operacional, donde por el alto volumen manejado es considerada una medida poco económica. La solución operacional hallada para evitar este contratiempo, fue instalar una válvula de regulación de presión entre 500 y 600 psia, a la entrada del sector troncal, garantizando una presión de llegada a regulación entre 450 y 490 psia, con una temperatura después de la misma de 41°F para el escenario de Temperatura ambiente más crítico, teniendo en cuenta los aumentos de carga a 1100 y 1200 psia en Cusiana (Ver figura 12). Así mismo, la implementación de esta regulación permite que las temperaturas a la salida del Joule - Thompson en los demás ramales sea mayor, haciendo que el gasto energético necesario para elevarlas sobre los 40°F disminuya.

caída de 2.41°F por cada 30 psia que cae la presión en corriente de entrada por el efecto Joule – Thompson o regulación. El segundo, al valor tomado como referencia general o regla del dedo gordo que indica una caída de 1°F, y el tercero, hallado a partir de valores reportados directamente desde los centros de regulación, con una aproximación de 1.65°F.

En la figura 11 se puede revisar el cumplimiento de la temperatura de entrega para los ramales pertenecientes al sector de La Belleza - Cógua, tomado como punto de ejemplo, ya que en él se presentan las mínimas relaciones operacionales dentro de tubería de todo el sistema (relación presión – temperatura de flujo) y además históricamente es el trayecto con más problemas operacionales reportados. Se observa claramente que bajo el escenario más crítico, ninguno de los ramales cumple con la reglamentación, 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, se evidencia que el hecho de no cumplir con esta norma de entrega 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 asertividad de establecer un valor global de temperatura de entrega para todos los puntos del sistema nacional de gasoductos, que en definitiva puede generar costos operacionales innecesarios relacionados con la necesidad de elevar la temperatura hasta dicho punto.

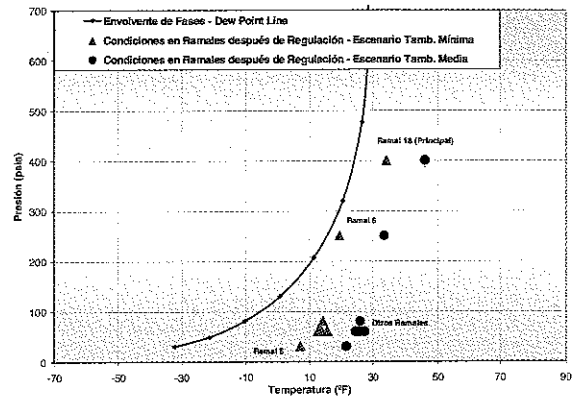


Figura 11. Envoltura de fases Vs. Temperatura de los ramales a la salida de regulación para escenarios de temperatura ambiente mínima y media.

Con el fin de cumplir con la reglamentación ya establecida, en la actualidad todos los ramales del sector cuentan con calentadores con capacidades suficientes para cumplir con ella, a excepción del mayor centro operacional, donde por el alto volumen manejado es considerada una medida poco económica. La solución operacional hallada para evitar este contratiempo, fue instalar una válvula de regulación de presión entre 500 y 600 psia, a la entrada del sector troncal, garantizando una presión de llegada a regulación entre 450 y 490 psia, con una temperatura después de la misma de 41°F para el escenario de Temperatura ambiente más crítico, teniendo en cuenta los aumentos de carga a 1100 y 1200 psia en Cusiana (Ver figura 12). Así mismo, la implementación de esta regulación permite que las temperaturas a la salida del Joule – Thompson en los demás ramales sea mayor, haciendo que el gasto energético necesario para elevarlas sobre los 40°F disminuya.

RESULTADOS OBTENIDOS

De acuerdo con la composición de la mezcla de gas natural y al conjunto de condiciones operacionales seleccionadas para el estudio de simulación, se concluye que no hay ocurrencia de condensación de fluidos bajo ninguno de los escenarios de temperatura ambiente planteados, ni en tubería troncal ni después de regulación al final del sistema para todo el conjunto de gasoductos evaluado. Sin embargo, algunos puntos en los sectores troncales de los sistemas GBS, La Belleza – Cógua y Mariquita – Cali están lo suficiente cerca de la envolvente de fases como para generar problemas de condensación por enriquecimiento en la composición de la mezcla o por fallas en las condiciones del sistema.

Así mismo, se observa que no habrá condensación de agua, siempre y cuando el gas mantenga una humedad inferior a 5 lb de agua / MMSCF de gas.

Para ningún escenario planteado de carga en Cusiana, se llega al centro operacional de Coguá (principal centro de consumo) con una temperatura dentro de la regulación establecida a 40°F. Por esta razón, es necesaria llevar a cabo una regulación de presión entre 500 y 600 psia a la entrada de este sector troncal. Mientras menor sea la presión de llegada en la etapa de regulación, menor será la caída de temperatura y la necesidad energética para mantenerla sobre la norma establecida en la actualidad.

La existencia de una temperatura de flujo inferior a la exigida por la regulación (<40°F), no implica la presencia de condensados en la línea, tal y como se demostró en la parte final del estudio al comparar las condiciones de salida después de regulación en los ramales correspondientes al sector de mayor cuidado con la envolvente de fases, ya que esta condición de condensación depende del conjunto presión – temperatura.

