

USO INTEGRAL DEL GAS DE LOS CAMPOS DEL PUTUMAYO PARA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS Y AUTOGENERACIÓN

C. E. ROA DUARTE^{1*}; M. J. MENESES AMAYA²; R. FERREIRA GUERRA²;
J. G. CASTAÑO VALDERRAMA³

¹ECOPETROL S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Piedecuesta, Santander, Colombia

²Corporación NATFRAC - Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Piedecuesta, Santander, Colombia

³ECOPETROL S.A – Gerencia Regional Sur (GRS), Orito, Putumayo, Colombia e-mail: carlos.roa@ecopetrol.com.co

Fecha Recepción: 26 de octubre de 2009

Fecha Aceptación: 28 de Abril de 2010

RESUMEN

En este artículo se muestran los resultados de un estudio que pretende aprovechar el gas producido en los campos de Ecopetrol localizados en el departamento del Putumayo (Colombia), que comprende los campos de Orito y Área Sur y se evalúan las oportunidades para su aprovechamiento en recuperación de condensados que mezclados con el crudo, incrementarán la producción de estos campos, a la vez que se acondiciona el gas remanente para ser utilizado como combustible en autogeneración eléctrica. Actualmente el costo de adquirir energía eléctrica directamente de la red nacional en el Putumayo resulta 3 veces mayor que para departamentos ubicados en la zona central del país debido a su ubicación geográfica, mientras que el gas producido en los campos del Putumayo debido a su composición del 70% en volumen de CO₂, desde el origen de su explotación, se envía a tea para su disposición. En consecuencia, para cubrir las necesidades energéticas de los campos de Orito y Área Sur y aprovechar integralmente el gas producido, se plantea un modelo dividido en dos fases: una comprende el completamiento de la tercera etapa de compresión del sistema de gas lift y la otra, tiene que ver con la instalación de una planta de tratamiento de gas. Para el Área Sur se considera la instalación de una estación compresora y una planta de tratamiento de gas natural.

El estudio ha sido estructurado en cuatro secciones para su mejor comprensión. En la sección uno se presenta los aspectos relacionados con la calidad del gas y tipos de contaminantes, en especial aquellos que por su naturaleza agria ó ácida, como el CO₂, afectan el manejo y la utilización del gas como combustible; en la sección dos se describen los procesos disponibles a nivel comercial para la remoción de estos contaminantes en altas concentraciones, los aspectos a tener en cuenta para la selección y dimensionamiento de los mismos; en la sección tres se presenta la información necesaria para el modelamiento y la definición del modelo de simulación numérica en estado estacionario del procesamiento del gas; y en la sección cuatro se dan los resultados de mayor relevancia a tener en cuenta con el desarrollo de un proyecto.

Palabras clave: *gas rico, autogeneración, condensados, simulación, endulzamiento*

ABSTRACT

This article shows the results of a directed study on how to use the gas produced in Ecopetrol's fields, which are located in the department of Putumayo (Colombia), covering the fields of Orito and the South Area and evaluating opportunities for its use in recovery of condensate which could be mixed with crude oil in order to increase production from these fields, while the remaining gas is treated to be use as fuel

in electrical generation. Currently the cost of buying electricity from the national system in Putumayo is 3 times higher than the cost of buying produced electricity in departments located in the center of the country, it is explained by its geographical location, while the gas produced in the fields of

Putumayo because of its composition 70% by volume of CO₂ from the source of its exploitation, are sent to the flare. Consequently, to meet the energy needs of the fields of Orito and the South Area using their produced gas, a model was created which has been divided into two phases: one involves the complement of the third stage of compression of the gas lift system and the other involves the installation of a gas treatment plant. In the South Area is considered the installation of a gas compressor station and one natural gas processing plant.

The study has been divided into four sections for a best understanding. The first section presents aspects related to gas quality and types of pollutants, especially those which are acid by their nature, such as CO₂. The 2nd section two describes the processes commercially available for the removal in high concentrations of these pollutants, and also the aspects to be considered for selection of the same; the 3er section shows the information necessary with the purpose to create a model and define the model numerical simulation of gas process, and the 4th section gives the results more relevant to consider the development of a Project.

Keywords: rich gas, self-generation, condensates, simulation, sweeting

INTRODUCCIÓN

En marzo de 1963, las empresas norteamericanas, Texas Petroleum Company y Gulf, hacen el descubrimiento de lo que se llamaría el campo Orito con el pozo productor Orito-1 y comienza así una nueva era en la explotación de hidrocarburos en el Sur de Colombia. En 1968, entra en servicio el Oleoducto Transandino, una verdadera obra de ingeniería que atraviesa la agreste región montañosa del Sur de Colombia en límites con Ecuador, para transportar la producción de crudos de los campos en desarrollo del sur de Colombia y entregarlos en el puerto de Tumaco.

En noviembre de 1979, ECOPETROL adquiere las acciones de Texas Petroleum Company bajo la razón social Petrolera del Río Panamá S.A. y en 1981 asume la administración del campo como el Distrito Sur. En 2004, de acuerdo con la reestructuración de ECOPETROL, el Distrito Sur se convirtió en la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) y tiene a cargo estos campos que cuentan con una infraestructura de 13 estaciones, 2 plantas compresoras de gas, una refinería cerca de 100 pozos activos que producen 433800 m³/día de gas y 1749 m³/día de aceite.

El gas producido nunca ha sido aprovechado, enviándose a tea por un lapso de más de 40 años. Sumado a esto, las características atípicas,

sobretodo de los gases de Orito y Área Sur, cuyas concentraciones de CO₂ están por el orden de 70% han dificultado su uso. En este artículo se plantea el uso integral de este gas, con base en modelos realizados con la herramienta de simulación de procesos, el software HYSYS Versión 7.0., en los cuales se presenta el tratamiento del gas a ser usado en el Sistema de Gas Lift existente, el acondicionamiento para su uso en autogeneración de energía eléctrica y la cantidad de condensados recuperados en estos procesos.

Este estudio se basó en pronósticos de producción de los campos Orito y Área Sur para los próximos 20 años (Figura 1), los cuales garantizan la producción de gas de por lo menos 141600 m³/día durante este periodo de tiempo.

MARCO TEÓRICO

CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA EN EL GAS

Los métodos más utilizados para determinar el contenido de agua en gas natural son el Bureau of Mines Dew Point Tester y el tipo Dupont y Karl Fischer [1].

La remoción de agua del gas se recomienda principalmente para evitar la formación de hidratos que pudiesen interrumpir el flujo de gas en tuberías,

cumplir requerimientos de calidad del gas exigidos por clientes consumidores, evitar el congelamiento de agua en plantas de recuperación de líquidos del gas que operan a temperaturas comprendidas entre -1,1 y -93,3 °C y prevenir la condensación de agua en tuberías de transporte de gas que pudiese favorecer los mecanismos de corrosión interna en presencia de CO₂ y H₂S.

A fin de prevenir la ocurrencia de las situaciones planteadas anteriormente es necesario cumplir con ciertos niveles máximos de contenido de agua, los cuales estarán definidos por el destino final del gas [1].

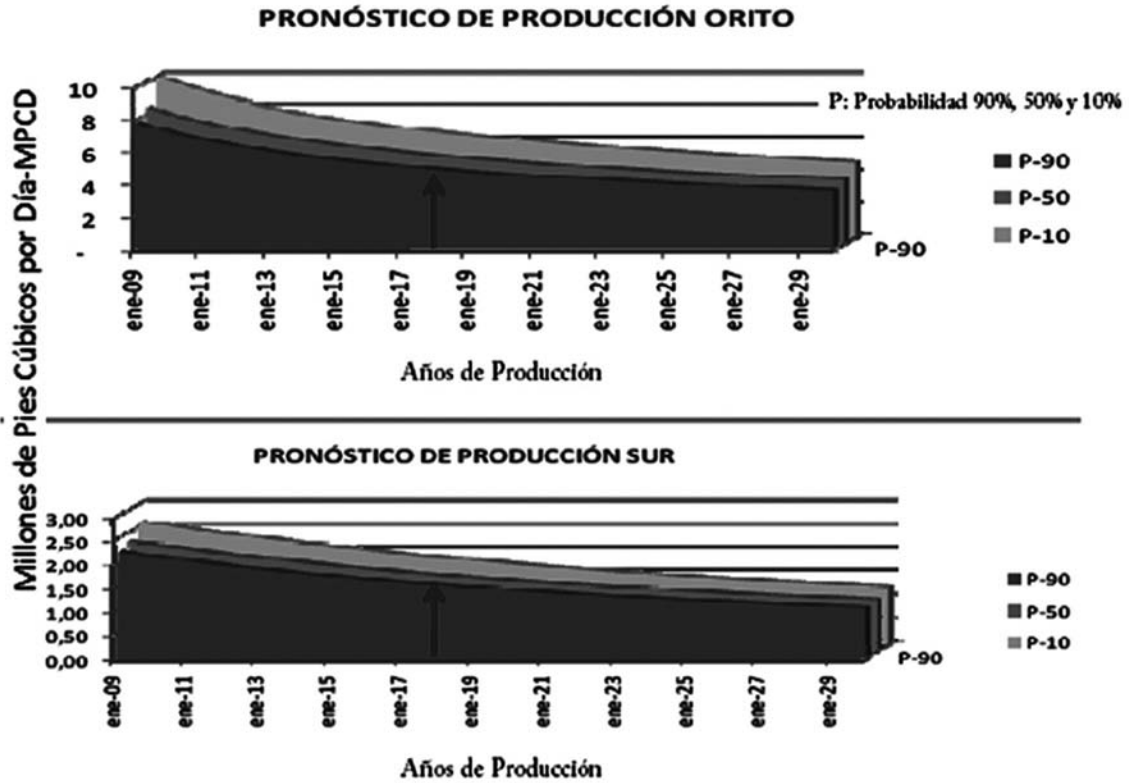


Figura 1. Producción estimada de gas de los Campos Orito y Área Sur

FORMACIÓN DE HIDRATOS

La condición necesaria para que exista la posibilidad de que un gas natural forme hidratos, es que exista agua libre en el sistema. Existen varios métodos para el cálculo de la temperatura y de la presión de formación de hidratos. El más comúnmente utilizado se fundamenta en el uso comúnmente utilizado se fundamenta en el uso de las constantes de equilibrio vapor-sólido. Los valores de constantes de equilibrio formar hidratos, se encuentran en las figuras

20-20 a 20-26 del GPSA Engineering Data Book Volumen II. Adicionalmente, utilizando las figuras comprendidas entre el número 20-14 y 20-10 se puede calcular para gases con diferentes valores de gravedad específica, la expansión permitida para que no haya formación de hidratos [2].

CONTROL DE FORMACIÓN DE HIDRATOS

Para evitar la formación de hidratos existen varios métodos que pueden aplicarse, tales como mantener la temperatura del gas por encima del

punto de formación de hidrato a una condición dada de presión, remover agua del gas hasta niveles tales que garanticen que el agua contenida en el gas no condense, añadir o inyectar productos químicos al gas, como el etilenglicol, para procesos continuos, y metanol para caso de emergencia y que al combinarse con el agua evite la formación del hidrato [3].

PROCESOS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL GAS

Absorción con glicoles

El proceso consiste en poner en contacto una solución de glicol con una corriente de gas en una torre absorbadora, la cual puede ser de platos o empacada. El gas entra por el fondo de la torre y la solución de glicol entra por el tope.

A medida que el gas sube hacia el tope de la torre va siendo despojado del agua hasta que al salir del equipo mencionado el contenido de agua cumple con la especificación requerida [4].

Adsorción con tamices moleculares

Es un proceso muy frecuente cuando se requieren niveles muy bajos de agua en el gas deshidratado. El proceso consiste en pasar gas a través de un lecho, el cual está compuesto principalmente por aluminosilicatos. Al circular el gas, el vapor de agua es atrapado en las cavidades del material que conforma el lecho [4].