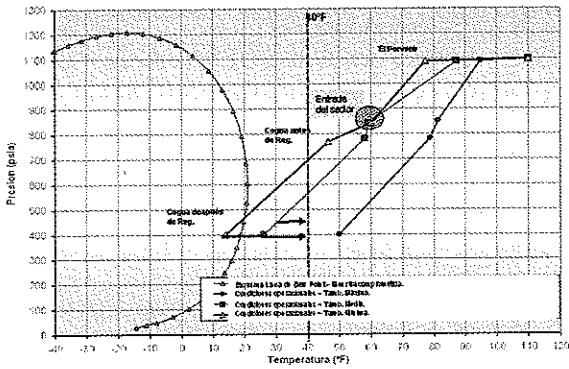


Figura 12. Esquema operacional definido para evitar los riesgos de condensación de hidrocarburos en el sistema La Belleza – Cógua.

Para finalizar, se realizó un ajuste y revisión de los resultados respecto a los valores reales reportados en los centros de regulación, llegándose a concluir que se estaba sobrestimando en cierta medida el efecto de los alrededores al asumir como escenario crítico un escenario operacional de temperaturas mínimas, sobre el comportamiento real. Se confirmó en todo caso, que de acuerdo a los escenarios y condiciones operacionales planteadas no se presenta condensación de fluidos hidrocarburos sobre ningún punto del sistema.

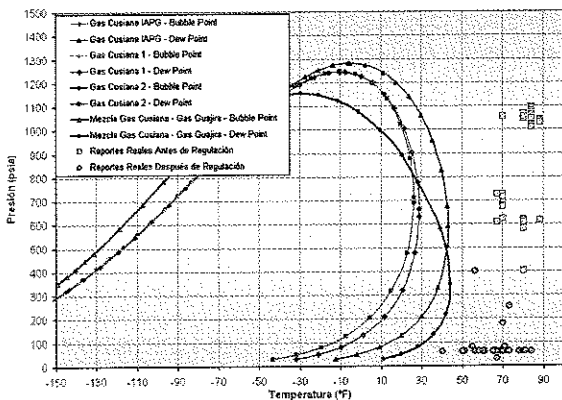


Figura 13. Envolturas de fases Vs. Condiciones de flujo antes y después de regulación en citygates luego de realizar ajuste con reportes reales.

La composición del fluido se convierte en la variable operacional más crítica para operar a las condiciones planteadas; una corriente más rica, es decir, con mayores proporciones de componentes pesados, generará un movimiento de la envolvente de fases en la dirección derecha del diagrama, aumentando el riesgo de tener presencia de condensados hidrocarburos, tanto en el momento de realizar los controles de regulación a las entradas de las distintos centros de consumo como dentro del mismo sistema de tuberías. Si la composición del gas se mantiene entre los valores reportados por BP (20-25°F de Cricondentherm), en el nuevo escenario operacional no se presentaría presencia de hidrocarburos condensados a lo largo del gasoducto.

Las condiciones más críticas para el sistema se presentan en los puntos de regulación en citygates, gracias al bien conocido efecto Joule – Thompson generado por la caída acelerada de la presión. 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.

Si se tiene planeado aumentar el escenario operacional a 1200psi se debe certificar la capacidad de la planta de Cusiana para mantener temperaturas por encima de 118°F en el gas a la salida de la planta, situación que mantendría las temperaturas de llegada a Cógua en un nivel promedio al que se presenta en la actualidad.

RECOMENDACIONES

Revisar periódicamente el cumplimiento de los compromisos adquiridos para la composición del gas de carga en Cusiana respecto al valor máximo de cricondentherm (25°F) mediante análisis de gas extendidos, considerada como la variable de mayor relevancia para evitar cualquier problema de condensación en el sistema.

Evaluar la asertividad 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, como el consumo innecesario de energía y capital, para calentar las corrientes y llevarlas a la norma actual.

REFERENCIAS

ADEWUNI, M. A., MUCHARAN, L. & WATSON, R.W. *Field Study and Modeling of Condensation in Gas Distribution Pipeline*. M.A., SPE 19811, 1989.

ADEWUMI, M. A. & MUCHARAN, L. *Compositional Multiphase Hydrodynamic Modeling of Gas/Gas Condensate Flow in Gas Pipelines*, SPE 17056. Febrero, 1990.

ADEWUMI, M. A. & ZHOU, J., *Predicting flowing gas temperature and pressure profiles in buried pipelines*. SPE 38460, 1997.

BEGGS, H & BRILL, J. *A study of Two Phase Flow in Inclined Pipes Journal of Petroleum Engineering*. SPE 4007. Mayo 1973.

CASARES, C. & LANZANI, J. *The natural gas composition in transport pipelines*. SPE 38244, 1997.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. *Reglamento Único de transporte – RUT*. Resolución 071 de 1999.

LEE, E., CHANG, S. & KIM, I.. *A comparative study of statistical and mathematical methods for natural gas pipeline network analysis*. SPE 50335, 1998.

MODISETTE, J., *Pipeline thermal models*. *Energy Solutions International*. 2000.

MOSHFEGHIAN, M., JOHANNES, A. & MADDOX, R. *The importance of thermodynamic properties in accurately predicting pipeline operations*. 2001.

NAGY, J. & SHIRKOVSKIY, A.. *Mathematical simulation of natural gas condensation process using the Peng Robinson equation of state.* SPE 10982, 1982.

PUTRA, S. *East Java Gas Pipeline Liquid Condensation Study Using Dynamic Multiphase Flow Simulator.* SPE 77928, 2002.

ZOLTÁN, N. & ARKADIYI, S. *Mathematical Simulation of Natural Gas Condensation Processes Using the Peng-Robinson Equation of State.* Moscow Inst. Of Petrochemical and Gas Industry, 2000.

Recibido: 21 de febrero de 2006
Aceptado: 24 de abril de 2006