Combinación refrigeración/adsorción

En algunas configuraciones de deshidratación de gas se puede encontrar una combinación de los procesos de refrigeración y adsorción para remover agua del gas. Mediante la aplicación de este esquema de procesos se remueve una buena parte del agua, enfriando el gas desde temperatura ambiente hasta temperaturas en el orden de los 60-80°F, sin embargo por debajo de este rango de temperatura se podrían formar hidratos, lo que implicaría la necesidad de inyectar etilenglicol como inhibidor. La aplicación de este arreglo combinado de procesos puede ser atractiva si el sistema de deshidratación está asociado a facilidades de extracción de líquidos del gas en donde se pueda disponer de corrientes frías o de caballaje extra para un sistema de refrigeración con propano [4].

ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

El aprovechamiento del gas natural está orientado al uso como fuente energética de los hidrocarburos presentes y a la separación y transformación de estos componentes en productos de mayor valor agregado, para usos dentro de la industria petrolera y petroquímica. Sin embargo, es poco frecuente producir gases naturales sin contaminantes. Entre los contaminantes que pueden estar presentes en corrientes gaseosas producidas en los yacimientos se pueden reportar los gases ácidos, como el CO_2 y H_2S , compuestos de azufre, tales como el COS, CS_2 y Mercaptanos (RSH), compuestos inorgánicos gaseosos, como el N_2 , He y el O_2 , y agua, entre otros [5, 6].

Niveles de CO_2

El CO_2 es un gas considerado como uno de los mayores contaminantes ambientales, debido al efecto invernadero. Desde el punto de vista de manejo y utilización del gas, el CO_2 tiene efectos negativos al disminuir el poder calorífico del gas y causar problemas de corrosión en instalaciones cuando hay presencia de agua líquida, por tal motivo en las especificaciones RUT se estipula un límite máximo de 2% molar [7].

Procesos para la remoción de compuestos ácidos

Existen varios tipos de procesos entre los que se encuentran los químicos, los cuales se basan en la absorción de gases ácidos a través de reacciones químicas, los físicos, que consisten en la absorción del H_2S y CO_2 con solventes orgánicos, los híbridos, donde se utilizan mezclas de solventes químicos y físicos, los criogénicos, que se basan en el procesamiento a bajas temperaturas y los procesos con membranas [8].

Los procesos con membranas se basan en la separación de los compuestos ácidos mediante permeación selectiva a través de membranas, aprovechando las presiones parciales de estos contaminantes como fuerza impulsora de la transferencia de masa. Todos los gases permean las membranas, pero algunos son más rápidos que otros y es esta característica lo que permite la separación de un gas de una solución de gases. Una membrana puede ser envolvente de un tubo

perforado. Si por el exterior de la membrana se hace correr un gas confinado por un recipiente, el gas pasará de lado a lado permitiendo que los gases rápidos crucen la membrana y sea recolectado en un tubo interior.

Tanto la velocidad del gas como el diferencial de presión entre un lado y otro de la membrana son variables del proceso que se debe controlar para lograr una máxima eficiencia (Campbell, 1994). El montaje de estas membranas se hace en forma de módulos circulares o cartuchos de separación para usos industriales. El mecanismo de separación de las membranas se logra mediante los principios que relacionan la permeabilidad como el producto entre la difusividad y la solubilidad [9, 10, 11].

SELECCIÓN DE PROCESOS PARA ACONDICIONAMIENTO DE GAS

La selección de un proceso de endulzamiento de gas así como la inversión y estimación de los costos de operación, dependen de la información disponible sobre todos los componentes presentes en el gas, por lo tanto es de gran importancia obtener análisis cromatográficos de las corrientes a procesar. El endulzamiento es uno de los procesos críticos a la hora su selección, dadas las características atípicas del gas analizado en este artículo. Los parámetros básicos a considerar para su selección son el contenido de gases ácidos, la presión total del gas y presión parcial de los componentes ácidos, la relación H₂S/CO₂, la temperatura, el contenido de hidrocarburos pesados (C₃+) y el destino del gas tratado. Este último, rige las especificaciones que se deben cumplir con el proceso de tratamiento a ser aplicado. Entre otros aspectos a tener en cuenta se encuentran los ambientales, niveles de corrosión de las instalaciones, tamaño óptimo de los equipos y los menores costos de operación y mantenimiento [8, 11, 12].

CONDICIONES DEL GAS PARA USO INDUSTRIAL

Dado que el gas va a ser utilizado para autogeneración este debe ser entregado a las máquinas generadoras a condiciones determinadas de calidad y humedad, que requieren ser verificadas

y monitoreadas en línea. Las condiciones necesarias que debe cumplir el gas para ingresar a las máquinas de autogeneración son variables, dependiendo de las máquinas autogeneradoras a utilizar y las condiciones del cliente, sin embargo, una referencia para acondicionar el gas son las condiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), las cuales se presentan en la Tabla 1.

MODELOS DE SIMULACIÓN PARA APROVECHAMIENTO INTEGRAL GAS

Los modelos de los nuevos procesos para darle un uso integral al gas producido en Orito y en el Área Sur fueron simulados utilizando HYSYS V7.0.

Para seleccionar la ecuación de estado encargada de modelar el comportamiento de gas, se consideró la capacidad para determinar propiedades termodinámicas para hidrocarburos, las recomendaciones dadas por el modelo de simulación y las recomendaciones de un estudio en el cual se analizó la capacidad para calcular puntos de rocío utilizando diferentes ecuaciones de Estado donde se encontró que la ecuación de Peng-Robinson [13], fue la que presentó menos desviaciones del dato medido [14].

Tabla 1. Especificaciones de gas para uso industrial [7] Creg, 2007

Propiedad	Valor
Temperatura (°C)	49 máx.
Presión (kPa)	8774 máx.
Contenido de azufre (mg/ m ³)	23.00
Poder calorífico (kJ/ ³ m)	42800
Contenido de H ₂ S (mg/ m ³)	6.00
Contenido de CO ₂ (%Vol)	2.00
Contenido vapor de agua (kg H ₂ O /N m ³)	106.10
Punto de rocío HC (°C)	7.20

MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO PARA MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS LIFT DE ORITO

La base de este modelo de simulación está constituida por el modelo físico de las estaciones compresoras 1 y 2 pertenecientes al sistema de gas Lift de Orito. Las composiciones del gas rico de carga a las estaciones son presentadas en la Tabla 2; y las condiciones actuales de operación son estipuladas en la Tabla 3.

Este modelo se realizó instalando un enfriador y un scrubber adicionales a la salida de la tercera etapa de compresión, con el fin de completar este proceso para mejorar la calidad del gas enviado al sistema de Gas Lift, reducir la corrosión y recuperar condensados.

También se modeló la recirculación de la corriente líquida que sale del nuevo scrubber propuesto a instalar en la descarga de la tercera etapa hacia el scrubber instalado en la descarga de segunda etapa, así mismo, la corriente líquida obtenida de este último scrubber se recircula al scrubber de descarga de la primera etapa, y finalmente, recircular la corriente líquida de salida del scrubber de la primera etapa hacia scrubber de general de succión.

Los condensados obtenidos en las inter-etapas del proceso de compresión son recirculados con el fin de estabilizar los condensados, gracias al proceso de expansión y al efecto Joule Thompson, por la disminución de la presión y la temperatura del gas mediante la recirculación a través de una válvula reguladora, haciendo que este proceso mejore paulatinamente el proceso de estabilización.

El diagrama deflujoobtenidode la simulación en HYSYS del sistema de gas lift mejorado se presenta en la Figura 2.

Tabla 2. Composición de gases húmedos de carga de las Estaciones Compresoras de Orito.

Componentes	Estación Compresora 1 (% molar)	Estación Compresora 2 (% molar)
Metano	13,030	16,220
Etano	2,830	3,300

Componentes	Estación Compresora 1 (% molar)	Estación Compresora 2 (% molar)
Propano	4,358	5,688
Isobutano	0,914	1,340
Normal Butano	2,400	3,447
Isopentano	0,746	1,062
Normal Pentano	0,753	1,053
Hexano	0,566	0,743
Heptano	0,429	0,520
Octano	0,133	0,152
Nonano	0,061	0,066
Decanos	0,013	0,016
Dióxido de Carbono	70,263	64,420
Nitrógeno	1,497	1,517
Agua	2,008	0,454

MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO ESTABLE PARA UTILIZACIÓN DEL GAS EN AUTOGENERACIÓN

Campo Orito

El modelo contempla la Planta de Tratamiento la cual se encontraría ubicada en la Estación Compresora 2, e involucra refrigeración, deshidratación y endulzamiento del gas.

En esta planta simulada no solo se contempla el tratamiento del gas proveniente de la Estación Compresora 2, sino también el de una porción del gas de la Estación Compresora 1 (4.0 MPCD), a esta mezcla se le remueven los condensados y el agua [15].

Sin embargo, teniendo en cuenta que el volumen de gas inyectado al sistema de Gas Lift no puede ser reducido ya que se vería comprometida no solo la producción de gas sino también la de crudo, el gas enviado al proceso de endulzamiento corresponde al volumen remanente del gas usado en el sistema de Gas Lift. Es decir, que este volumen remanente, utilizado para autogeneración, es el gas que en la actualidad esta siendo enviado a tea. De esta manera, 7.3 MPCD de gas son enviados al sistema de gas lift de la Estación Compresora 2 y 4.1 MPCD es enviado a endulzamiento.

Tabla 3. Condiciones actuales de los sistemas de compresión de las Estaciones de Orito

Condiciones	Estación 1 de Orito			Estación 2 de Orito		
	Etapa de compresión			Etapa de compresión		
	Primera	Segunda	Tercera	Primera	Segunda	Tercera
Presión de succión (kPa)	413,7	1179	2827	413,69	1179,00	2847,54
Presión descarga (kPa)	1179	2827	6447	1179,00	2847,54	5895,02
Temperatura succión (°C)	35,4	48,7	48,7	39,3	48,7	48,9
Temperatura descarga (°C)	48,9	48,7	120,4	48,7	48,9	109,7
Volumen a comprimir (N m3/d)	309935	308702	304853	215323	214910	211787
Duty (kW)	717,832	512,66	429,49	371,59	354,10	258,50
Volumen Condensados (m3/h)	0,0683	0,4708	0,0	0,10	0,60	0,00

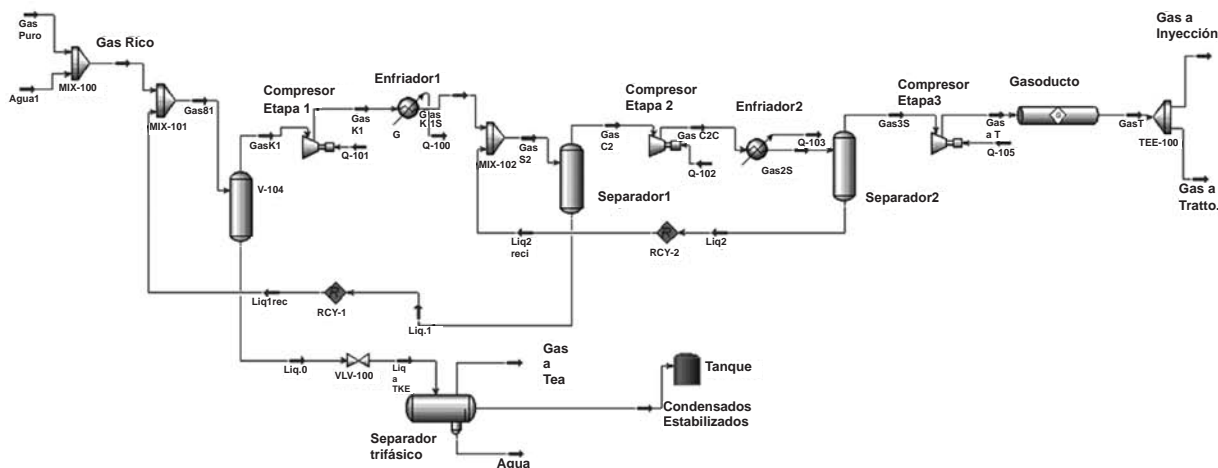


Figura 2. Diagrama del Modelo en HYSYS del Sistema de Gas Lift de Orito mejorado

El diagrama de flujo obtenido de la simulación en HYSYS de la Planta de Tratamiento de gas para autogeneración se presenta en la Figura 3.

Uno de los factores primordiales considerados para el montaje del modelo de simulación fue la selección de los procesos para el

acondicionamiento del gas, teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos [16, 17, 10, 18].

De esta manera, se seleccionaron los procesos de deshidratación con glicol, recuperación de condensados a través del enfriamiento con chiller (ciclo de propano) y endulzamiento del gas con membranas de acetato de celulosa [19].

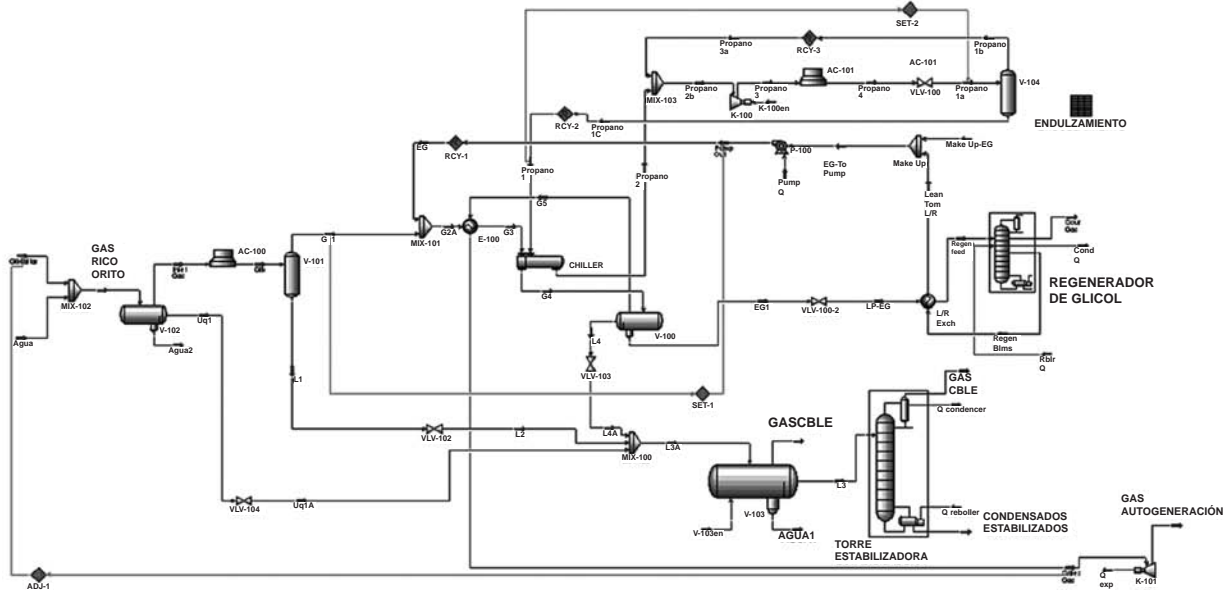


Figura 3. Diagrama de flujo obtenido de la simulación en HYSYS de los procesos de tratamiento del gas de Orito

CAMPOS AREA SUR

La planta de tratamiento modelada en este caso, se encontraría ubicada en la Estación Colón y es similar al modelo propuesto para Orito, es decir, esta planta también constaría de refrigeración, deshidratación y endulzamiento.

La composición de los gases ricos de producción de las Estaciones Loro y Colón, pertenecientes al Área Sur se presentan en la Tabla 4.

Dado que en el Área Sur no existe ningún tipo de sistema de compresión, el modelo contempla que el gas del Campo Loro sea comprimido en una sola etapa para ser transportado a la estación Colón.

Tabla 4. Composición de gases ricos producidos en Loro y Colón.

Componentes	Loro (% molar)	Colón (% molar)
Metano	21,678	13,290
Etano	5,924	4,408
Propano	7,510	7,222
Isobutano	1,338	1,456
Normal Butano	3,529	4,054
Isopentano	0,967	1,248
Normal Pentano	0,935	1,269
Hexano	0,597	0,923
Heptano	0,419	0,752
Octano	0,134	0,284
Nonano	0,078	0,129
Decanos	0,032	0,024
Dióxido de Carbono	51,805	63,315
Nitrógeno	1,829	1,041
Agua	3,226	0,586

La mezcla de estos gases será comprimida en dos etapas para incrementar la presión a un valor requerido para su tratamiento.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAMPO ORITO

Las nuevas condiciones resultantes del modelo del sistema mejorado de compresión de Gas Lift para las dos Estaciones se presentan en la Tabla 5. Se aprecia que bajo este escenario las condiciones operacionales se ven favorecidas, especialmente para el caso de las temperaturas de descarga, tal como es el caso de la corriente de salida de tercera etapa de compresión, la cual disminuye su temperatura en 70°C, en comparación a las condiciones actuales de operación (Tabla 3), lográndose con ello la debida separación y recuperación de condensados en esta última etapa de compresión, lo cual se ve reflejado en el volumen total de condensados retirados.

Tabla 5. Condiciones resultantes del modelo del sistema de compresión mejorado de las Estaciones de Orito

Condiciones	Estación 1 de Orito			Estación 2 de Orito		
	Etapa de compresión			Etapa de compresión		
	Primera	Segunda	Tercera	Primera	Segunda	Tercera
Presión de succión (kPa)	413,79	1179,00	2826,85	413,69	1179,00	2847,54
Presión descarga (kPa)	1179,00	2826,85	6432,81	1179,00	2847,54	5881,23
Temperatura succión (°C)	29,4	42,4	35,9	22,1	36,3	35,5
Temperatura descarga (°C)	42,4	35,9	37,8	36,3	35,5	37,8
Volumen a comprimir (N m ³ /d)	315398	322812	312977	224742	237148	225220
Duty (kW)	806,85	518,02	258,50	506,40	365,86	254,82
Volumen Condensados (m ³ /h)	2,16	3,17	1,23	2,75	4,40	2,04

Así mismo, debido a la recirculación de los líquidos inter-etapas se evidencia una mejora en el enfriamiento general de todas las corrientes de gas del proceso de compresión y en la calidad de los condensados recuperados por a la estabilización de los mismos, a causa del hecho de que la presión cricondenbárica y la temperatura cricontentérmica disminuyen [21], tal como lo reafirman las envolventes de fases de los condensados con y sin estabilizar, observándose el desplazamiento de los puntos de burbuja a rangos de menor temperatura y presión como se observa en la Figura 4.

Las características de la mezcla de gas después del proceso de compresión mejorado simulado en HYSYS para su posterior tratamiento, se presentan en la tabla 6, observándose que no alcanza las condiciones requeridas para ser utilizado como gas combustible para autogeneración, debido a su alto contenido de CO₂, hidrocarburos pesados y vapor de agua. Así mismo, en esta tabla se presentan las nuevas características de este gas acondicionado, es decir, después de los procesos simulados de refrigeración y deshidratación del gas comprimido.

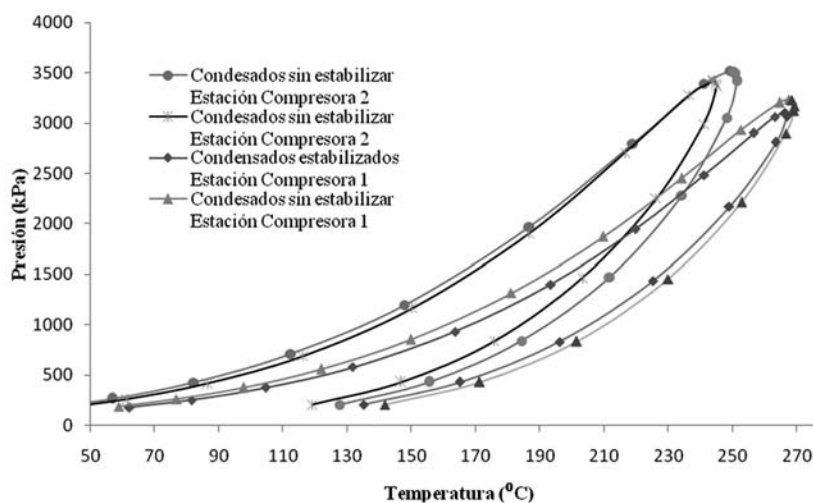
**Figura 4.** Comparación de las envolventes de fases de los condensados obtenidos del modelo de recirculación inter-etapas

Tabla 6. Propiedades gas Orito comprimido resultantes del modelo antes del tratamiento

Propiedad	Gas comprimido y no tratado	Gas refrigerado y deshidratado
Temperatura (°C)	35.2	14.3
Presión (kPa)	6184.60	5950
Contenido de azufre (mg/ m ³)	0.00	0.00
Poder calorífico (kJ/m ³)	21381.40	15349.01
Contenido de H ₂ S (mg/ m ³)	0.00	0.00
Contenido de CO ₂ (%Vol)	68.81	68.79
Contenido vapor de agua (kg H ₂ O /N m ³)	1831.28	67.62
Punto de rocío HC(°C)	47.6	17.43

Observando en la tabla anterior, se evidencia que el gas es mucho más seco e insaturado después de su refrigeración y deshidratación, con lo cual se muestra un mejoramiento en sus características para su utilización como gas lift, dado que se mejoraría la recuperación del gas de formación y los compresores trabajarían mas eficientemente.

Sin embargo, analizando la tabla, la concentración de CO₂ es demasiado alta para su utilización como gas combustible para autogeneración. Por lo tanto, posterior al proceso de endulzamiento simulado, la nueva composición de este gas se presenta en la Tabla 7, y en ella se observa que el porcentaje de CO₂ disminuyó a 33 %. A pesar que este valor se encuentra por encima de las especificaciones RUT, su poder calorífico se encuentra dentro del rango de (35396-44711 kJ/ m³), condición para ser utilizado como gas combustible para autogeneración.

Como resultado del modelo realizado para usar integralmente el gas de Orito, se recuperaron 2m³/h de condensados estabilizados, de los cuales en la tabla 8 se muestran sus propiedades. Como puede observarse la gravedad API del condensado es 83, lo cual revela que sus componentes son livianos, como lo reafirma la Figura 5, donde es poca la separación entre las curvas de punto de burbuja y rocío.

Al mezclar estos condensados con la producción de crudo del campo Orito, el cual en la actualidad está produciendo 43 m³/h con una gravedad API de 30, la mezcla incrementaría su gravedad a 32 API, mejorando su calidad y por ende su valor.

Campos Area Sur

En la Tablas 9 y 10 se presentan la composición y las características de la mezcla de los gases comprimidos de Loro y Colón, simulado en HYSYS antes de su tratamiento, observándose que no alcanza las condiciones requeridas para autogeneración, dado su contenido alto de vapor de agua, hidrocarburos pesados y CO₂. Esta concentración que a pesar de ser menor que para el campo Orito sigue siendo alto para cumplir con especificaciones para autogeneración.

Tabla 7. Composición y poder calorífico del gas de Orito resultante del proceso de endulzamiento simulado

Componentes	(% molar)
Metano	22,355
Etano	9,194
Propano	20,265
Isobutano	3,573
Normal Butano	7,703
Isopentano	1,142
Normal Pentano	0,839
Hexano	0,098
Heptano	0,010
Octano	0,001
Nonano	0,000
Decanos	0,000
Dióxido de Carbono	33.222
Nitrógeno	1.564
Agua	0.031
Propiedad	Valor
Poder calorífico (kJ/ m ³)	48806,88

Tabla 8. Propiedades la totalidad de los condensados estabilizados obtenidas del modelo de Orito

Propiedad	Valor
Volumen condensados (m ³ /h)	2
Densidad [kg/m ³]	658,07
Viscosidad [cP]	0,3236
PV Raid a 37.8 °C [kPa]	178.73
Gravedad Especifica	0.659
Gravedad API	83

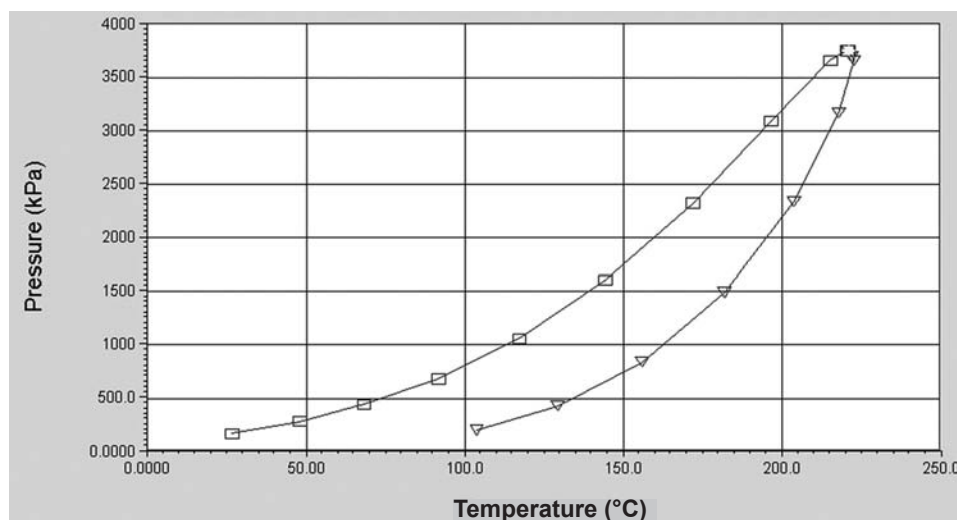


Figura 5. Envoltorio de fases de la totalidad de los condensados obtenido del modelo de Orito

Tabla 9. Composición de la mezcla de gases del Área Sur para sistema de tratamiento

Componentes	% Molar
Metano	16,638
Etano	5,066
Propano	7,491
Isobutano	1,431
Normal Butano	3,880
Isopentano	1,088
Normal Pentano	1,048
Hexano	0,410
Heptano	0,046
Octano	0,001
Nonano	0,000
Decanos	0,000
Dióxido de Carbono	61,224
Nitrógeno	1,350
Agua	0,329

Tabla 10. Propiedades de la mezcla de gases del Área Sur para sistema de tratamiento

Propiedad	Valor
Temperatura (°C)	38.71
Presión (kPa)	2826.85
Contenido de azufre (mg/ m ³)	0.00
Poder calorífico (kJ/ ³ m)	588145.92
Contenido de H ₂ S (mg/ m ³)	0.00
Contenido de CO ₂ (%Vol)	61.22
Contenido vapor de agua (kg H ₂ O /N m ³)	13.07
Punto de rocío HC(°C)	49.8

Las características del gas posterior al acondicionamiento completo resultantes de HYSYS, deshidratación, refrigeración y endulzamiento, se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Propiedades del gas Área Sur resultantes de la simulación del acondicionando

Propiedad	Valor
Temperatura (°C)	29,4
Presión (kPa)	2723,43
Contenido de azufre (kg/100 M m ³ N)	0,00
Poder calorífico (kJ/ ³ m)	48685,60
Contenido de H ₂ S (kg/100 M m ³ N)	0,00
Contenido de CO ₂ (%Vol)	16,34
Contenido vapor de agua (kg H ₂ O /MN m ³)	31,43
Punto de rocío de hidrocarburos (°C)	4,40

En la tabla anterior, se aprecia que con el proceso simulado en HYSYS se logró que el gas cumpliera con los parámetros requeridos para su utilización como gas combustible para autogeneración, ya que su contenido de agua se encuentra por debajo de 106.10 y la extracción de los componentes más pesados fueron recuperados del gas.

Respecto a la composición del CO₂, ocurre similar al modelo del Campo Orito, donde la concentración de CO₂ (16 %) no cumple con las especificaciones

RUT, sin embargo, el poder calorífico del gas se encuentra dentro del rango requerido (35396-44711 kJ/ m3).

El modelo realizado para usar integralmente el gas del Área del Sur, da como resultado una recuperación de 0.7 m3/h de condensados

estabilizados, para los cuales en la Tabla 12 se muestran sus propiedades. Como puede observarse la gravedad API del condensado es 86, lo cual revela que sus componentes son livianos, como lo reafirma la Figura 6, donde la separación entre las curvas de punto de burbuja y rocío es estrecha.

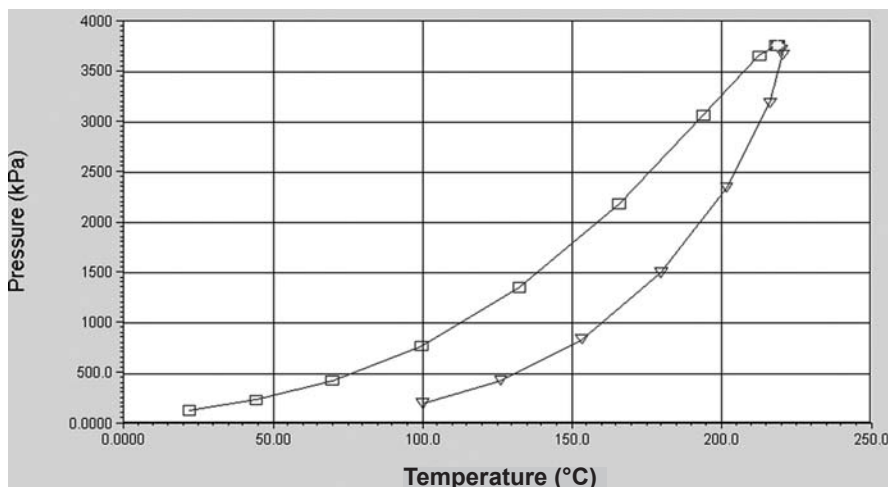


Figura 6. Envolvente de fases de la totalidad de los condensados obtenido del modelo para el Área Sur

Tabla 12. Propiedades la totalidad de los condensados estabilizados obtenidas del modelo para Área Sur.

Propiedad	Valor
Volumen condensados (m ³ /h)	0,6
Densidad [kg/ m ³]	650,33
Viscosidad [cP]	0,3016
PV Raid a 37.8 °C [kPa]	176,90
Gravedad Especifica	0,651
Gravedad API	86

Al mezclar estos condensados con la producción de crudo de los campos del Área Sur, el cual en la actualidad está produciendo 8 m3/h y tiene una gravedad API de 30, la mezcla incrementaría su gravedad a 34 API, mejorando su calidad y por ende su valor.

BENEFICIOS ECONÓMICOS

Estas propuestas representan una gran oportunidad de negocio, dado que los beneficios económicos estimados en el modelo propuesto

son de aproximadamente MUS\$ 8.8 para el caso Orito y MUS\$ 4.5 para los campos del Área Sur, representados en recuperación de condensados y generación de energía, como se observa en el siguiente resumen (Tabla 13).

Tabla 13. Beneficios económicos del uso integral de los gases de Orito y Área Sur.

	Orito	Área Sur
ALCANCE		
Condensados (m ³ /h)	2	0,6
Gas combustible (Nm ³ /Día)	45.312	45.312
Autogeneración (MW)	3	3
INVERSIÓN (MUS\$)		
	3,234	5,5
BENEFICIOS (MUS\$)		
Productos condensados	5,8	5,5
Ahorro de energía	3,0	2,5

CONCLUSIONES

- En razón a que el gas producido en los campos de Orito y el Área Sur no ha sido aprovechado por más de 40 años, mediante la propuesta de darle un uso integral a estos gases, se busca corregir esta situación.
- Con base en el modelo propuesto para el Campo Orito, se evidencia una mejora en su sistema de gas lift, debido al incremento en la recuperación del gas de formación y un trabajo más eficiente en los compresores, ya que el gas es mucho más seco e insaturado.
- Para la evaluación realizada se seleccionó la tecnología de membranas de separación como la más apropiada para endulzar estos tipos de gases atípicos, debido a que por su alto contenido de CO_2 , no es recomendable utilizar las tecnologías convencionales de endulzamiento, como por ejemplo absorción con aminas, pues demandaría no solo de gran área de construcción, sino también de inversiones y gastos de operación mantenimiento muy altos.
- Con base en los modelos propuestos, se estima que se están dejando de recuperar $2\text{m}^3/\text{h}$ de condensados y $42870\text{ N m}^3/\text{día}$ de gas para autogeneración para el caso del Campo Orito. Así mismo, para los campos del Área Sur no se están recuperando $0.6\text{ m}^3/\text{h}$ de condensados y $42870\text{ N m}^3/\text{día}$ de gas para autogeneración.
- Al mezclarse la totalidad de los condensados recuperados, mediante el modelo propuesto, con la producción de crudo de los campos de Orito y Área Sur, su gravedad API aumentaría en un 10 % en promedio, mejorando su calidad y por ende su valor.
- Esta propuesta representa una gran oportunidad de negocio dado que los beneficios económicos estimados con base en el modelo propuesto son de aproximadamente MUS\$ 8.8 para el caso Orito y MUS\$ 4.5 para Loro y Colón, representados en recuperación de condensados y generación de energía.
- En caso de implementarse este proyecto, la calidad del gas de tea desmejorará; sin

embargo, existen oportunidades para el aprovechamiento del CO_2 , las cuales requieren de estudios posteriores, máxime que los países industrializados se han dado a la tarea de comprar bonos de carbón en cualquier parte del mundo que pueda reducir la emisión de CO_2 y los proyectos para Orito, Loro y Colon pueden aplicar para hacerse al protocolo de certificación con cualquier agencia acreditada y conseguir ingresos extras.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecerles muy especialmente a los ingenieros Luis E. Farfán y Ricardo Gaitán de la Superintendencia de Operaciones de Putumayo de Ecopetrol S. A, su valiosa colaboración en el desarrollo de la propuesta presentada en este artículo.

REFERENCIAS

- [1] Robinson, J. M. (1977). Estimation water content of sour natural gases. *Trans Aime*, vol. 263, p. 281
- [2] GPSA Data Book (1998). FPS Version, (Vol. I & II), Eleventh Edition.
- [3] Unruh, C. H & Katz, D.L. (1949). Gas hydrates of carbon dioxide methane mixture. *Trans Aime*, vol. 186, p. 83.
- [4] Ballard, D. (1979). The fundamentals of gas dehydration. *Gas Conditioning Conference at Nirman, Oklahoma*.
- [5] Laglas, V.A. (1981). Selection of gas sweetening processes. *Gas sweetening and sulphur recovery seminar, Amsterdam, Netherlands*.
- [6] Maddox, R. (1974). *Gas & liquid sweetening*. Petroleum Publishing Co. Oklahoma.
- [7] CREG-Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). Resolución 054. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural por Redes-RUT. Colombia.
- [8] Kohl, A. & Riesenfeld, F. (1974). *Gas purification*. Gulf Publishing, Co., Houston, Texas.

- [9] ProSep Technologies Inc. (2008). Budget proposal for Ecopetrol Battery 1/ Battery 2.
- [10] Russell, Fred G.(1983). Field test of Delsep parameters. Hydrocarbon processing, August 1983.
- [11] Spillman, R.W. & Detloff, W.L(1988). Membrane gas treatment is economic. American Oil & Gas report, 31 (10) October, p. 36.
- [12] Jou, F. Y., Otto, F. D & Mather, A.E. (1985). Solubility of H₂S and CO₂ in triethanolamine solutions. Acid and sour gas treating processes. Gulf Publishing Co., Book division, Houston, Texas
- [13] 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
- [14] 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, Facultad. Ingenierías Fisico-químicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 137pp.
- [15] Laboratorio de PVT – ICP. (2008). Determinación de contenido de agua como vapor en las corrientes del gas producido en los campos pertenecientes a la SOP, Ecopetrol S.A, Agosto 26
- [16] Goddin, C. S. (1982). Pick treatment for high CO₂ removal. Hydrocarbon processing, 61(5), p. 125-130
- [17] Kent, R.L & Eisenberg, B. (1976). Better data for amine treating. Hydrocarbon Processing, 55(2), p. 87-90
- [18] Campbell, John M. (1994). Gas Conditioning and Processing, The Equipment Modules, (Vol. 2)
- [19] Pro-Therm S.A. de CV (2008). Proyecto Gas Orito, Separación de CO₂.
- [20] Hysys Simulador de AspenTech. Versión 7.1, Boston, 2009.
- [21] Katz, D. L., Cornell, D., Kobayashi, R., & Poettmann (1978) F.H., Handbook of Natural Engineering, McGraw-Hill.